

1

Lo sviluppo della tecnologia HVDC

Introduzione

La trasmissione dell'energia elettrica fu originariamente sviluppata utilizzando la corrente continua. La disponibilità di trasformatori, lo sviluppo dei motori ad induzione e il cambiamento del tipo di rete di distribuzione all'inizio del XX° secolo, hanno portato all'affermarsi della tecnologia in alternata. Tuttavia lo studio della trasmissione in DC non si è mai fermata, anzi. Frutto delle ricerche effettuate presso l'istituto Allmana Svenska Electriska Aktiebolaget, in Svezia, dal 1929 fu sviluppata una rete DC multiconduttore ad alta tensione, controllata da valvole ai vapori di mercurio per la trasmissione di elevate potenze.

Alcune prime reti di tipo sperimentale furono inoltre installate negli anni '30 in Svezia e negli Stati Uniti per verificare l'effettiva efficacia dell'uso delle valvole al mercurio nei processi di conversione.

Ulteriore impulso alla ricerca relativa ai sistemi di trasmissione in DC si ebbe nel periodo della seconda guerra mondiale. In quegli anni infatti, in un'ottica di sviluppo e pianificazione della politica energetica, particolare attenzione era rivolta ai nuovi sistemi di generazione e distribuzione dell'energia elettrica.

Il primo contratto commerciale per un sistema di trasmissione in HVDC fu siglato nel 1941 in Germania. L'impianto progettato, completato nel 1945 ma mai reso operativo a causa della guerra, aveva una potenza nominale di 60 MW e doveva fornire energia alla capitale tedesca tramite un cavo interrato della lunghezza di 115 km; successivamente nel 1950, una linea sperimentale da 200 kV, lunga 116 km fu installata per collegare Mosca a Kašira.

Per arrivare al primo sistema HVDC operativo bisogna aspettare il 1954. Realizzato tra l'isola di Gotland nel mar Baltico e la terraferma svedese, aveva una potenza di 20 MW.

Seguirono poi altri impianti, tutti utilizzando valvole a vapori di mercurio, tra cui :

- il collegamento della Sardegna con la terraferma (1965)
- la Pacific DC Intertie (1970), collegamento tra la regione del Nord-Ovest Pacifico e Los Angeles, negli Stati Uniti
- il Nelson River Bipole (1973) in Canada.

Negli anni '70, grazie allo sviluppo dell'elettronica di potenza, in particolare nel settore dei semiconduttori, si cominciarono ad impiegare, per applicazioni commerciali, ponti di conversione costruiti con valvole a tiristori. Questi hanno reso il sistema di trasmissione in HVDC una tecnologia competitiva sia per la trasmissione di potenza a lunga distanza sia per l'interconnessione di diversi sistemi elettrici.

Il primo impianto ad utilizzare i ponti a tiristori in sostituzione alla valvole al mercurio è del 1972, realizzato in Canada tra lo stato del Quebec e quello di New Brunswick con una potenza di 3100 MW.

Successivamente sono sorti numerosi impianti che utilizzano la tecnologia HVDC e sotto ne è riportata un elenco, stilato dalla IEEE Transmission and Distribution Committee.

Oggi, l'impianto con la tensione di esercizio maggiore è il TAIPU II: situato in Brasile è lungo 785 km e la sua tensione nominale al lato DC è pari a ± 600 kV.

Capitolo 1

Nome link	HVDC Supplier	Anno	Potenza (MW)	Tensione DC (kV)	Lungh. Linea (km)	Paese
Gotland I	A	1954	20	+/- 100	96	Sweden
English Channel	A	1961	160	+/- 100	64	England-France
Volgograd-Donbass		1965	720	+/- 400	470	Russia
Inter-Island	A	1965	600	+/-250	609	New Zealand
Konti-Skan I	A	1965	250	250	180	Denmark-Sweden
Sakuma	A	1965	300	2x125	B-B	Japan
Sardinia	I	1967	200	200	413	Italy
Vancouver I	A	1968	312	260	69	Canada
Pacific Intertie	JV	1970	1440	+/-400	1362	U.S.A.
		1982	1600			
Nelson River I	I	1972	1620	+/-450	892	Canada
Kingsnorth		1975	640	+/-260	82	England
	I					
Gotland	A	1970	30	+/-150	96	Sweden
Eel River	C	1972	320	2x80	B-B	Canada
Skagerrak I	A	1976	250	250	240	Norway-
II	A	1977	500	+/-250		Denmark
III	A	1993	440	350	240	Norway-Denmark
Vancouver II	C	1977	370	-280	77	Canada
Shin-Shinano	D	1977	300	2x125		Japan
		1992 est.	600	3x125	B-B	
Square Butte	C	1977	500	+/-250	749	U.S.A.
David A. Hamil	C	1977	100	50	B-B	U.S.A.
Cahora Bassa	J	1978	1920	+/-533	1360	Mozambique-S.Africa
Nelson River II	J	1978	900	+/-250	930	Canada
		1985	1800	+/-500		
CU	A	1979	1000	+/-400	710	U.S.A.
Hokkaido-Honshu	E	1979	150	125	168	Japan
	E	1980	300	250		

Nome link	HVDC Supplier	Anno	Potenza (MW)	Tensione DC (kV)	Lungh. Linea (km)	Paese
		1993 est.	600	+/-250		
Acaray	G	1981	50	25.6	B-B	Paraguay
Vyborg	F	1981	355	1x170(+/-85)	B-B	Russia-Finland
	F	1982	710	2x170		
			1065	3x170		
Duernrohr	J	1983	550	145	B-B	Austria
Gotland II	A	1983	130	150	100	Sweden
Gotland III	A	1987	260	+/-150	103	Sweden
Eddy County	C	1983	200	82	B-B	U.S.A.
Château-guay	J	1984	1000	2x140	B-B	Canada
Oklaunion	C	1984	200	82	B-B	U.S.A.
Itaipu	A	1984	1575	+/-300	785	Brazil
	A	1985	2383			
	A	1986	3150	+/-600		
Inga-Shaba	A	1982	560	+/-500	1700	Zaire
Pacific Intertie up-grade	A	1984	2000	+/-500	1362	U.S.A.
Blackwater	B	1985	200	57	B-B	U.S.A.
Highgate	A	1985	200	+/-56	B-B	U.S.A.
Madawaska	C	1985	350	140	B-B	Canada
Miles City	C	1985	200	+/-82	B-B	U.S.A.
Broken Hill	A	1986	40	2x17(+/-8.33)	B-B	Australia
Intermountain Power Project	A	1986	1920	+/-500	784	U.S.A.
Cross-Channel (Les Mandarins) (Sellindge)	H	1986	1000	+/-270	72	France-
	I	1986	2000	2x+/-270		England
Des Cantons-Comerford	C	1986	690	+/-450	172	Canada-USA.
Sacoi	H	1986	200	200	415	Corsica Island
		1992 est.	300			Italy
Itaipu II	A	1987	3150	+/-600	805	Brazil
Sidney (Virginia Smith)	G	1988	200	55.5	B-B	U.S.A.
Gezhouba-Shanghai	B+G	1989	600	500	1000	China
		1990	1200	+/-500		
Konti-Skan II	A	1988	300	285	150	Sweden-Denmark

Capitolo 1

Nome link	HVDC Supplier	Anno	Potenza (MW)	Tensione DC (kV)	Lungh. Linea (km)	Paese
Vindhya-achal	A	1989	500	2x69.7	B-B	India
Pacific Intertie expansion	B	1989	1100	+/-500	1362	U.S.A.
McNeill	I	1989	150	42	B-B	Canada
Fenno-Skan	A	1989	500	400	200	Finland-Sweden
Sileru-Barsoor	K	1989	100	+100	196	India
			200	+200		
			400	+/-200		
Rihand-Delhi	A	1991	750	+500	910	India
		1991	1500	+/-500		
Hydro Quebec-New England	A	1990	2000	+/-450	1500	Canada-USA.
Nicolet tap	A	1992	3000			Canada
Welch-Monticello		1995 est.	600		B-B	USA.
Etzenricht	G	1993 est.	600	160	B-B	Germany-Czech
Vienna South-East	G	1993 est.	550	145	B-B	Austria-Hungary
DC Hybrid link	AB	1992 est.	992	+270/-350	617	New Zealand
Chandrapur-Padghe		1997 est.	1500	+/-500	900	India
Chandrapur-Ramagundum		1996 est.	1000	2x	B-B	India
Gazuwaka-Jeypore		1997 est.	500		B-B	India
Leyte-Luzon		1997 est.	1600	400	440	Philippines
Haenam-Cheju	I	1993 est.	300	+/-180	100	South Korea
Baltic Cable Project	AB	1994 est.	600	450		Sweden-Germany
Victoria-Tasmania			300	30		Australia
Kontek HVDC Intercon.		1995 est.	600	400		Denmark
Scotland-N. Ireland		1996 est.	250	250		United Kingdom
Greece-Italy		1997 est.	500			Italy

Nome link	HVDC Supplier	Anno	Potenza (MW)	Tensione DC (kV)	Lungh. Linea (km)	Paese
Tsq-Beijao		1997 est.	1800	500	903	China
Iceland-Scotland link			2000		950	
Sarawak-Malaysia			1600		620	

Tabella 1.1 – Impianti HVDC nel mondo

dove relativamente alle sigle dei costruttori abbiamo

- | | |
|-----------------------|------------------------------------|
| A – ASEA; | H – CGEE Alsthom; |
| B – Brown Boveri; | I – GEC (English Electric) |
| C – General Electric; | J – HVDC W. G. (AEG, BBC, Siemens) |
| D – Toshiba; | K – Indipendente |
| E – Hitachi; | AB – ABB Brown Boveri |
| F – Russian; | JV – Joint Venture (GE and ASEA) |
| G – Siemens; | |

Perché scegliere la DC?

Una risposta spesso viene fornita è che il collegamento in DC ha perdite minori rispetto ad una linea di uguale potenza AC. In realtà, l'ammontare totale delle perdite è determinato da diversi fattori, in primis la sezione dei conduttori. Allargandola infatti, si diminuiscono le perdite in linea aumentando però i costi totali dell'impianto.

Quando si sceglie di utilizzare una linea di trasmissione HVDC, le ragioni sono principalmente economiche e sono legate a più fattori :

- per trasmettere una stessa potenza, la linea in DC può essere progettata con costi per unità di lunghezza minori rispetto ad una linea in alternata. Attenzione però che le stazioni di conversione poste ad ogni fine linea hanno costi decisamente più alti rispetto alle terminazioni di linee AC e dunque ci sarà una distanza oltre la quale una linea di trasmissione in continua sarà più conveniente rispetto ad una in alternata;
- se la trasmissione avviene tramite cavi o cavi sottomarini, la distanza oltre la quale la linea in continua risulta essere più vantaggiosa rispetto l'alternata, si abbassa notevolmente. Per fornire un ordine di grandezza, linee in cavo in alternata più lunghe di 50 km sono difficilmente realizzabili mentre per linee in DC si raggiungono lunghezza anche di 600 km;
- la connessione di sistemi AC operanti con differenti valori di frequenza è semplificata se si utilizza un sistema di connessione in HVDC.

La trasmissione di energia in corrente continua è dunque diventata parte integrale della distribuzione dell'energia elettrica in molti paesi del mondo ed è una tecnologia di riferimento quando devono essere coperte lunghe distanze, quando si richiede l'utilizzazione di cavi o per l'interconnessione di diversi sistemi.

Capitolo 1

1.1 Vantaggi ed applicazioni del sistema HVDC

Un collegamento in HVDC permette di superare alcuni svantaggi insiti nella trasmissione in corrente alternata e presenta diversi vantaggi tra i quali [14]:

- non c'è un limite tecnico alla lunghezza della linea;
- i sistemi che vengono interconnessi non hanno la necessità di operare in sincronismo.
- immunità dalle fluttuazioni di impedenza, angolo di fase, frequenza e tensione;
- non viene incrementato il rapporto di corto-circuito (Short Circuit Ratio);
- il terminale ricevente può essere assimilato ad un generatore e può fornire potenza secondo procedure pre-impostate relative ad esempio al controllo di frequenza, alla regolazione di tensione etc.
- la connessione può essere utilizzata come fosse un gruppo di generazione di riserva in quanto è in grado di fornire l'entità di potenza richiesta in tempi rapidi;
- mediante la regolazione di potenza della linea di collegamento in DC si può migliorare la stabilità di uno o di entrambi i sistemi AC limitandone le oscillazioni di potenza.

L'impiego classico dei sistemi HVDC è nella trasmissione di grandi potenze su lunghe distanze dato che i costi complessivi del sistema di trasmissione e le relative perdite in linea sono minori rispetto ad un sistema in AC.

Il principale vantaggio della connessione in HVDC è rappresentato dal fatto che non c'è nessun limite di stabilità legato alla quantità di potenza trasmessa ed alla lunghezza della linea di trasmissione. Di seguito le principali applicazioni di linee HVDC.

1.1.1 Trasmissione di grossa potenza su lunga distanza.

Quando grandi potenze devono essere trasferite su lunghe distanze, l'opzione offerta dalla DC può essere vantaggiosa.

Il sistema di trasmissione in corrente alternata risulta limitato dai seguenti fattori:

- 1 → necessita il mantenimento della stabilità (rappresentata dal mantenimento del sincronismo lungo la linea) dopo un disturbo
- 2 → le variazioni di tensione lungo la linea devono essere contenute entro certi range richiesti dai carichi

La linea in corrente continua necessita solamente di due conduttori (uno nel caso di trasmissione sottomarina) e non tre come solitamente richiesto dalle linee in alternata. Questo si traduce con un minor ingombro e un minor costo delle linee. Le figure 1.1 e 1.2 illustrano schematicamente le configurazioni possibili in AC e in DC per una linea da 1200 MW e per una linea da 1500-2000 MW

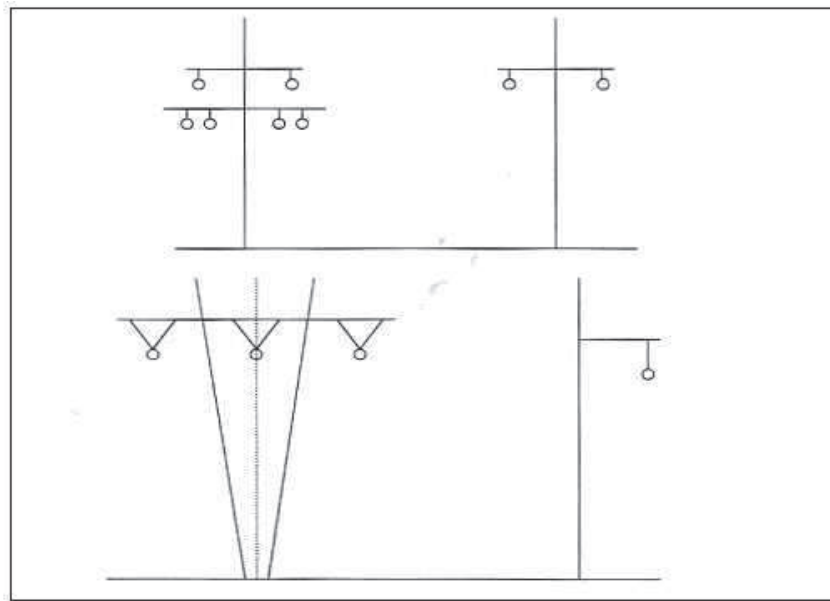


Figura 1.1 – Configurazioni tralicci per linea AC (lato sinistro) e DC (lato destro) – 1200 MW

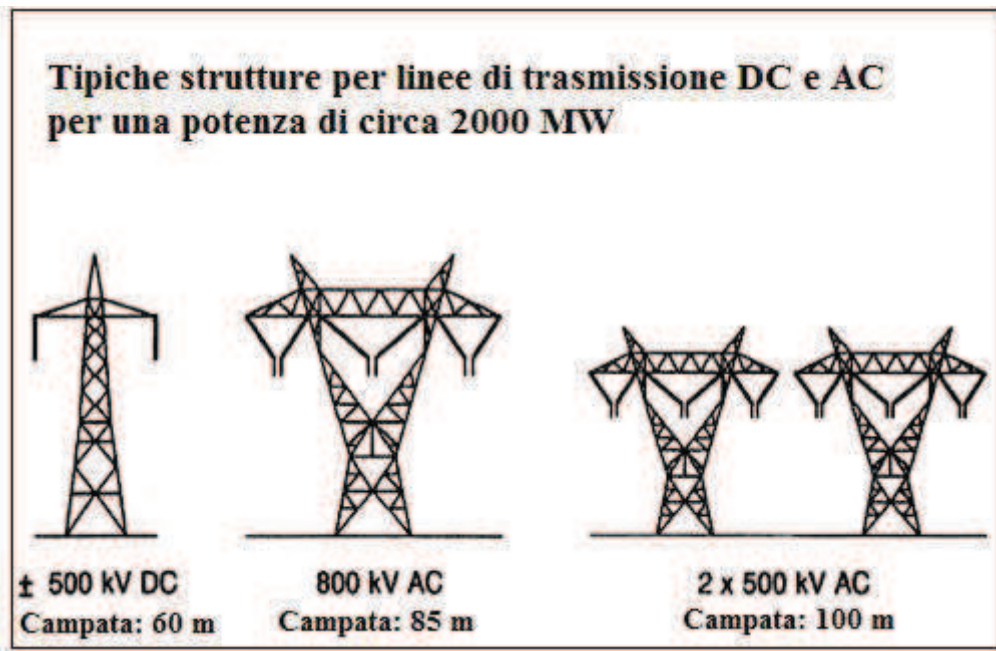


Figura 1.2 - Configurazioni tralicci per linea AC e DC da 1500/2000 MW

1.1.2 Interconnessione con linee AC o HVDC.

Se due o più sistemi indipendenti devono essere interconnessi da un collegamento in alternata, bisogna preservare il sincronismo tramite le comuni regole relative a sicurezza, affidabilità, controllo di tensione/frequenza, regolazione primaria e secondaria, etc. Dunque, il sincronismo dipende dalla struttura e dalla potenza del sistema, dal numero delle linee di interconnessione, e dal tipo di problema che può o meno verificarsi in qualche nodo del sistema. Nella maggior parte dei casi, per assicurare l'affidabilità, è necessario più di un collegamento.

Capitolo 1

Considerando invece le interconnessioni fra sistemi indipendenti mediante linee in continua, si rimuovono i vincoli relativi ai problemi di stabilità e di controllo. I problemi di stabilità dei singoli sistemi AC interconnessi infatti, non vanno ad influenzare il link in continua.

Se poi consideriamo le interconnessioni in cavo, con le linee in AC si presenta il problema della capacità che limita la potenza trasmissibile con linee molto lunghe, se non si prevedono reattanze compensatrici, si può arrivare alla situazione limite dove la corrente circolante è tutta di componente reattiva. Indicativamente, dal punto di vista pratico, se non si possono installare le reattanze intermedie, una linea con cavo XLPE non può superare i 100 km.[1] Per superare questa distanza l'unica possibilità è quella di adottare una linea in continua. Una connessione in HVDC richiede solamente un conduttore positivo ed un conduttore negativo e in alcuni casi solamente il conduttore di andata (linee sottomarine con ritorno in mare). Il solo limite alla distanza per linea HVDC è dato non tanto da problemi di tipo tecnico bensì di tipo economico.

1.1.3 Sistemi HVDC Multiterminale

Quando la potenza si deve trasferire da una zona di generazione remota e deve essere trasportata lungo diversi stati o lungo diverse aree geografiche, può essere conveniente dal punto di vista politico/economico offrire la connessione ai diversi potenziali partner delle aree attraversate. L'HVDC permette di avere diversi soggetti collegati ad un unico link.

Questo è stato dimostrato da diversi tipi di impianti quali il SACOI – un sistema in cavo a 3 terminali che interconnette Italia, Corsica e Sardegna oppure la linea che permette l'interconnessione tra il Quebec (Canada) e il New England (USA).

Un sistema di interconnessione multipla tramite linea HVDC di lunga distanza, è oggi allo studio in Europa e permetterebbe di collegare Russia, Estonia, Lettonia, Lituania, Bielorussia, Polonia e Germania [2]. I vantaggi apportati dal collegamento possono essere presenti anche senza stabilire delle regole comuni per quanto riguarda, ad esempio il controllo di frequenza, e i vari sistemi AC possono continuare ad essere gestiti ed ad esercire in modo indipendente.

1.1.4 Benefici di tipo ambientale.

Come per i costi del "life cycle", l'analisi dell'impatto ambientale di progetti diversi necessita di alcune precisazioni.

Un sistema in AC è costituito da linee e sottostazioni. Un sistema DC, oltre alle linee è composto dalle stazioni di conversione. Una valutazione di tipo qualitativo per i due tipi di configurazioni dei sistemi può tener conto dei seguenti fattori:

- *Impatto visivo.* Il migliore impatto appartiene sicuramente alla linea in DC, dato che per una stessa potenza, le strutture su cui montare le linee hanno una dimensione minore.
- *L'ampiezza* che una linea DC occupa è nettamente inferiore rispetto ad una linea AC. Questo rende le linee in DC un'ottima alternativa per ampliare linee in zone densamente popolate o con poco spazio a disposizione.
- *Effetto Corona.* Considerando una linea di trasmissione bipolare in DC e una linea di trasmissione in AC con la stessa tensione efficace tra conduttore e terra e con la stessa capacità di trasmissione, le perdite Corona per la linea DC generalmente sono inferiori, specialmente in condizioni climatiche avverse.
- *Interferenze radio.* L'effetto Corona, causa delle correnti ad alta frequenza che emettono delle interferenze elettromagnetiche. Da misure effettuate, si vede che le interferenze radio in prossimità di linee in DC, sono molto minori rispetto a quelle rilevate nelle vicinanze di linee AC con capacità comparabile.
- *Rumore di fondo.* In condizioni climatiche normali, il rumore rilevato vicino a linee DC e AC risulta della stessa intensità. Se però le rilevazioni vengono effettuate in condizioni di pioggia, le performance migliori sono fornite dalla linea DC.
- In linea teorica, una linea DC, non avendo un campo magnetico variabile, non presenta un campo magnetico nel suo intorno. Da misurazioni comunque si è visto che il campo di una linea DC monopolare risulta comparabile con quello naturale della terra.

1.2 Costi del sistema HVDC

La trasmissione di potenza tramite linee in corrente continua è interessante dal punto di vista economico quando una quantità di potenza elevata deve essere trasportata su lunghe distanze, da un impianto di produzione remoto al centro di utilizzazione.

Indicativamente, la trasmissione tramite linee in HVDC diventa conveniente rispetto alla linea tradizionale per distanze di oltre 500 ÷ 600 km ed è molto più breve per i cavi posati sotto l'acqua [6].

La figura 1.3 sotto riportata, tratta da [7], (1) illustra i costi iniziali per una linea in HVAC e (2) invece sono i costi iniziali per una linea HVDC. Si vede che l'HVDC necessita degli investimenti più sostanziosi che sono imputabili all'elevato costo delle valvole che compongono i ponti raddrizzatori. In aggiunta (3) e (5) rappresentano i costi relativi alle linee di trasmissione costruite per i sistemi HVAC e HVDC rispettivamente e da qui si vede che, come detto precedentemente, le linee in continua sono più economiche. In caso di trasmissione in alternata devono essere previsti anche dei condensatori di shunt (4), solitamente ogni 100 ÷ 200 km a seconda del tipo di condensatore scelto.

Nella stessa figura sono inoltre presentate le perdite durante il normale esercizio del sistema che possono essere assimilati ai costi di esercizio; il tratto (6) è relativo alla linea in alternata, il (7) alla continua. Si vede che, a parità di potenza trasmessa, la potenza persa nella linea in DC è inferiore alla potenza persa nella linea AC.

Pertanto, la trasmissione in HVAC è economicamente conveniente rispetto HVDC per distanze inferiori ai 500 km circa come evidenziato in Figura 1.4.

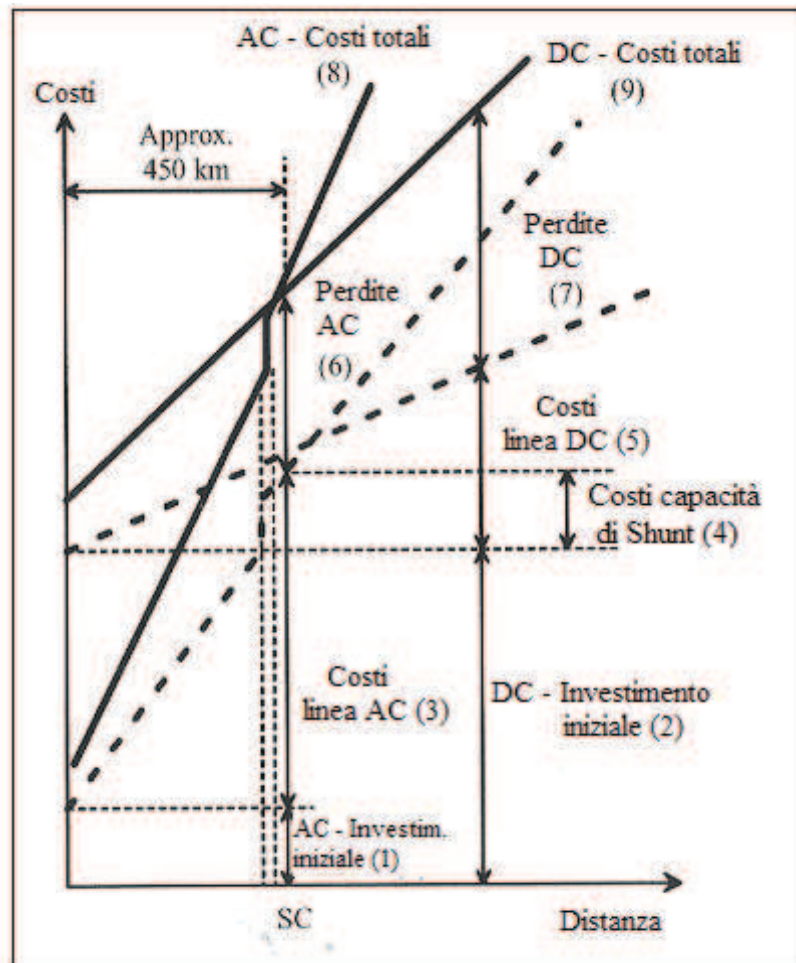


Figura 1.3 – Confronto costi/distanza di trasmissione tra linea AC e DC

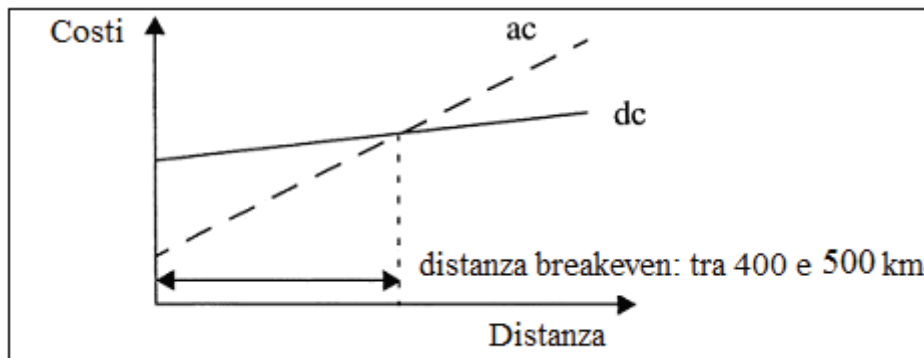


Figura 1.4 – Confronto costi/distanza di trasmissione tra linea AC e DC

La tabella sottostante rappresenta la relazione tra la potenza trasmessa e la tensione di esercizio dei sistemi in HVAC e HVDC comunemente usati. Bisogna inoltre sottolineare come sotto i 400 MW di potenza trasmessa la tensione da impiegare nel sistema HVDC, è il risultato del compromesso economico tra livelli di isolamento e perdite in linea.

Capacità (MW)	Tensione AC (kV)	Tensione DC (kV) PTP – point to point	Tensione DC (kV) BTP – back to back
200	115	-	2 x 60
400	115 – 230	-	2 x 80
500	230 – 345	± 250	2 x 1000
1000	345 – 500	± 400 – 500	2 x 150
1500	345 – 500	± 500	-
2000	500	± 500 – 600	-
2500	500	± 500 – 600	-
3000	500	± 600	-

Tabella 1.2 – Confronto diversi sistemi di trasmissione

In una configurazione back – to – back dove il ritorno marino non può essere effettuato, i livelli di tensione sono minori rispetto ad una configurazione point – to – point. Questo implica che il numero di tiristori connessi in serie nelle valvole e il livello di isolamento viene ridotto con conseguente diminuzione dei costi rispetto ad una configurazione PTP. (Considerando la stessa potenza trasmessa e non considerando la linea di trasmissione, i costi vengono ridotti di un 20%) [8].

1.2.1 Costo delle stazioni di conversione.

In ogni valutazione, sia di fattibilità di un intero progetto sia del confronto di diverse opzioni, i costi di avviamento sono inevitabilmente i punti più significativi e quindi più importanti in termini di accuratezza. Durante l'esecuzione del progetto ovviamente, quando le specifiche tecniche diventano più ristrette e viene ristretto il range dei materiali e delle apparecchiature che si dovranno utilizzare, le stime dei costi diventano sempre più precise. Negli ultimi anni sono state effettuate diverse analisi relative ai costi relativi agli investimenti iniziali per la costruzione di linea di trasmissione in HVDC per poterne ricavare delle stime. La tabella sotto, tratta da [9] fornisce delle stime per diverse configurazioni di linea HVDC con in percentuale l'incidenza delle varie parti sul costo totale. I costi sono riferiti per l'impianto completo e sono relativi a quelli sostenuti dal fornitore dell'impianto. Inoltre, sono riferiti ad entrambi i terminali (per linee con due terminali) e per la loro stima si sono assunte delle semplificazioni ovvero:

- la linea bipolare è formata da un unico gruppo valvole per polo;
- non sono previste misurazioni relative alla compensazione della potenza reattiva;
- non è previsto il controllo della tensione (non si include la possibilità di operare con sistema AC “debole”);
- non sono previsti alcuni costi che devono essere sostenuti dall’acquirente e che spesso possono essere di una certa rilevanza (es. tasse, interessi chiesti dalle banche per prestito di denaro, etc.)

	Back to Back		Monopolare	Bipolare	Bipolare	Bipolare
	200 MW (%)	500 MW (%)				
Gruppo valvole	19	19	21	21	22	22
Trasformatori di conversione	22,5	22,5	21	22	22	22
Sottostazione e filtri DC	3	3	6	6	6	6
Sottostazione e filtri AC	11	11	10	9,5	9	9
Controllo, protezione e commutazione	8,5	8,5	8	8	8	8
Lavori di installazione	13	13	14	14	13,5	13,5
Potenza ausiliaria	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5
Progetto e amministrazione	21	21	17,5	17,5	17	17
Totale	100	100	100	100	100	100
Totale per kW	130 \$	90 \$	180 \$	170 \$	145 \$	150 \$

Tabella 1.3 – Stime costi “chiavi in mano” impianti HVDC divisi per categoria (anno 2000). Costi espressi in US \$/kW

I costi addizionali relativi a condensatori di rifasamento si possono stimare in 10 US\$/kVAR. Se invece viene scelta una strumentazione di controllo della potenza reattiva più sofisticata, come gli SVC o gli STATCOM, i costi si possono quantificare in un range di 30 – 50 US\$/kVAR (costi di installazione totali). Nel caso di debba operare con reti AC particolarmente deboli, i costi possono salire fino a 70 – 90 US\$/kVAR in quanto si rende necessario l’utilizzo di sistemi più sofisticati per l’inserzione sincrona dei banchi di condensatori.

Relativamente all’ultima colonna della tabella 1.3, se per una stazione bipolare da 3000 MW e ±600 kV, viene scelta una tensione di ±500 kV, i costi della stazione di conversione scendono di circa un 5 – 10 %. Data la volatilità del mercato, si deve tenere conto che i valori indicati sopra possono scostarsi dai valori reali di un ± 20%. Possono essere usati dunque come primo

Capitolo 1

orientamento dei costi che si dovranno sostenere che dovrà ottenere conferma dai preventivi dei vari produttori.

Ogni sistema di trasmissione HVDC si differenzia rispetto agli altri per via della tensione di linea, alla potenza inviata, alle armoniche che lo interessano e alla potenza reattiva limite. Dunque ogni schema HVDC è unico e particolare attenzione deve essere posta al confronto dei costi “chiavi in mano” di diversi impianti.

1.2.2 Costi linee aeree

In base al livello di affidabilità del sistema richiesto e al grado di sensibilità relativo a guasti transitori o permanenti, diverse configurazioni di linea aerea HVDC possono essere progettate con differenti capacità di trasmissione residue dopo eventuali guasti in linea.

Si fa notare che un aumento di affidabilità equivale un aumento del costo della linea.

La tabella 1.4 presenta diverse configurazioni per linee aeree HVDC [10]. Si è assunta la capacità termica dei conduttori di linea, relativa al doppio della corrente nominale. Questa ultima assunzione è stata fatta in modo tale che le sezioni dei conduttori siano tali contenere entro una data percentuale le perdite dovute all’Effetto Corona.


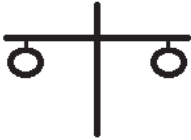
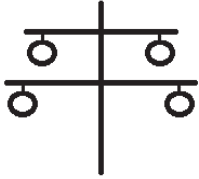


Variante	Configurazione traliccio	Costi relativi
Linea monopolare, singola		85%
Linea bipolare, singola		100%
Linea bipolare, doppia		114%
Due linee monopolari		126%
Due linee (monopolari o bipolari)		136%

Tabella 1.4 - Configurazioni linee aeree HVDC

Nella tabella 1.5 vengono confrontate diverse configurazioni sia DC sia AC di linea aerea per la trasmissione di 3000 MW [11].

Alternative	DC Alternatives				AC Alternatives			Hybrid AC/DC Alternative		
	± 500 kV	± 500 kV	± 600 kV	± 800 kV	500 kV	500 kV	765 kV	± 500 kV	500 kV	Total
	Bipole	2 Bipoles	Bipole	Bipole	2 Single Ckt	Double Ckt	2 Single Ckt	Bipole	Single Ckt	AC+DC
Capital Cost										
Rated Power (MW)	3000	4000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	1500	4500
Station costs including reactive compensation	\$420	\$680	\$465	\$510	\$542	\$542	\$630	\$420	\$302	\$722
Transmission line cost (\$/mile)	\$1.60	\$1.60	\$1.80	\$1.95	\$2.00	\$3.20	\$2.80	\$1.60	\$2.00	
Distance in miles	750	1,500	750	750	1,500	750	1,500	750	750	1,500
Transmission Line Cost (\$)	\$1,200	\$2,400	\$1,350	\$1,463	\$3,000	\$2,400	\$4,200	\$1,200	\$1,500	\$2,700
Total Cost (\$)	\$1,620	\$3,080	\$1,815	\$1,973	\$3,542	\$2,942	\$4,830	\$1,620	\$1,802	\$3,422
Annual Payment, 30 years @ 10%	\$172	\$327	\$193	\$209	\$376	\$312	\$512	\$172	\$191	\$363
Cost per kW-Yr	\$57.28	\$81.68	\$64.18	\$69.75	\$125.24	\$104.03	\$170.77	\$57.28	\$127.40	\$80.66
Cost per MWh @ 85% Utilization Factor	\$7.69	\$10.97	\$8.62	\$9.37	\$16.82	\$13.97	\$22.93	\$7.69	\$17.11	\$10.83
Losses @ full load	193	134	148	103	208	208	139	108	48	154
Losses at full load in %	6.44%	3.35%	4.93%	3.43%	6.93%	6.93%	4.62%	5.29%	4.79%	5.12%
Capitalized cost of losses @ \$1500 kW (\$)	\$246	\$171	\$188	\$131	\$265	\$265	\$177	\$135	\$61	\$196
Parameters:										
Interest rate %	10%									
Capitalized cost of losses \$/kW	\$1,500									
Note:										
AC current assumes 94% pf										
Full load converter station losses = 0.75% per station										
Total substation losses (transformers, reactors) assumed = 0.5% of rated power										

Tabella 1.5 – Costi diverse configurazioni linea aerea

Con i dati sopra riportati si possono andare a confrontare i costi di diversi tipi di configurazioni da cui si ricava la seguente tabella.

Caso	Linea AC equivalente	Costo in p.u.	Linea DC	Rapporto costi
1.	500 kV, due singole terne	1.00	±500kV, bipolare	0.457
2.	500 kV, doppia terna	1.00	±500kV, bipolare	0.551
3.	500 kV, due singole terne	1.00	±600kV, bipolare	0.512
4.	500 kV, doppia terna	1.00	±600kV, bipolare	0.617
5.	765 kV, due singole terne	1.00	±800kV, bipolare	0.408

Tabella 1.6 – Confronto costi

1.2.3 Espansione linee HVDC

Nell'ottica di eventuali piani di espansione e di incremento della potenza da trasmettere, le linee di trasmissione in HVDC sono più facilmente adattabili rispetto alle linee in AC. Questo anche perché le linee di trasmissione in alternata, per un funzionamento stabile devono essere progettate con un'elevata capacità di trasmissione sin dall'inizio mentre linee DC possono

Capitolo 1

essere costruite in più stadi separati. Lo sviluppo più comune di linee HVDC è quello di costruire dapprima una linea di trasmissione di tipo monopolare e successivamente, se la richiesta di potenza aumenta, trasformarla in bipolare. Se la linea da ampliare è di tipo bipolare, si può collegare un nuovo bipolo oppure andare a potenziare le stazioni di conversione collegando, in serie o in parallelo, altri convertitori.

In numerose applicazioni l'HVDC è scelta quando occorre trasferire su lunga distanza, potenze molto elevate. In molti casi inoltre è noto a priori che tale potenza da trasferire sarà di moderata entità durante il primo periodo di utilizzazione della linea ma con tendenza a crescere. Basandosi sui tempi di costruzione e tenendo conto dei costi per le stazioni di conversione, è quindi possibile valutare approcci diversi rispetto a linee AC per la costruzione della linea. È infatti possibile valutare una implementazione di tipo graduale della linea di trasmissione HVDC.

Alcune delle più diffuse alternative utilizzate sono le seguenti:

- *Stage 1* – Costruzione del primo polo
Stage 2 – Estensione al secondo polo

Solitamente i due poli hanno gli stessi livelli di potenza e tensione. La linea di trasmissione potrebbe essere progettata fin dal principio come una linea di tipo bipolare e nelle stazioni di conversione previsti gli spazi per i convertitori necessari all'implementazione del secondo polo.

- *Stage 1* – Costruzione bipolo 1, voltaggio ridotto
Stage 2 – Potenziamento tramite aumento tensione lato DC (sono richiesti convertitori addizionali in serie)
- *Stage 1* - Costruzione bipolo 1, voltaggio ridotto
Stage 2 - Potenziamento tramite aumento corrente lato DC (sono richiesti convertitori addizionali in parallelo)

Entrambe le opzioni 3 e 4 necessitano che la linea di trasmissione sia dimensionata per tensioni e correnti che non siano quelle iniziali, più basse, ma in base ai parametri finali.

- *Stage 1* – Costruzione bipolo 1
Stage 2 – Costruzione bipolo 2

I due bipoli non hanno bisogno di essere dimensionati in modo uguale ma c'è una maggior sicurezza in caso di condizioni di guasto. Se la trasmissione include cavi di tipo sottomarino, ad ogni step della costruzione della linea, è solitamente conveniente dal punto di vista economico non sovradimensionare i componenti.

1.2.4 Aspetti ambientali

La sempre maggior attenzione rispetto le questioni ambientali influenza anche i tipi di progetto delle linee di trasmissione e la loro realizzazione. Progetti di interconnessione si possono estendere in diversi stati e dunque essere sottoposti a diverse giurisdizioni, ognuna delle quali con i propri controlli e procedure di applicazione. Inoltre eventuali opposizioni all'esecuzione di un progetto possono portare a dilazioni nei tempi di realizzazione e ad un aumento considerevole dei costi. Più direttamente si può affermare che le misure atte a mitigare l'impatto ambientale hanno come conseguenza diretta un aumento dei costi.

D'altra parte, questo aumento di costo deve essere paragonato al costo di ritorno e agli introiti non ottenuti con una configurazione economicamente più vantaggiosa. Infatti problematiche relative all'ambiente possono portare degli aumenti dei costi legati ai seguenti fattori:

- come per le linee di superficie in alternata, c'è sempre una maggior difficoltà nel costruire nuove linee di trasmissione in DC. Le obiezioni sono solitamente dovute all'impatto visivo ed ai problemi legati ai campi magnetici generati dalle linee. Tali motivazioni hanno ad esempio portato alla decisione di interrare la parte di terra della linea KONTEK (che collega Danimarca e Germania) e provocato numerosi ritardi alla connessione tra Italia e Grecia [12].
- Molte connessioni HVDC sottomarine, sono state inizialmente concepite con schemi di tipo monopolare con ritorno marino per minimizzare i costi dei cavi. Tuttavia, l'uso del ritorno via mare porta a problemi di corrosione di altri oggetti metallici (come tubazioni, guaine di altri cavi, etc.), produzione di cloro che può intaccare la fauna ittica presente.
- Cavi sottomarini per linee HVDC interferiscono magneticamente con l'orientamento delle bussole ad ago con una intensità che dipende dalla profondità di posa del cavo, dalla corrente che lo attraversa e dal suo orientamento. In alcune giurisdizioni ci sono dei limiti alle deviazioni magnetiche causate alla bussola che possono richiedere l'uso un cavo di ritorno accanto a quello di polo oppure l'uso di un cavo coassiale.
- Il sotterramento dei cavi sottomarini può essere necessario per minimizzare il rischio di danno meccanico ai cavi causato dalla pesca a strascico e dalle imbarcazioni.
- Ai fini di limitare l'inquinamento acustico, nelle stazioni di conversione possono essere installati degli strumenti appositi che ovviamente vanno ad incidere sul costo globale dell'impianto.
- La tensione di tipo continuo (non negativo) a cui gli isolatori sono sottoposti, tende ad attirare e polarizzare le particelle di polvere portate dall'aria. Solitamente quindi è necessaria l'installazione di speciali isolatori e la distanza minima da mantenere tra un isolatore e l'altro risulta maggiore rispetto a isolatori utilizzati con tensioni di tipo alternato.

1.3 Configurazioni

Nella Figura 1.6, è riportato in linea di principio uno schema di impianto HVDC di tipo monopolare, in cui è presente un solo polo, in questo caso in parte in linea aerea ed in parte in cavo sottomarino, ed un ritorno composto da una linea di elettrodo (aerea o in cavo) e dal mare. La corrente continua percorre il collegamento sempre in una direzione; ne consegue che uno degli elettrodi marini si comporta da anodo e l'altro da catodo. Il rovesciamento del flusso di potenza è ottenuto invertendo la tensione DC mediante il controllo degli angoli di accensione delle valvole dei ponti di conversione.

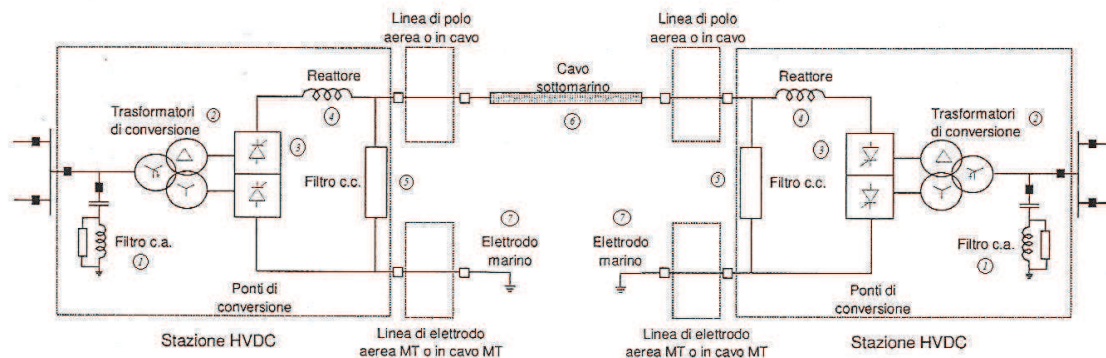


Figura 1.6 – Schema semplificato di un impianto HVDC monopolare con collegamento in cavo sottomarino

Dalla figura sopra si possono riconoscere i principali elementi costituenti un impianto HVDC di tipo monopolare, in particolare:

- sezione AC tradizionale della stazione AAT in cui il terminale di conversione è attestato, con l'arrivo delle linee AT che connettono il terminale al sistema;
- stazione di conversione HVDC, composta da:
 - banchi di filtri AC ①, collegati tra le fasi e la terra, per filtrare le armoniche di corrente generate dal ponte di conversione (sia quelle caratteristiche di ordine $12 \cdot n \pm 1$, con n numero intero, che quelle non caratteristiche causate da squilibri costruttivi nella stazione o da “dissimmetrie” nella tensione di rete). Alla frequenza fondamentale i filtri AC si comportano come un condensatore che fornisce parte della potenza reattiva messa in gioco dal sistema di conversione;
 - trasformatori di conversione ② che collegano la rete AC al ponte dodecafase di conversione AC/DC. Comunemente si tratta di tre unità monofasi a tre avvolgimenti o di sei unità, sempre monofasi, a due avvolgimenti nel caso in cui la potenza del collegamento sia elevata. Degli avvolgimenti secondari tre vengono collegati a stella (alimentando uno dei due ponti a sei impulsi) e tre a triangolo (alimentando l'altro ponte di conversione a sei impulsi); lo sfasamento di 30 gradi elettrici dei secondari permette, lato primario (ovvero lato rete AC) l'eliminazione delle armoniche di corrente di ordine $6 \cdot n \pm 1$ (con n numero intero), tipiche dei ponti di conversione a sei impulsi[13];
 - ponte di conversione dodecafase a “commutazione naturale”¹ ③, composto dalla serie di due ponti esafase. Ogni valvola è composta dalla serie di più tiristori², conseguentemente il convertitore necessita per il suo funzionamento della presenza

¹ La commutazione tra due valvole di rami diversi avviene ogni 60 gradi elettrici per ogni singolo ponte ed è sincronizzata con le tensioni della rete AC.

² I tiristori sono controllabili solo in fase di accensione (mediante segnale di pilotaggio), mentre il loro spegnimento è legato al passaggio naturale per lo zero della corrente che in essi circola.

della rete AC, la quale impone la sequenza di accensione delle valvole e fornisce al contempo la potenza reattiva richiesta;

- reattore di spianamento lato DC ④, che ha il compito di impedire il funzionamento a corrente discontinua con bassa potenza transitante, limitare le correnti nel ponte in caso di corto circuiti lato DC, ridurre (insieme ai filtri DC) il contenuto armonico nella corrente del collegamento[14];
- filtri DC ⑤ che eliminano le armoniche di tensione presenti lato DC caratteristiche della conversione AC/DC.
- Collegamento DC che può essere in linea o in cavo ⑥, oppure di tipo misto. Nel caso di impiego del mare come circuito di ritorno della corrente sono presenti due elettrodi marini, specializzati rispettivamente come anodo (corrente uscente) e come catodo (corrente entrante), o di tipo reversibile.

Nella Figura 1.7 invece è riportato lo schema di principio di un collegamento monopolare con ritorno metallico, in questo caso in linea aerea.

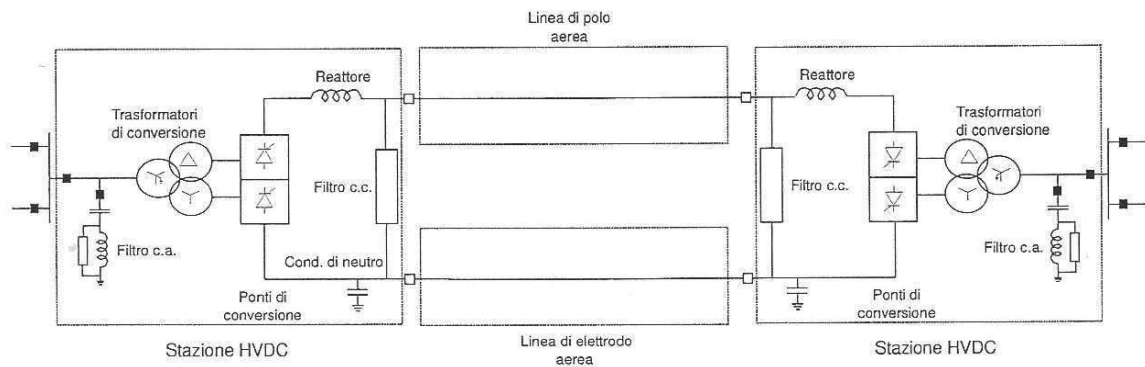


Figura 1.7 – Schema semplificato di un impianto HVDC monopolare con collegamento in linea aerea

I conduttori di polo (in alta tensione) e di elettrodo (in media tensione) possono essere predisposti sulla stessa palificazione, come mostrato in Figura 1.8 dove i/il conduttore/i di elettrodo hanno anche funzione di fune di guardia per quanto riguarda i conduttori di polo.

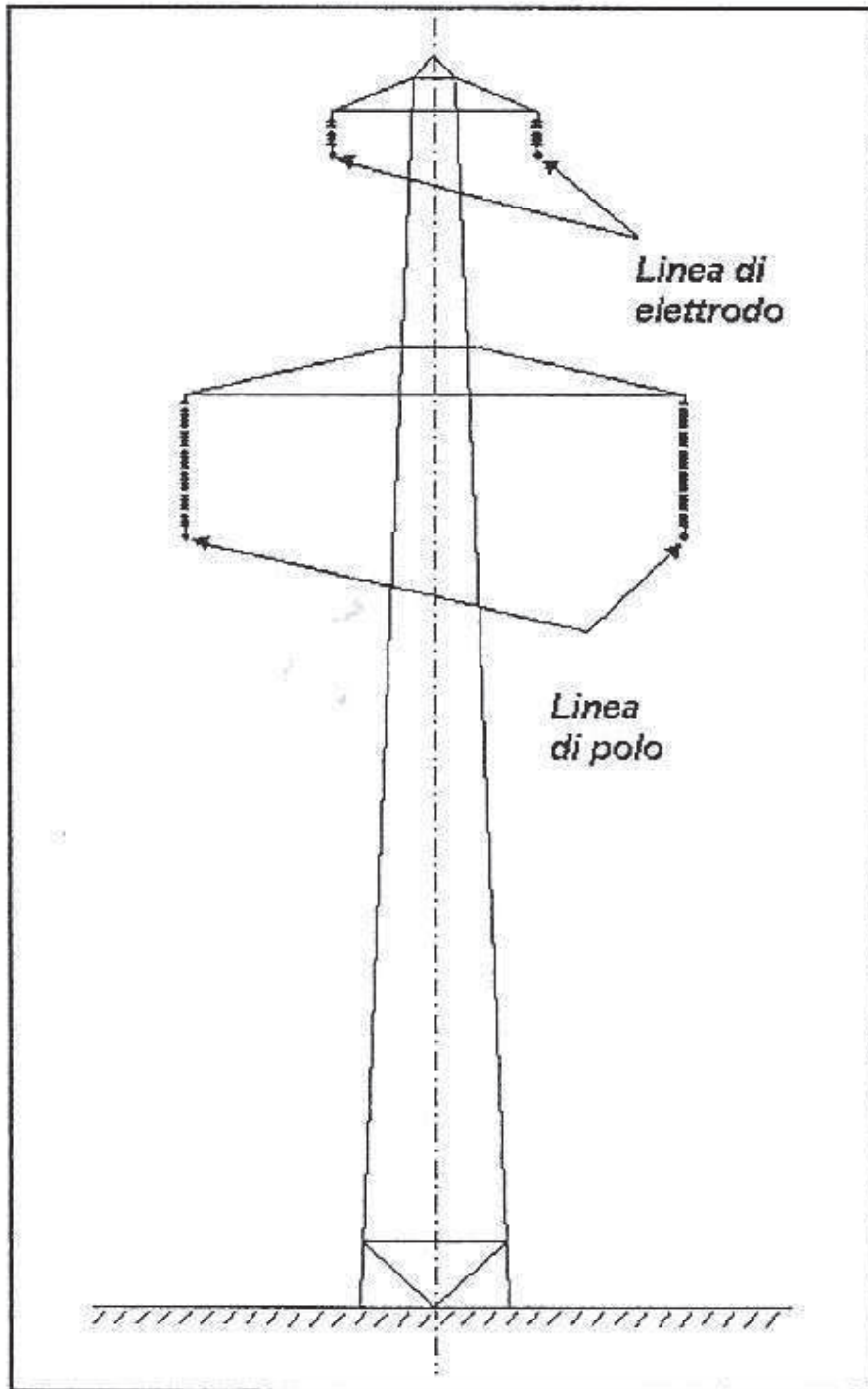


Figura 1.8 – Possibile struttura della linea aerea del collegamento HVDC

A partire dallo schema monopolare della figura 1.6, mediante “duplicazione” delle stazioni di conversione e del collegamento DC si ottiene uno schema di tipo bipolare di Figura 1.9, in cui la linea di elettrodo, in condizioni normali di funzionamento dell’intero collegamento, non è percorsa da corrente. Nel caso di fuori servizio di uno dei due poli, il collegamento può rimanere in servizio a metà della potenza nominale utilizzando, come via di richiusura della corrente, la linea di elettrodo[8]. I/il conduttore/i di elettrodo hanno una portata equivalente a quella di un solo polo.

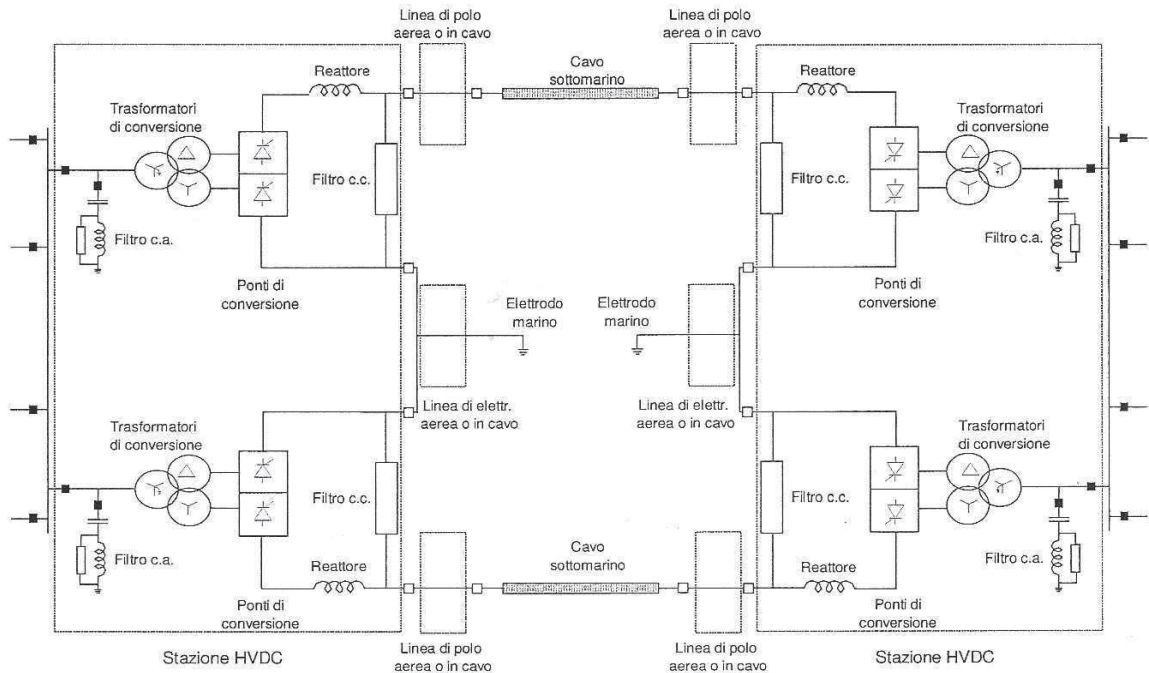


Figura 1.9 – Schema semplificato di un impianto HVDC bipolare con collegamento in cavo sottomarino

Per quanto riguarda i tipi di configurazione delle linee HVDC si possono adottare diverse soluzioni, alcune delle quali già sopra esposte:

- *Point to Point System.* (Fig. 1.10) La maggior parte dei sistemi ricade sotto questa categoria. Questa è formata da cavi o linee aeree o una combinazione di questi. Questo tipo di sistema ha una delle forme mostrate in Figura 1.10 a seconda del numero di linee e dalla polarità.

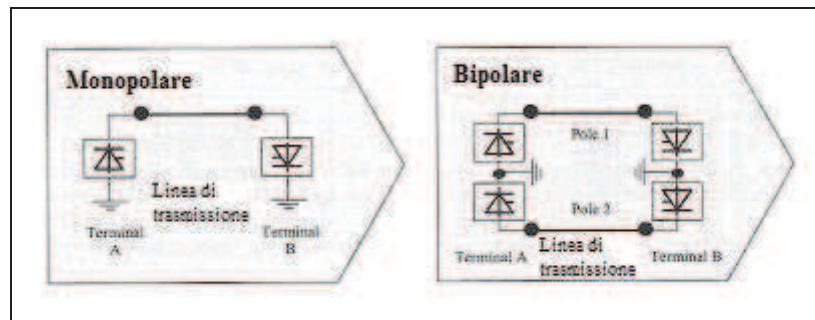


Figura 1.10 – Sistema “Point to Point”

- *Monopolare.* (Fig 1.11) Questo tipo di configurazione consiste in un singolo conduttore e un ritorno via mare o via terra. Questo metodo è maggiormente usato per la trasmissione di potenza tramite l’utilizzo di cavo ed il vantaggio è derivato dai costi di installazione della linea. Un ritorno di tipo metallico è preferibile rispetto ad un ritorno

Capitolo 1

attraverso il terreno o il mare, quando la resistenza di terra/mare è troppo alta o quando componenti metallici sotterranei possono causare interferenze dannose.

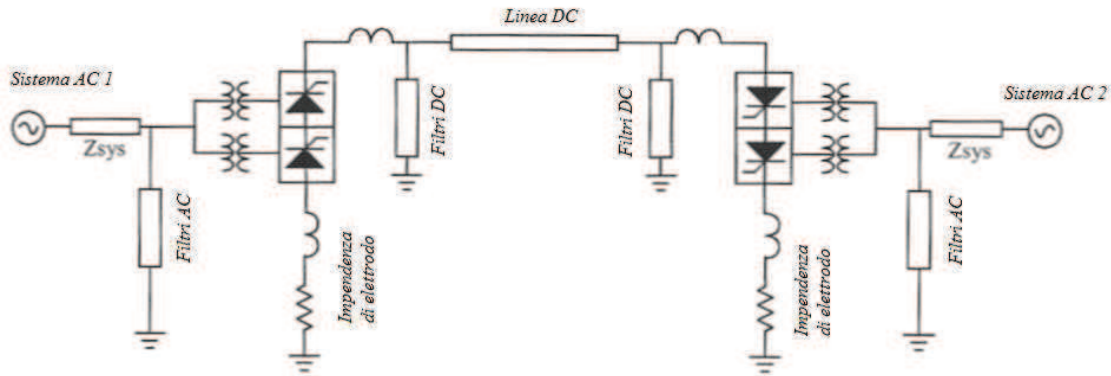
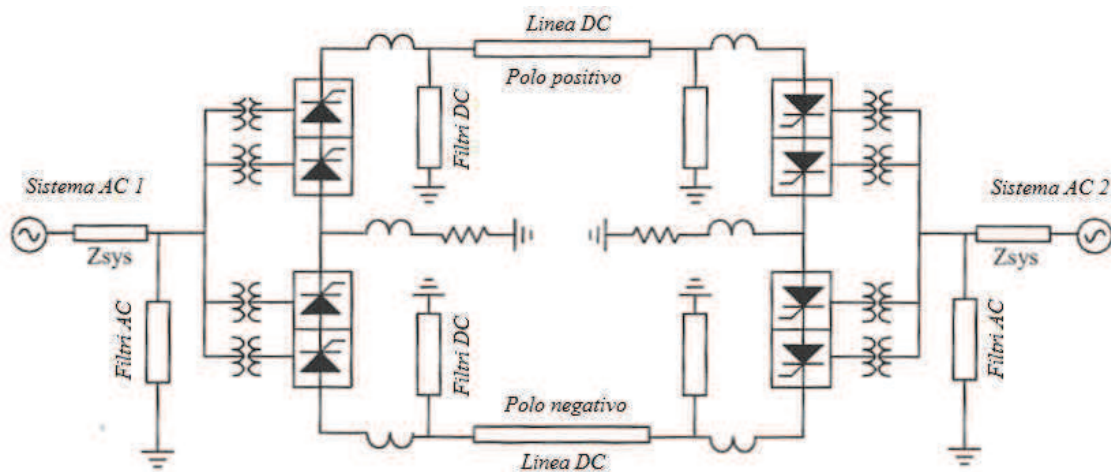


Figura 1.11 – Configurazione HVDC monopolare

- *Bipolare.* (Fig. 1.12) Consiste in due poli, uno di polarità positiva e l'altro negativa con il punto intermedio messo a terra. Nel funzionamento a regime la corrente che attraversa i poli è la stessa mentre non c'è passaggio di corrente nel ritorno messo a terra. I due poli possono anche lavorare separatamente. Se uno dei due poli ha dei malfunzionamenti, il polo rimanente può comunque trasmettere potenza come fosse nella configurazione monopolare (nel ritorno dunque ci sarà passaggio di corrente). Confrontata con la configurazione monopolare la potenza che si riesce a trasmettere è esattamente doppia ed inoltre le componenti armoniche sono minori. L'inversione dei flussi di potenza può essere controllata invertendo le polarità dei due poli.



(a)

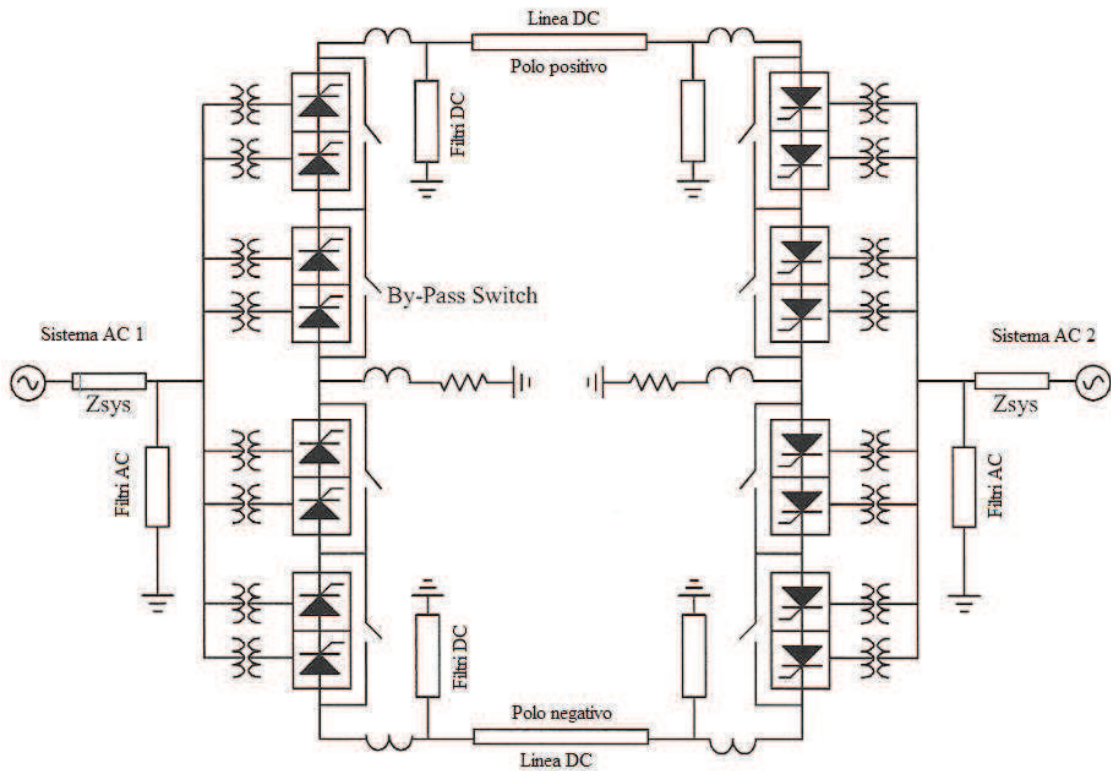
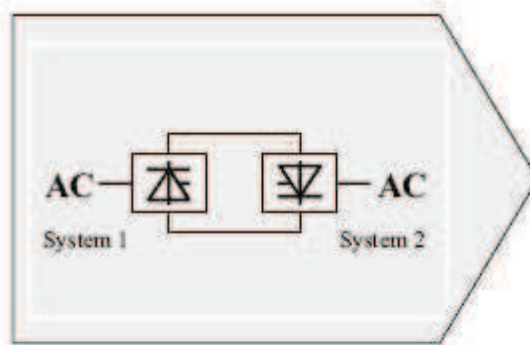


Figura 1.12 – Sistema HVDC bipolare (a) configurazione base (b) con switch di bypass

- *Back – to – back.* (Fig. 1.13) In questa configurazione il raddrizzatore e l’inverter sono posizionati nella stessa stazione di conversione. In generale questo sistema, è usato per l’interconnessione di due sistemi AC asincroni. La tensione DC è più bassa rispetto alle linee di trasmissione, solitamente intorno i 150 kV, per ottimizzare i costi delle valvole.



(a)

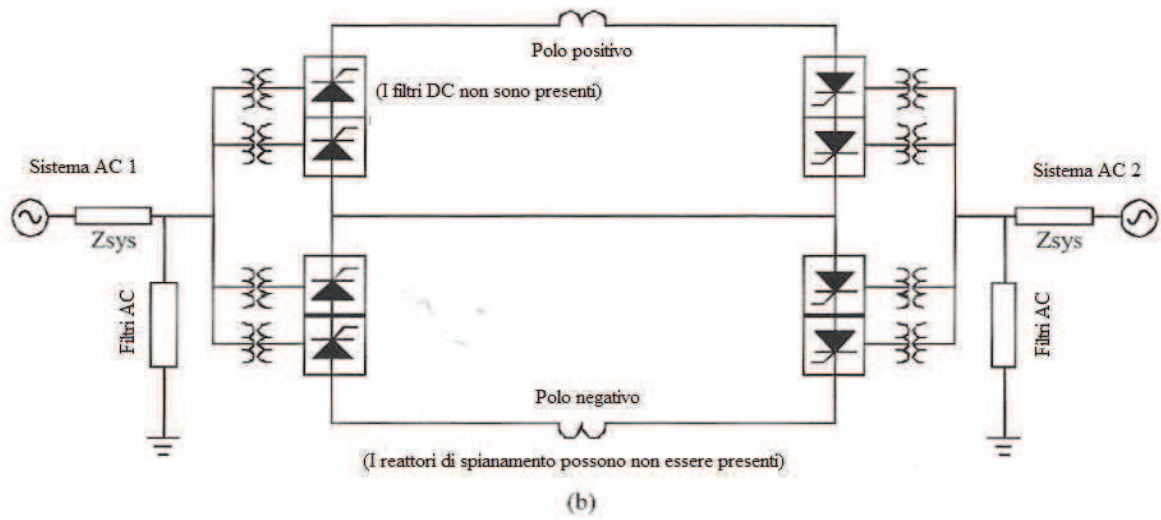
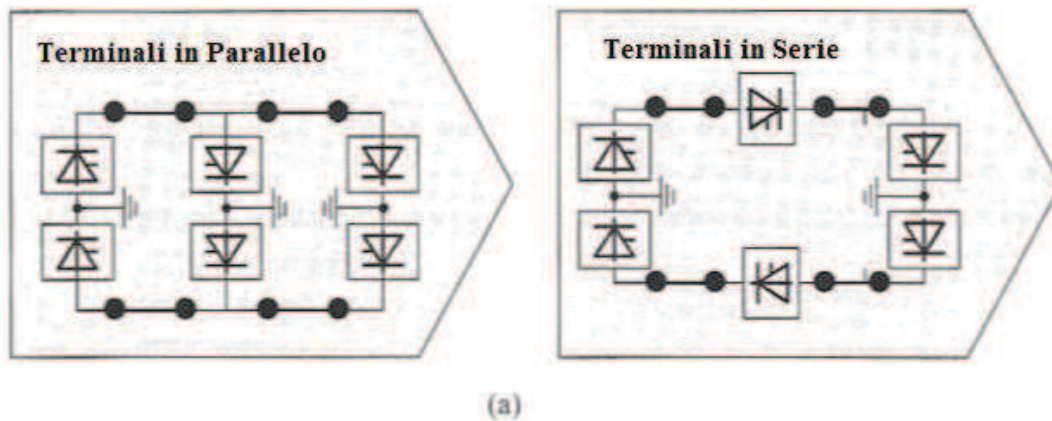


Figura 1.13 – Sistema HVDC configurazione “Back to Back”

- *Multi-Terminal.* (Fig. 1.14) Questa configurazione si riferisce ad un sistema che comprende tre o più stazioni di trasformazione. La sua architettura è più complessa se confrontata con le precedenti soprattutto per quanto riguarda i sistemi di controllo e comunicazione tra le varie stazioni di trasformazione. Esistono due tipi di collegamenti multi-terminali, in serie e in parallelo.



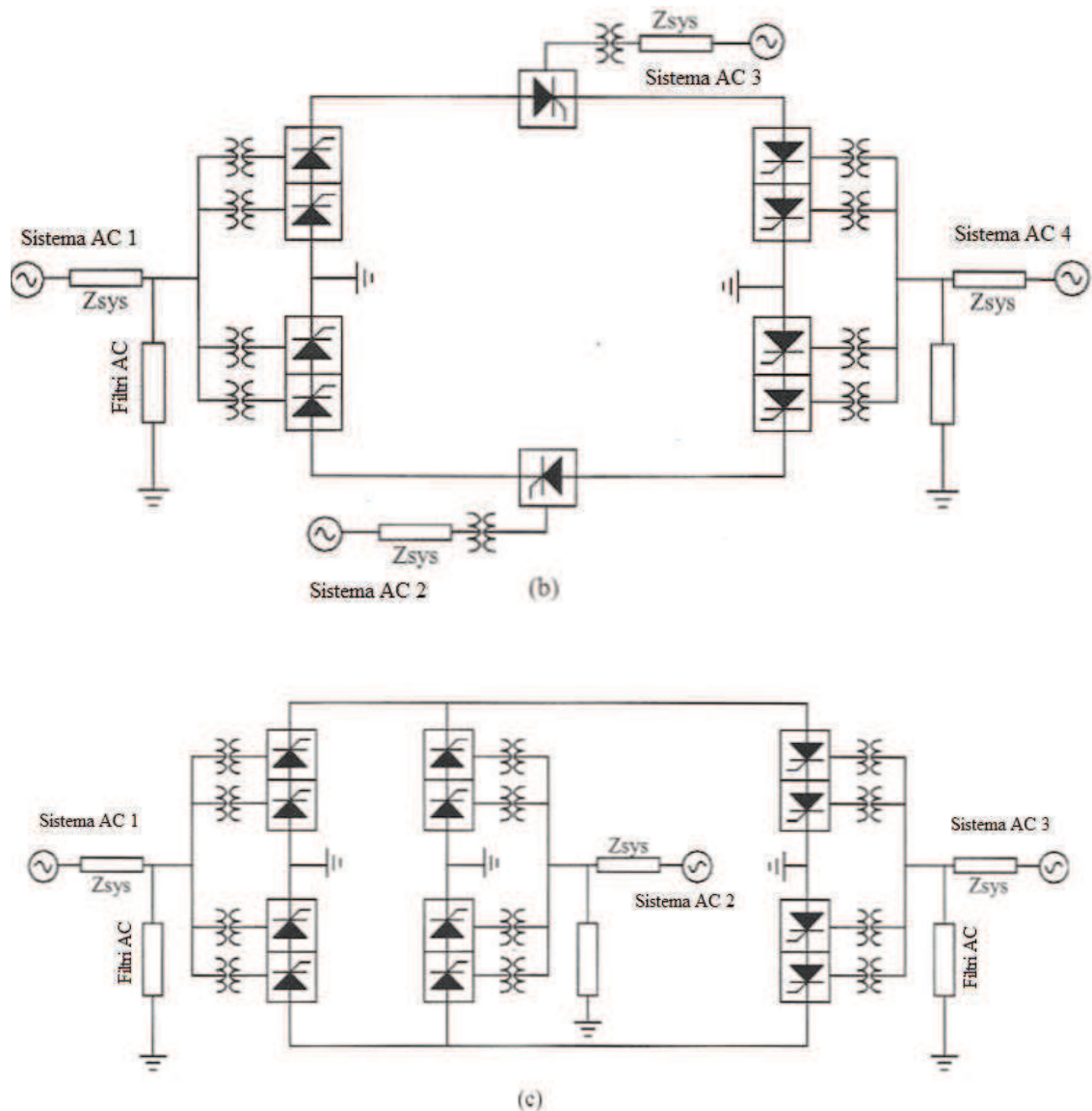


Figura 1.14 – Sistema HVDC Multi-terminal (a) schema a blocchi (b)collegamento serie (c)collegamento parallelo

Relativamente alla modalità di controllo di un impianto HVDC, in Figura 1.15 è riportato schematicamente l’approccio comunemente usato.:

- il raddrizzatore, ovvero il terminale di assorbimento di potenza attiva dalla rete AC, effettua il controllo della corrente DC;
- l’inverter regola la tensione DC.

Nella figura è inoltre riportata la relazione che lega la tensione DC U_d , alla tensione concatenata AC E_n , in funzione dell’angolo di accensione α delle valvole, della corrente continua I_d e della reattanza di commutazione X_c (ovvero la reattanza di corto circuito dei trasformatori di conversione). Con R è indicata la resistenza del collegamento DC (circuitto di polo e di elettrodo).

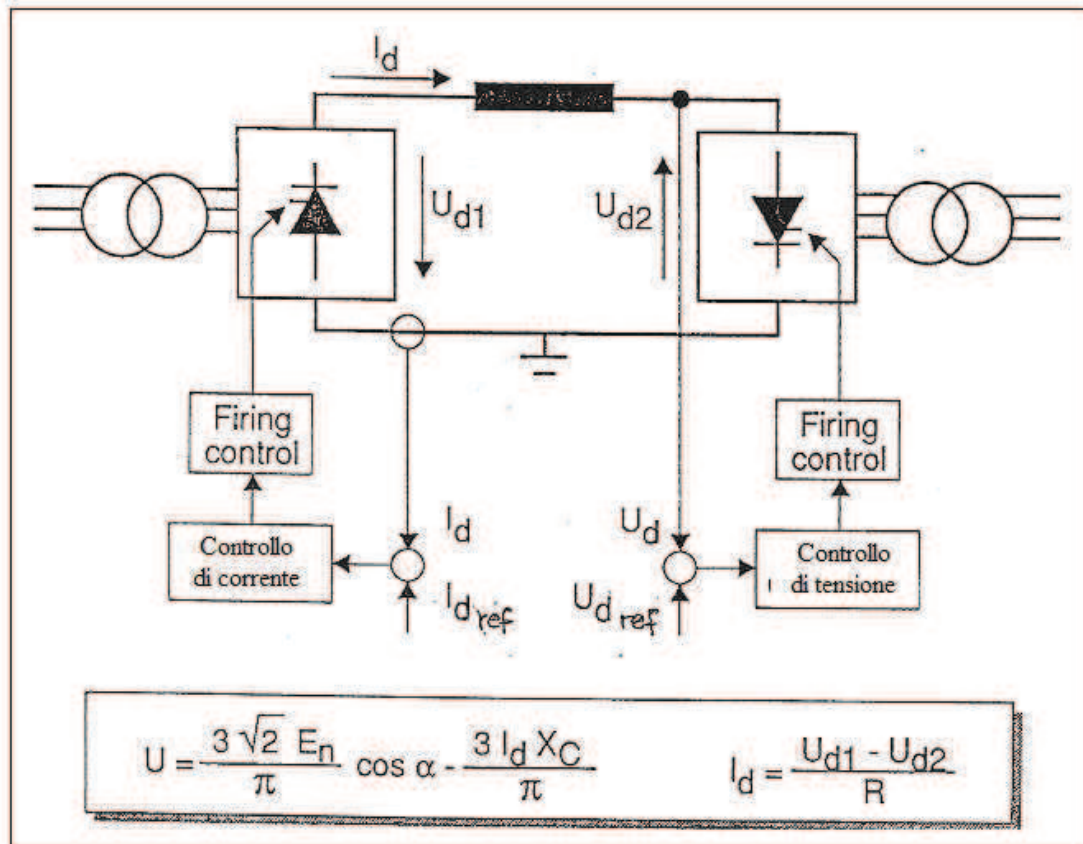


Figura 1.15 – Schema di controllo di un sistema HVDC

In un collegamento HVDC le stazioni di conversione prevedono logiche di coordinamento tra le stesse sia in condizioni di regime che transitorie; per tale scopo è presente un sistema di trasmissione dati ridondante (per maggiore affidabilità). Un collegamento HVDC può comunque essere esercito, pur se con alcune limitazioni, anche in assenza di telecomunicazioni tra i terminali[8].

La trasmissione dell'energia elettrica mediante impianti HVDC è impiegata principalmente per le seguenti ragioni:

- lunghe distanze di trasmissione: il costo di una soluzione DC rispetto ad un tradizionale di tipo AC può essere nel complesso inferiore (nonostante la presenza della stazioni di conversione AC/DC);
- attraversamenti marini di lunghezza elevata (maggiori di 50 km circa);
- connessioni di due sistemi AC asincroni (al limite funzionanti a frequenza diversa);
- connessione di due sistemi AC che per ragioni di stabilità non sarebbe possibile unire.

Nella Figura 1.16 sono indicati, sino all'anno 2003, i principali impianti HVDC con tecnologia a tiristori installati nel mondo; la potenza totale risulta essere superiore ai 50.000 MW.

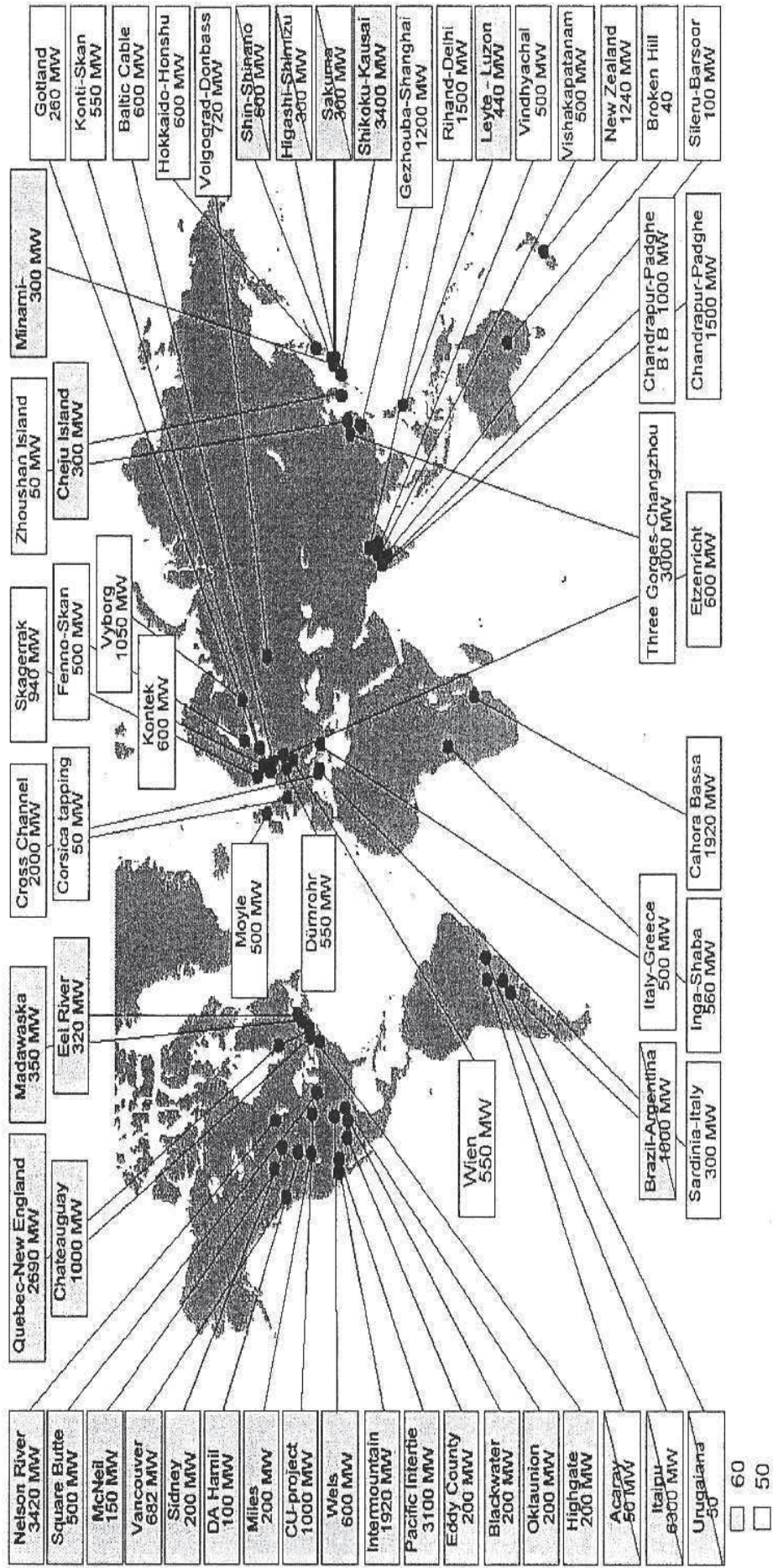


Figura 1.16 – Impianti HVDC nel mondo (sino anno 2003)

2

La conversione dell'energia

Introduzione

La conversione da corrente alternata a corrente continua e viceversa è realizzata nei convertitori a frequenza di linea con controllo di fase mediante tiristori.

L'istante in cui il tiristore inizia o finisce di condurre dipende dalle forme d'onda della tensione alternata a frequenza di linea e da segnali di comando. Inoltre, il trasferimento o commutazione della corrente da una valvola a quella successiva avviene in modo naturale per la presenza di queste tensioni alternate.

Per una data tensione alternata di linea, quella media sul lato DC può essere variata in modo continuo fra un valore massimo positivo e uno minimo negativo. La corrente lato continua del convertitore non può invece cambiare direzione.

Quindi un convertitore di questo tipo può operare solamente su due quadranti del piano $V_d - I_d$. Qui i valori positivi di V_d e I_d implicano un funzionamento da raddrizzatore per il quale la potenza fluisce dal lato AC a quello DC. Nella modalità inverter, V_d diventa negativa (ma I_d rimane positiva) e la potenza viene trasferita dal lato DC a quello AC.

Il funzionamento da inverter è sostanzialmente possibile solamente se una sorgente di potenza, come ad esempio una batteria, è presente sul lato DC.

Nel seguito viene effettuata l'analisi dei circuiti più comuni [15].

2.1 Circuiti con tiristori e loro controllo

Per una data tensione di ingresso, il valore medio di quella di uscita del convertitore a tiristori può essere controllato ritardando l'istante in cui al tiristore viene permesso di condurre. Questo viene mostrato con i seguenti semplici circuiti.

2.1.1 Circuiti base coi tiristori.

Nella Figura 2.1(a) un tiristore collega il generatore ideale di tensione v_s (alla frequenza di linea) ad un carico resistivo.

Nel semiperiodo positivo di v_s , la corrente è zero fino a $\omega t = \alpha$, istante in cui il tiristore riceve un impulso positivo di breve durata sul terminale di controllo (gate). Con il tiristore in conduzione, $v_d = v_s$

Per la parte rimanente del semiperiodo positivo la forma d'onda della corrente segue quella della tensione e si annulla a $\omega t = \pi$.

Poi durante il semiperiodo negativo di v_s , il tiristore impedisce alla corrente di circolare. La corrente rimane a zero fino a $\omega t = 2\pi + \alpha$, istante in cui un altro impulso di breve durata applicato al gate determina l'inizio di un successivo ciclo. Regolando l'angolo α , si può controllare il valore medio della tensione v_d sul carico.

Nella Figura 2.1(b) il carico è formato da R e da L . All'inizio la corrente è nulla. La conduzione del tiristore è rimandata fino a $\omega t = \alpha$. Una volta che il tiristore è stato innescato (per $\omega t = \alpha$, durante il semiperiodo positivo di v_s e quando la tensione su di esso è positiva) la corrente inizia a circolare e $v_d = v_s$.

Capitolo 2

La tensione sull'induttore può essere scritta come

$$v_L(t) = L \frac{di}{dt} = v_s - v_R \quad (2-1)$$

dove $v_R = R \times i$. Nella Figura 2.1(b) è disegnata v_R (che è proporzionale alla corrente) mentre v_L è indicata come differenza tra v_s e v_R . A partire da α e fino a $\theta 1$, v_L è positivo e la corrente cresce

$$i(\omega t) = \frac{1}{\omega L} \int_{\alpha}^{\omega t} v_L(\xi) d\xi \quad (2-2)$$

dove ξ è una variabile di integrazione. Dopo $\omega t = \theta 1$, v_L diventa negativa e la corrente (così come v_R) incomincia a decrescere.

L'istante in cui la corrente diventa zero (e rimane a zero perché il tiristore si spegne) è dato dall'equazione sopra. Da una analisi grafica, $\omega t = \theta 2$ è l'istante in cui l'area A1 è uguale ad A2 e la corrente si annulla.

Queste aree rappresentano l'integrale di v_L nel tempo, che deve esser nullo in un periodo del ciclo in condizioni stazionarie. Occorre notare che la corrente continua a circolare per un periodo anche dopo che v_s è diventata negativa.

Nella Figura 2.1(c) il carico è costituito da un induttore e da una tensione continua E_d . In questo caso, con la corrente inizialmente nulla, il tiristore è polarizzato inversamente fino a $\omega t = \theta 1$, come mostrato nel grafico, e fino a questo istante non può condurre.

La sua conduzione è rimandata fino a $\theta 2$, quando un impulso positivo viene applicato al gate. Con la circolazione della corrente si ha:

$$v_L(t) = L \frac{di}{dt} = v_s - E_d \quad (2-3)$$

In funzione di ωt si può scrivere

$$i(\omega t) = \frac{1}{\omega L} \int_{\theta_2}^{\omega t} [v(\xi) - E_d] d\xi \quad (2-4)$$

dove ξ è una variabile di integrazione arbitraria. La corrente raggiunge il massimo a $\theta 3$, quando $v_L = E_d$ e poi raggiunge lo zero per $\omega t = \theta 4$, quando l'area A1 è uguale ad A2 e l'integrale della tensione dell'induttore esteso a un periodo diventa nullo.

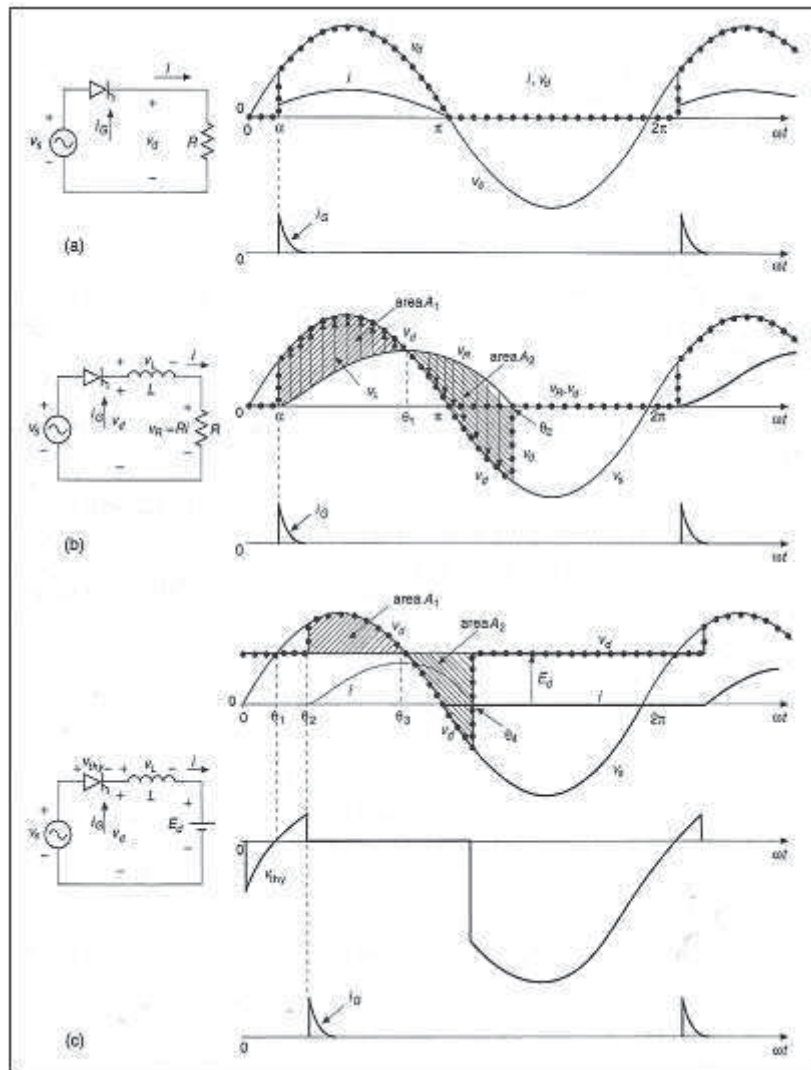


Figura 2.1 – Strutture base di convertitori a tiristori

2.1.2 Convertitori reali a tiristori.

Nella Figura 2.2 sono mostrati due convertitori a ponte, per tensioni d'ingresso monofase e trifase. L'induttanza sul lato DC può essere parte del carico come per esempio, negli azionamenti per motori in corrente continua. Prima di analizzare i circuiti a ponte intero è utile esaminare alcuni circuiti più semplici e possibilmente idealizzati.

Si ottiene questa semplificazione ipotizzando uguale a zero l'induttanza sul lato AC e supponendo che sia perfettamente costante la corrente sul lato DC. In seguito saranno analizzati gli effetti di L_s sulle forme d'onda dei convertitori, visti anche nel loro funzionamento come inverter.

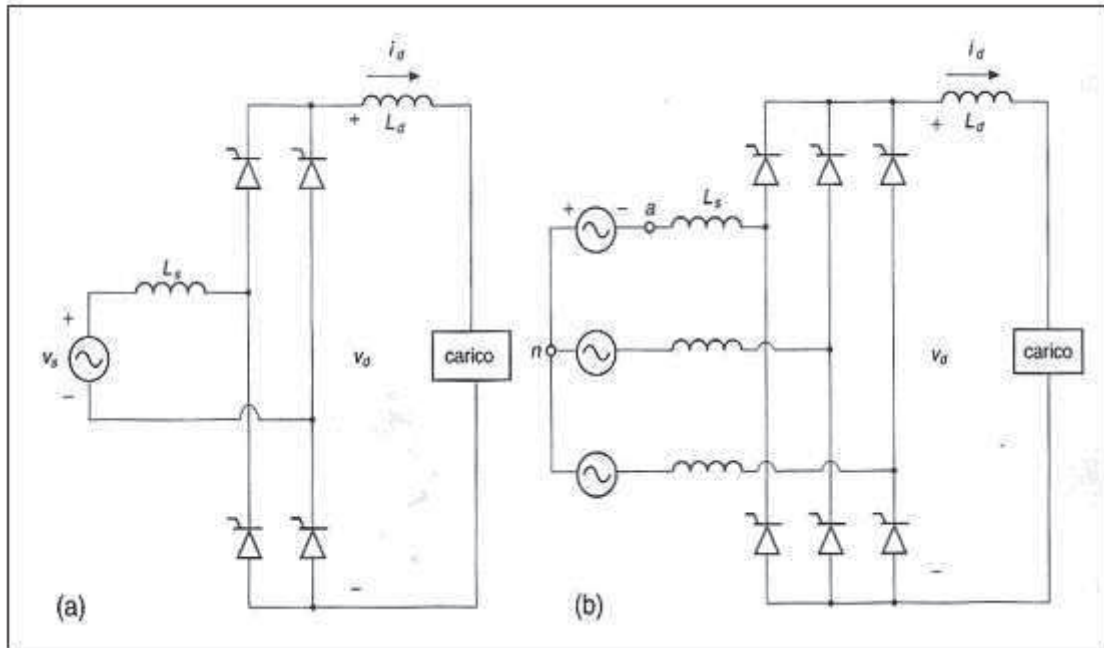


Figura 2.2 – Convertitori reali a tiristori monofase e trifase

2.2 Convertitori monofase.

2.2.1 Circuito ideale con $L_s = 0$ e $i_d(t) = I_d$

La corrente I_d circola attraverso uno dei tiristori del gruppo superiore (tiristori 1 e 3) e uno dei tiristori del gruppo inferiore (tiristori 2 e 4). Se le correnti di gate dei tiristori fossero applicate in continuazione, i tiristori si comporterebbero come dei diodi. Le forme d'onda della tensione e della corrente sono mostrate nella Figura 2.3(a)

L'istante di conduzione naturale per un tiristore è quello in cui esso inizierebbe a condurre se al suo terminale di controllo (gate) fosse applicata in continuazione una corrente. Pertanto nella Figura 2.3(a), l'istante di conduzione naturale corrisponde a $\omega t = 0$ per i tiristori 1 e 2 e $\omega t = \pi$ per i tiristori 3 e 4. Ora consideriamo l'effetto che si ha in conseguenza dell'applicazione di un impulso di corrente al gate in ritardo di un angolo α (chiamato angolo di ritardo o angolo di innesco) rispetto l'istante di conduzione naturale. Prima di $\omega t = 0$, la corrente sta circolando attraverso i tiristori 3 e 4 e si ha che $v_d = -v_s$. Come mostrato in Figura 2.3(b) dopo $\omega t = 0$ la tensione polarizza direttamente il tiristore 1, che però non può condurre fino ad $\omega t = \alpha$, quando al suo gate è applicato un impulso di corrente. La situazione è identica per il tiristore 2; in conseguenza di questo valore non nullo dell'angolo di innesco α , v_d diventa negativa durante l'intervallo compreso tra 0 e α .

Per $\omega t = \alpha$, la commutazione di corrente dai tiristori 3 e 4 ai tiristori 1 e 2 è istantanea perché si è posto $L_s = 0$. I tiristori 1 e 2 conducono fino a $\pi + \alpha$, cioè fino a quando i tiristori 3 e 4 sono innescati con un angolo di ritardo α rispetto all'istante della loro conduzione naturale ($\omega t = \pi$). Una simile commutazione di corrente ha luogo dai tiristori 1 e 2 ai tiristori 3 e 4. Confrontando l'effetto dell'angolo di ritardo α sulla forma d'onda di v_d della Figura 2.3(b) con quella della Figura 2.3(a) si vede che il valore medio della tensione V_d lato continua può essere controllato mediante l'angolo di ritardo. L'espressione di V_d può essere ottenuta nel modo seguente:

$$V_{d\alpha} = \frac{1}{\pi} \int_{\alpha}^{\pi+\alpha} \sqrt{2} V_s \sin \omega t d(\omega t) = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} V_s \cos \alpha = 0.9 V_s \cos \alpha \quad (2-5)$$

Indicando con V_{d0} il valore medio della tensione lato continua della Figura 2.3(a) con $\alpha = 0$ e $L_s = 0$ si ha:

$$V_{d0} = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} \sqrt{2} V_s \sin \omega t d(\omega t) = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} V_s = 0.9V_s \quad (2-6)$$

Allora, la diminuzione del valore medio della tensione dovuta ad α è

$$\Delta V_{d\alpha} = V_{d0} - V_{d\alpha} = 0.9V_s (1 - \cos \alpha) \quad (2-7)$$

Questa caduta di tensione “senza perdite” in V_d è uguale all’area A_α espressa in $[Vrad]$ divisa per π .

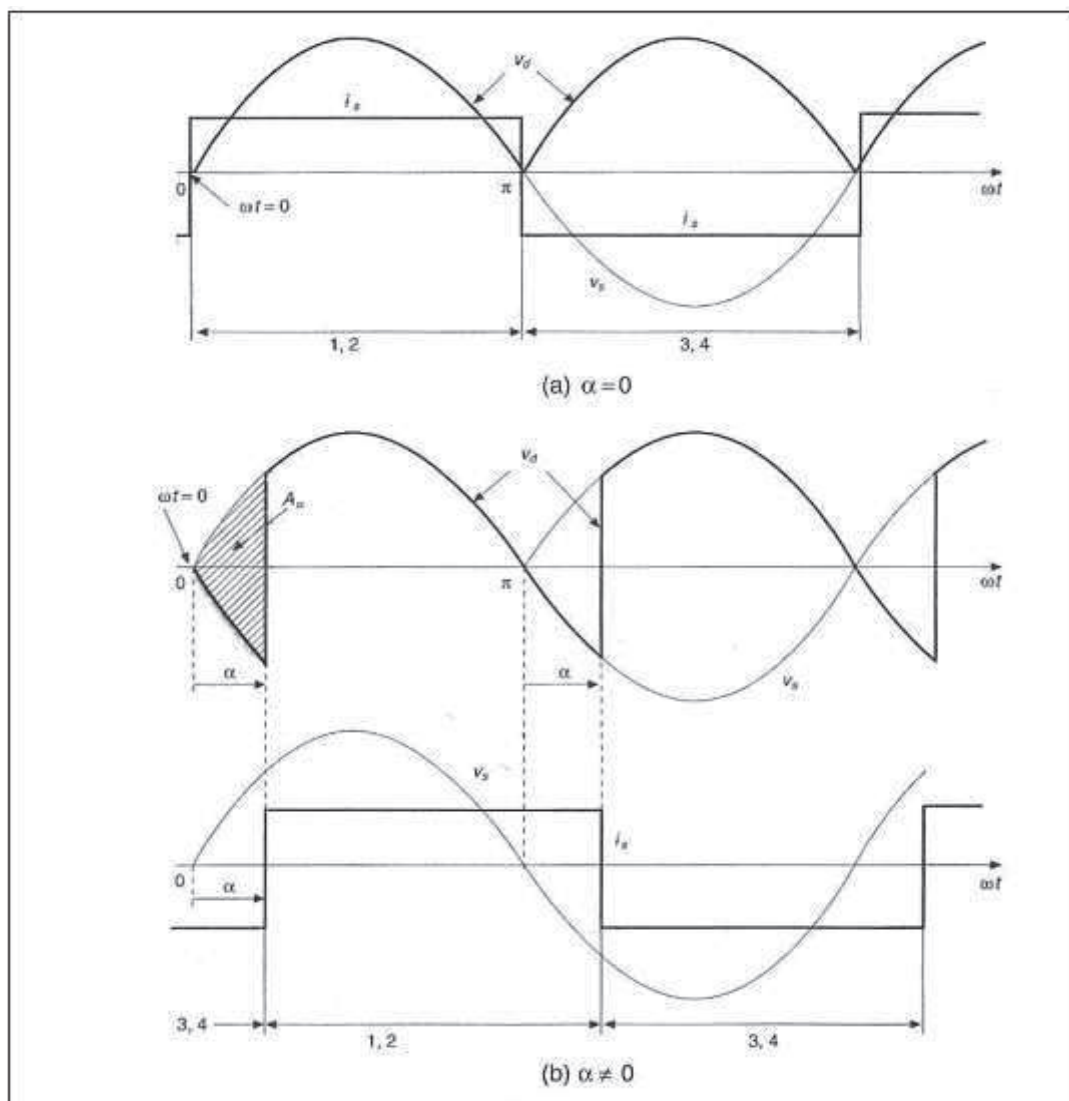


Figura 2.3 – Forme d’onda del convertitore ideale monofase

La variazione di V_d espressa in funzione di α è mostrata in Figura 2.4 che mette in evidenza che il valore medio della tensione lato continuo diventa negativo per angoli α maggiori di 90° . A questa regione corrisponde il funzionamento in modalità inverter.

La potenza attiva che attraversa il convertitore può essere calcolata nel modo seguente:

Capitolo 2

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T v_d i_d dt \quad (2-8)$$

Avendo una corrente costante lato continua ($i_d(t) = I_d$) abbiamo:

$$P = I_d \left(\frac{1}{T} \int_0^T v_d dt \right) = I_d V_d = 0.9 V_s I_d \cos \alpha \quad (2-9)$$

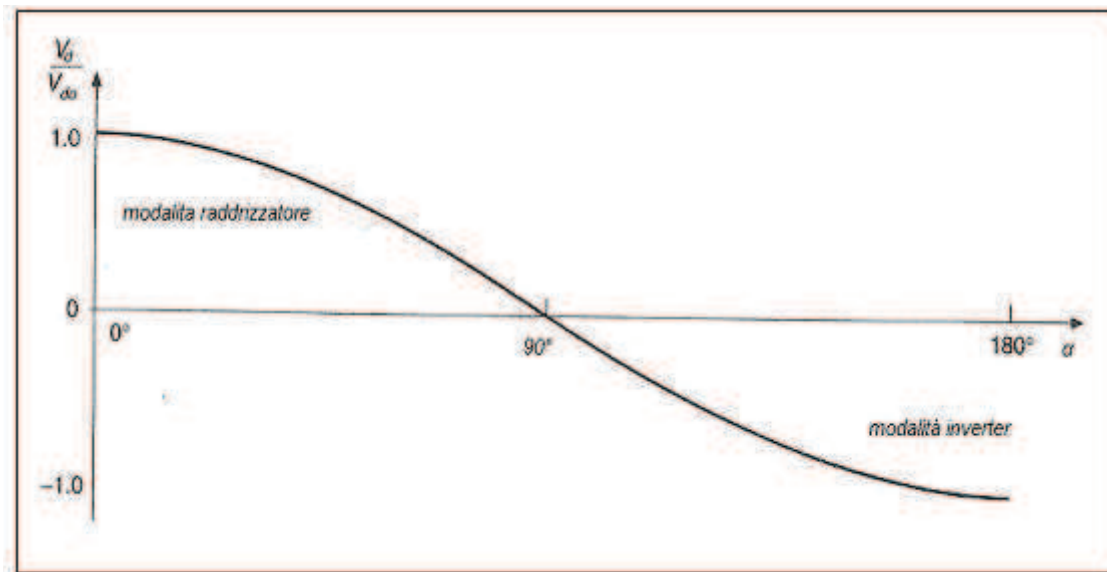


Figura 2.4 – Tensione normalizzata V_d in funzione di α

- Tensione sul lato in continua.

Come si è visto dalla forma d'onda v_d di Figura 2.3, la tensione sul lato DC ha una componente continua (media) $V_{d\alpha} = 0.9 V_s \cos \alpha$. Inoltre, v_d ha un ripple alternato la cui frequenza è doppia di quella della tensione di linea. L'ampiezza delle armoniche in v_d per differenti valori di α può essere calcolata mediante analisi di Fourier.

- Corrente di linea i_s e potenza attiva/reattiva

La corrente di linea della Figura 2.3(a) è un'onda quadra con un'ampiezza I_d . Nella Figura 2.3(b) l'intera forma d'onda è sfasata in ritardo di un angolo di α rispetto a quella della tensione di ingresso v_s . La corrente i_s della Figura 2.5(a) può essere espressa in funzione delle sue componenti di Fourier nel modo seguente:

$$i_s(\omega t) = \sqrt{2} I_{s1} \sin(\omega t - \alpha) + \sqrt{2} I_{s3} \sin[3(\omega t - \alpha)] + \sqrt{2} I_{s5} \sin[5(\omega t - \alpha)] + \dots$$

nella quale sono presenti solo le armoniche dispari h . Il valore efficace della sua prima armonica i_{s1} è:

$$I_{s1} = \frac{2}{\pi} \sqrt{2} I_d = 0.9 I_d \quad (2-10)$$

Dall'analisi di Fourier, le armoniche i_s possono essere espresse nel modo seguente: $I_{sh} = \frac{I_{s1}}{h}$ e sono riportate nella figura sottostante.

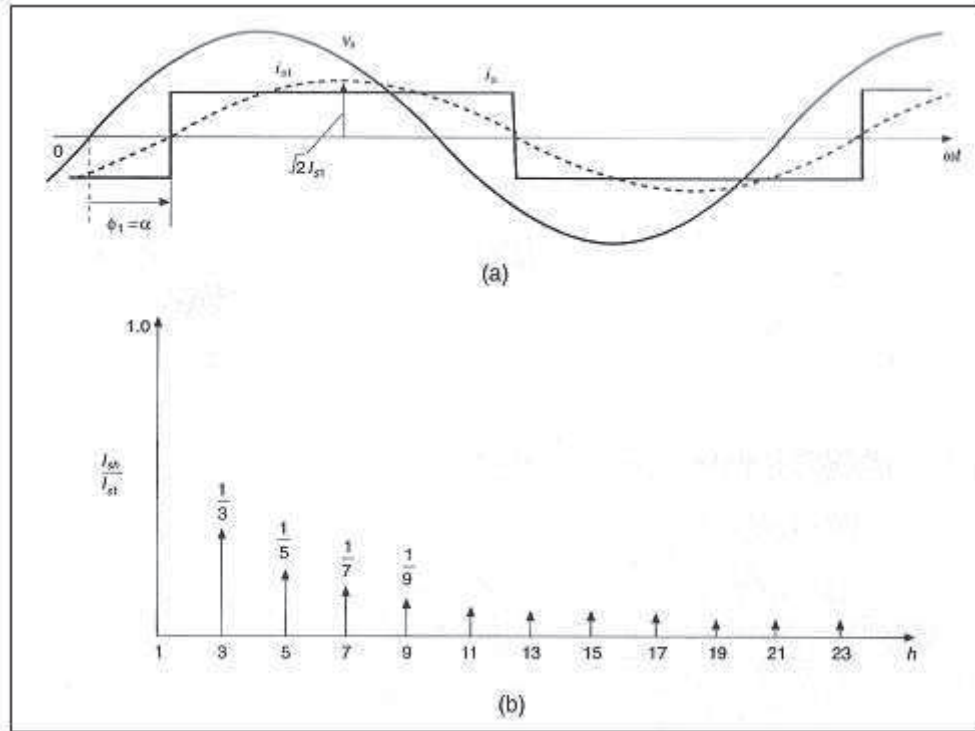


Figura 2.5 – Grandezze relative al lato AC del convertitore monofase ideale

Applicando la definizione di valore efficace alla forma d'onda di i_s , si può dimostrare che il valore efficace di I_s è uguale alla corrente lato DC: $I_s = I_d$.

Con riferimento alle grandezza lato AC, la potenza nel convertitore è

$$P = V_s I_{s1} \cos \phi_1 \quad (2-11)$$

da cui, applicando le equazioni viste sopra e tenendo conto che $\cos \phi_1 = \cos \alpha$ possiamo ricavare che

$$P = 0.9 V_s I_d \cos \alpha \quad (2-12)$$

La prima armonica di corrente a frequenza fondamentale permette di calcolare la potenza reattiva relativa alla frequenza fondamentale

$$Q_1 = V_s I_{s1} \sin \phi_1 = 0.9 V_s I_d \sin \alpha \quad (2-13)$$

e la potenza apparente S_1 relativa alla fondamentale:

$$S_1 = V_s I_{s1} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = 0.9 S \quad (2-14)$$

Capitolo 2

2.2.2 Effetti prodotti da L_s

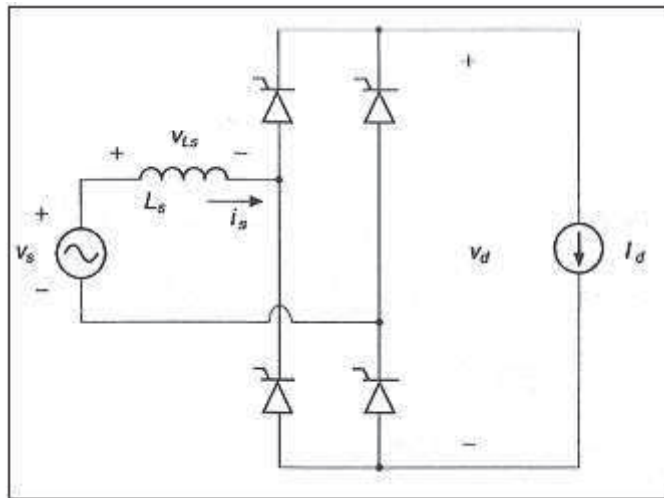


Figura 2.6 – Convertitore a tiristori monofase con L_s non nulla e una corrente costante lato continua

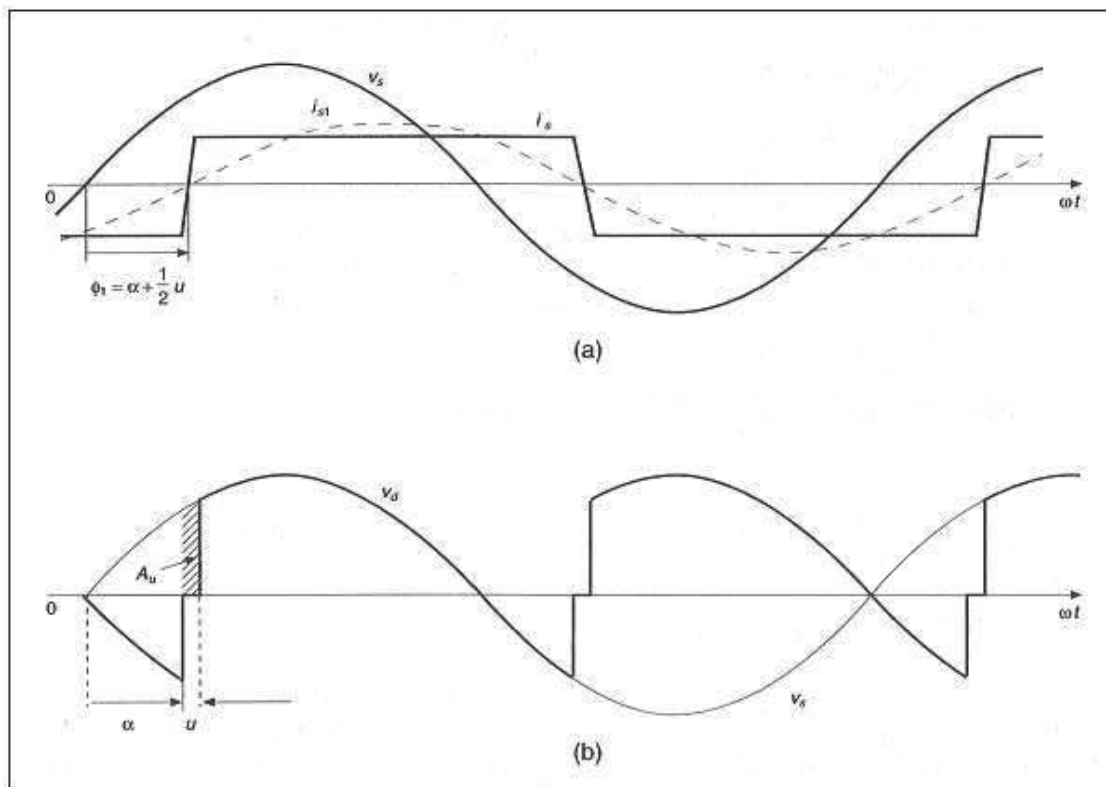


Figura 2.7 – Forme d'onda del convertitore monofase di figura 4.5

Consideriamo ora anche l'induttanza sul lato AC che generalmente non può essere trascurata nei convertitori reali a tiristori. In questa situazione, per un dato angolo di ritardo α , la commutazione della corrente dura un intervallo non nullo u , come mostrato nella Figura 2.7. Durante l'intervallo di commutazione, tutti e quattro i tiristori sono in conduzione; si ha pertanto $v_d = 0$ mentre la tensione $v_{Ls} = v_s$ è

$$v_s = v_{L_s} = L_s \frac{di_s}{dt} \quad (2-15)$$

Moltiplicando entrambi i membri dell'equazione sopra per $d(\omega t)$ e integrando nell'intervallo di commutazione si ottiene:

$$\int_{\alpha}^{\alpha+u} \sqrt{2}V_s \sin \omega t d(\omega t) = \omega L_s \int_{-I_d}^{I_d} (di_s) = 2\omega L_s I_d \quad (2-16)$$

Il primo membro dell'equazione è l'area A_u espressa in [Vrad] :

$$A_u = \int_{\alpha}^{\alpha+u} \sqrt{2}V_s \sin \omega t d(\omega t) \quad (2-17)$$

Unendo il risultato dei due integrali otteniamo

$$A_u = \sqrt{2}V_s [\cos \alpha - \cos(\alpha + u)] = 2\omega L_s I_d \quad (2-18)$$

e

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \frac{2\omega L_s I_d}{\sqrt{2}V_s} \quad (2-19)$$

L_s dunque comporta un'ulteriore diminuzione di tensione ΔV_{du} proporzionale all'area A_u [Vrad]:

$$\Delta V_{du} = \frac{A_u}{\pi} = \frac{2\omega L_s I_d}{\pi} \quad (2-20)$$

da cui, il valore medio della tensione DC

$$V_d = 0.9V_s \cos \alpha - \frac{2}{\pi} \omega L_s I_d \quad (2-21)$$

2.2.3 Modalità di funzionamento da inverter

In questo caso V_d ha un valore negativo e quindi la potenza fluisce dal lato DC al lato AC.

Per analizzare il funzionamento si ipotizza che al lato DC ci sia un generatore di corrente con ampiezza costante I_d .

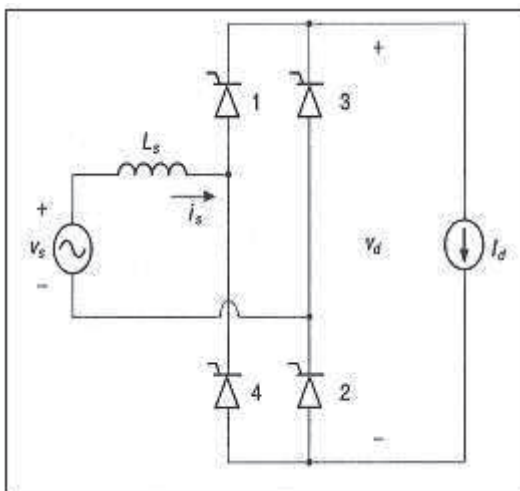


Figura 2.8 – Inverter con l'ipotesi di corrente costante lato DC

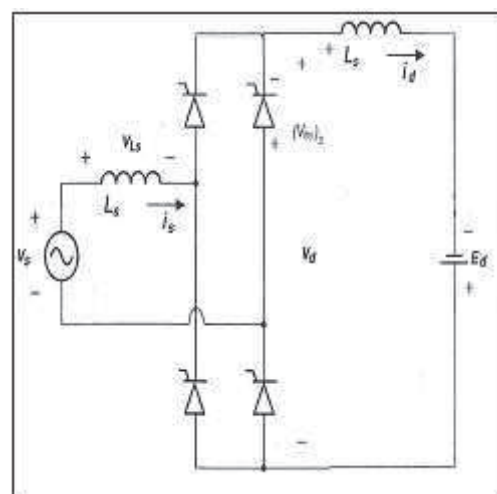


Figura 2.9 – Inverter con sorgente di tensione costante

Capitolo 2

Per un angolo di ritardo α superiore a 90° ma inferiore a 180° , le forme d'onda della tensione e della corrente sono mostrate in Figura 2.10. Il valore medio di v_d è negativo ed è dato da

$$V_d = 0.9V_s \cos \alpha - \frac{2}{\pi} \omega L_s I_d \quad (2-22)$$

Pertanto la potenza attiva sarà negativa.

Il funzionamento come inverter è possibile se esiste una sorgente di energia sul lato DC. Sul lato AC, la tensione alternata facilita la commutazione della corrente tra una coppia di tiristori e l'altra. La potenza fluisce verso la linea in alternata.

Ipotizzando un valore molto elevato di L_d , si può ipotizzare che i_d sia una corrente continua costante, e quindi applicare al circuito di Figura 2.9 le forme d'onda seguenti

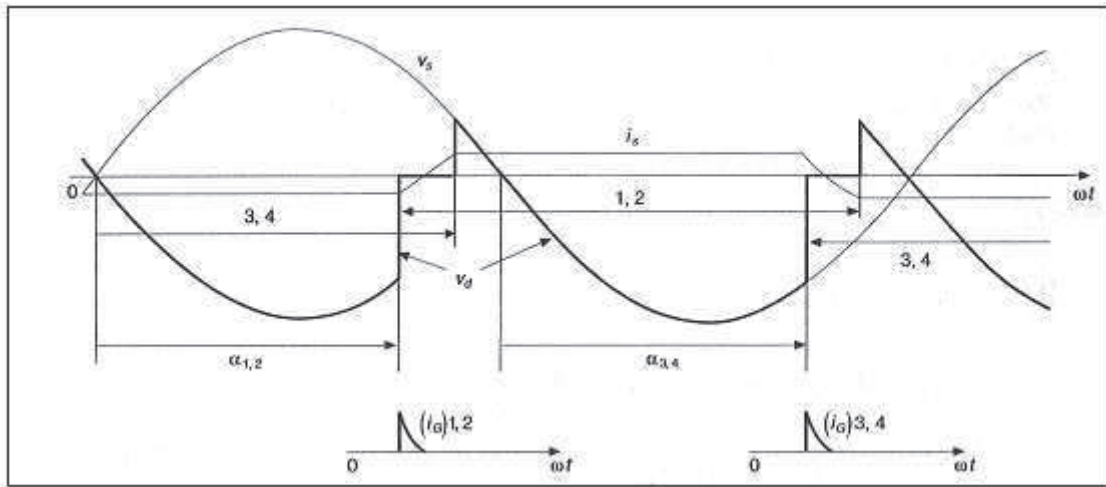


Figura 2.10 – Forme d'onda inverter

Dato che la tensione media su L_d è nulla, abbiamo:

$$E_d = V_d = V_{d0} \cos \alpha - \frac{2}{\pi} \omega L_s I_d \quad (2-23)$$

L'equazione è esatta se la corrente ha un valore costante pari a I_d ; altrimenti nell'equazione si dovrebbe usare il valore di i_d per $\omega t = \alpha$.

Durante il funzionamento come inverter, la forma d'onda della tensione su uno dei tiristori è mostrata sotto:

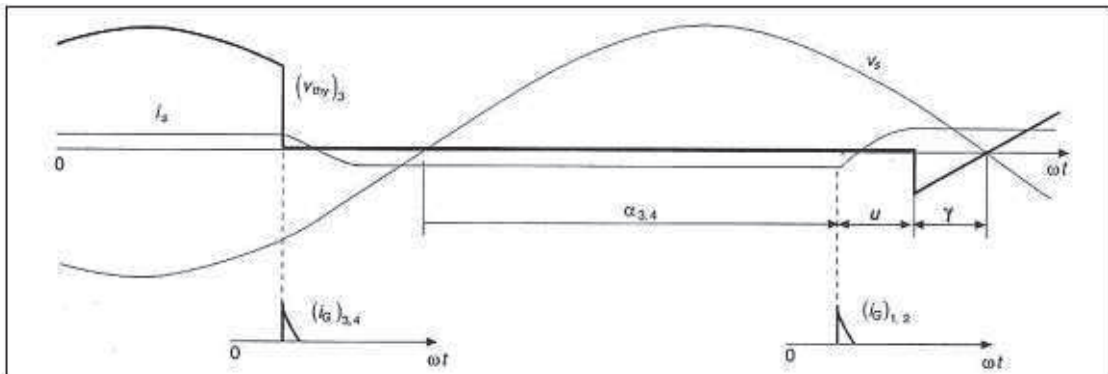


Figura 2.11 – Tensione su un tiristore in modalità inverter

Si definisce angolo di spegnimento γ nel seguente modo:

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u) \quad (2-24)$$

Durante tale angolo la tensione sul tiristore è negativa, mentre in seguito ad essa diventa positiva. Il tempo di spegnimento $t_\gamma = \frac{\gamma}{\omega}$ deve essere maggiore del tempo di apertura. In caso contrario il tiristore inizia a condurre prematuramente e di conseguenza si ha una mancata commutazione della corrente fra una coppia di tiristori e l'altra e ne consegue un funzionamento anomalo che può dare luogo ad elevate correnti distruttive. Per l'avviamento dell'inverter, l'angolo di ritardo α inizialmente deve essere sufficientemente elevato (ad es. 170°) così che i_d sia discontinua; successivamente α viene diminuito dal regolatore in modo da ottenere i valori di I_d e P_d desiderati.

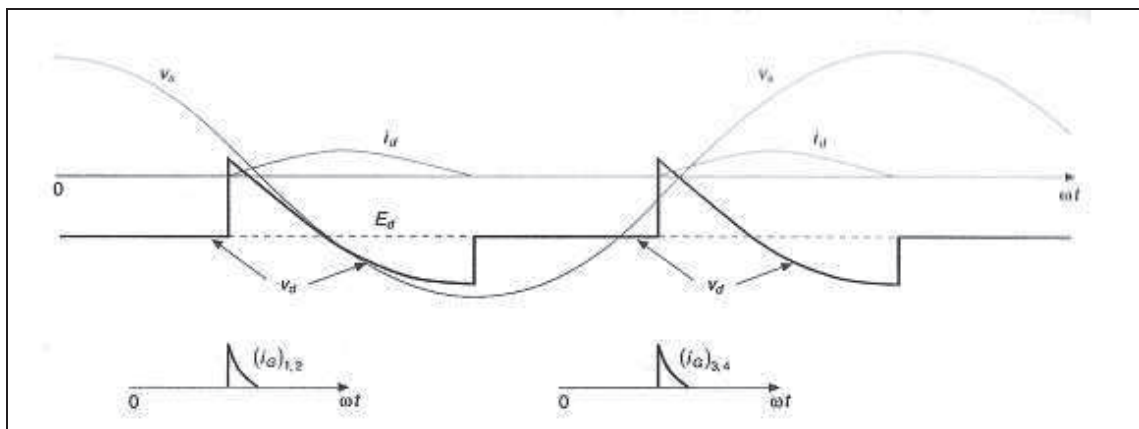


Figura 2.12 – Forme d'onda avviamento inverter

2.3 Convertitori trifase

2.3.1 Circuito ideale con $L_s = 0$ e $i_d(t) = I_d$

La corrente i_d circola in uno dei tiristori del gruppo superiore (tiristori 1, 3, 5) e in uno dei tiristori del gruppo inferiore (tiristori 2, 4, 6). Se le correnti di gate fossero applicate in continuazione, i tiristori si comporterebbero come dei diodi. Con queste condizioni ($\alpha = 0$ e $L_s = 0$), le tensioni e le correnti della fase a sono mostrate in figura 2.14(a).

Il valore medio della tensione lato DC è pari a

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} = 1.35V_{LL} \quad (2-25)$$

dove V_{LL} è la tensione concatenata del sistema.

Nella Figura 2.14, vengono mostrati gli istanti di conduzione naturale dei tiristori indicati coi numeri 1 e 2 e gli effetti dell'angolo di innesco o di ritardo α sulle forme d'onda del convertitore.

Concentrando l'attenzione sulla commutazione della corrente dal tiristore 5 al tiristore 1, si vede che il 5 rimane in conduzione fino a $\omega t = \alpha$, istante in cui la corrente commuta immediatamente sul tiristore 1 poiché $L_s = 0$. La corrente della fase a è mostrata in Figura 2.14(c).

La conduzione degli altri tiristori avviene con lo stesso angolo di ritardo α . La tensione concatenata lato ac e la tensione lato DC $v_d (=v_{pn}-v_{Nn})$ sono mostrate nella Figura 2.14(d).

L'espressione del valore medio della tensione lato DC può essere ottenuta dalle forme d'onda delle Figura 2.14(b) e 2.14(d). L'area, espressa in $[Vs]$, A_α , che compare ogni 60° , comporta una riduzione, rispetto a V_{d0} , del valore medio della tensione lato DC funzione dell'angolo di ritardo (Figura 2.14a). Pertanto si ha:

Capitolo 2

$$V_{d\alpha} = V_{d0} - \frac{A_\alpha}{\pi/3} \quad (2-26)$$

Dalla Figura 2.14(b), l'area (espressa in [Vrad]) A_α è l'integrale di $v_{an} - v_{cn} = v_{ac}$. Questo può essere confermato dalla Figura 2.14(d) dove A_α è l'integrale di $v_{ab} - v_{cb} = v_{ac}$. Con l'origine del tempo scelta nella Figura 2.14 si ha

$$v_{ac} = \sqrt{2}V_{LL} \sin \omega t \quad (2-27)$$

Pertanto si ricava

$$A_\alpha = \int_0^\alpha \sqrt{2}V_{LL} \sin \omega t d(\omega t) = \sqrt{2}V_{LL} (1 - \cos \alpha) \quad (2-28)$$

Combinando le equazioni sopra si ricava che

$$V_{d\alpha} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \cos \alpha = 1.35V_{LL} \cos \alpha = V_{d0} \cos \alpha \quad (2-29)$$

La $V_{d\alpha}$ è indipendente dall'ampiezza della corrente I_d purchè i_d circoli in modo continuo (e sia $L_s = 0$). Il controllo di V_d in funzione di α è simile a quello del caso monofase. La forma d'onda della tensione lato DC per differenti valori di α è mostrata in Figura 2.15. La potenza attiva vale, sempre con l'ipotesi che $i_d(t) = I_d$:

$$P = V_d I_d = 1.35V_{LL} I_d \cos \alpha \quad (2-30)$$

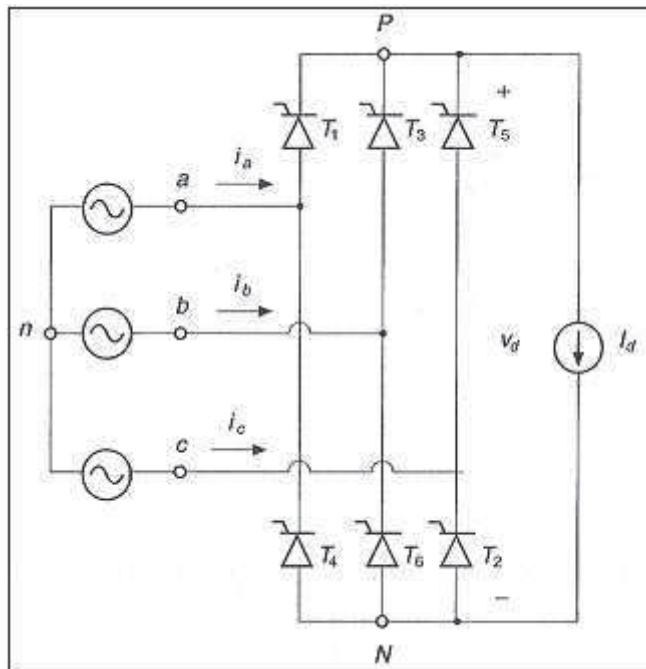


Figura 2.13 – Convertitore trifase a tiristori con L_s nulla e corrente costante lato continua

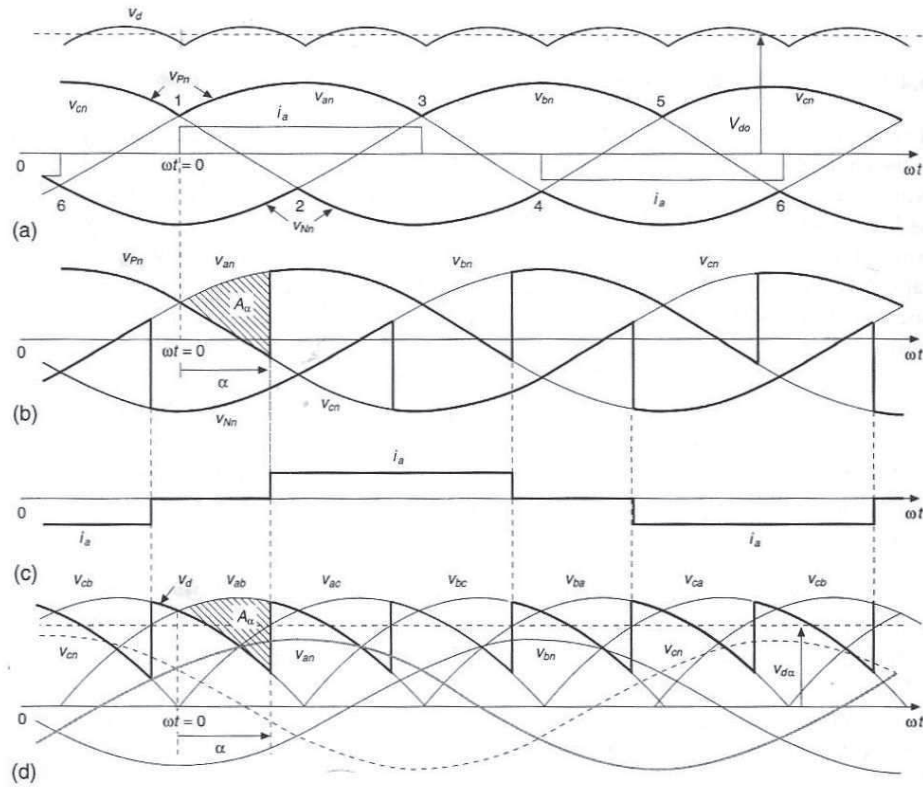


Figura 2.14 – Forme d'onda del convertitore trifase ideale

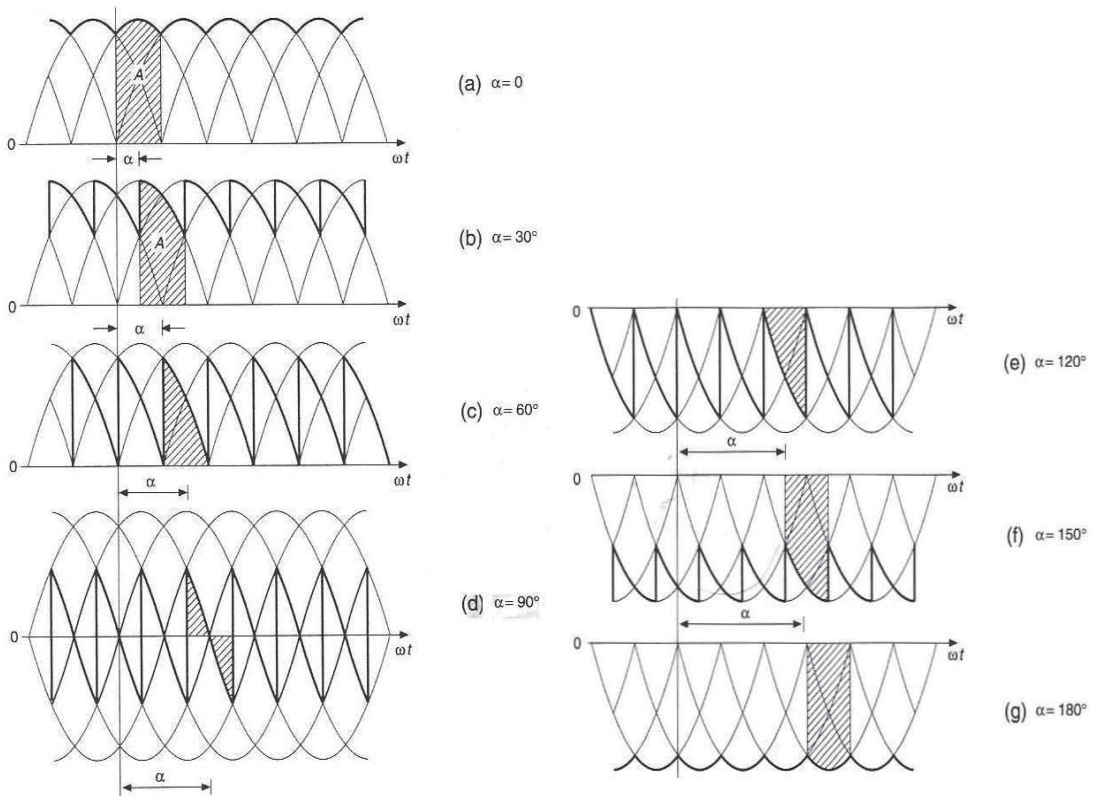


Figura 2.15 – Forme d'onda sul lato DC in funzione di α

Capitolo 2

- *Tensione sul lato DC*

Ciascuna delle forme d'onda della tensione sul lato DC mostrate in Figura 2.15 contiene una componente continua (media) $V_{d\alpha} (= 1.35V_{LL} \cos \alpha)$. Come si vede, il ripple alternato su v_d ha una frequenza uguale a sei volte quella di linea. Le componenti armoniche possono essere ottenute mediante l'analisi di Fourier.

- *Correnti della linea di alimentazione.*

Le correnti di linea i_a, i_b, i_c , hanno una forma d'onda rettangolare con ampiezza I_d .

Nella Figura 2.16 la forma d'onda di i_a è sfasata in ritardo di un angolo α rispetto alla stessa forma d'onda con $\alpha = 0$.

Essa può essere espressa in funzione delle componenti di Fourier (con ωt posto uguale a zero al passaggio positivo per lo zero di v_{an}) nel modo seguente:

$$i_a(\omega t) = \sqrt{2}I_{s1} \sin(\omega t - \alpha) - \sqrt{2}I_{s5} \sin[5(\omega t - \alpha)] - \sqrt{2}I_{s7} \sin[7(\omega t - \alpha)] + \\ + \sqrt{2}I_{s11} \sin[11(\omega t - \alpha)] + \sqrt{2}I_{s13} \sin[13(\omega t - \alpha)] - \sqrt{2}I_{s17} \sin[17(\omega t - \alpha)] - \sqrt{2}I_{s19} \sin[19(\omega t - \alpha)] \dots$$

dove sono presenti solo le armoniche h dispari non multiple di tre : $h = 6n \pm 1$ con $n=1,2,3 \dots$

Il valore efficace della prima armonica è $I_{s1} = 0.78I_d$ mentre i valori efficaci delle armoniche successive sono inversamente proporzionali al loro ordine armonico

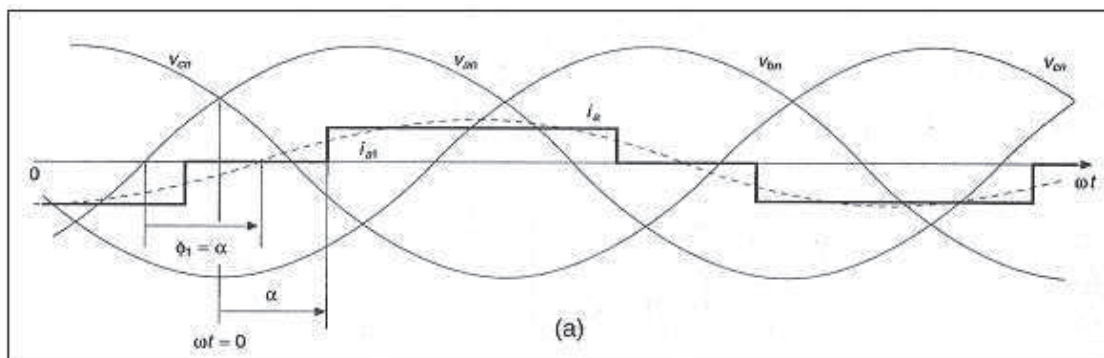
$$I_{sh} = \frac{I_{s1}}{h} \quad \text{dove } h = 6n \pm 1 \quad (2-31)$$

Dalla forma d'onda di i_a di Figura 2.16 il valore efficace complessivo della corrente di fase può essere calcolato nel modo seguente:

$$I_s = \sqrt{\frac{2}{3}} I_d = 0.816 I_d \quad (2-32)$$

Pertanto con $i_d = I_d$ e $L_s = 0$, possiamo ricavare che

$$\frac{I_{s1}}{I_s} = \frac{3}{\pi} = 0.955 \quad \text{e quindi in } i_s \text{ si ha THD} = 31.08\%$$



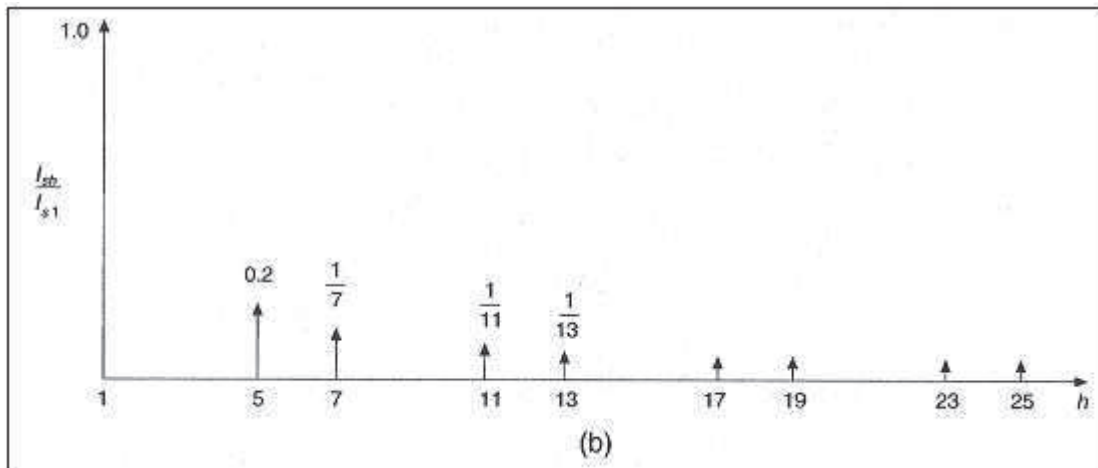


Figura 2.16 (a) e (b) – Corrente di linea nel convertitore trifase con L_s nulla

2.3.2 Effetti prodotti da L_s

A questo punto andiamo ad inserire l'induttanza L_s del lato AC, come mostrato in Figura 2.17; tale induttanza non può essere trascurata nei convertitori reali a tiristori.

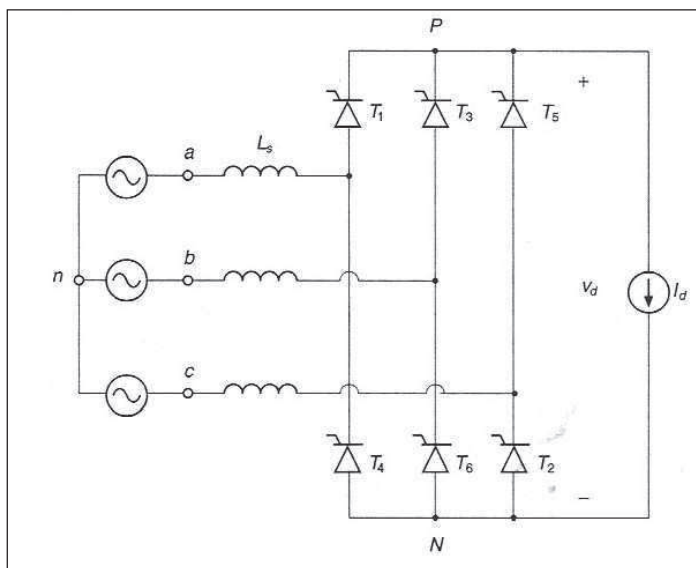


Figura 2.17 - Convertitore trifase con L_s non nulla e corrente costante lato DC

Per un dato valore dell'angolo di ritardo α , la corrente commuta con un intervallo di tempo non nullo u . Si consideri la situazione nella quale i tiristori 5 e 6 stanno conducendo e la corrente, per $\omega t = \alpha$, incomincia a commutare dal tiristore 5 al tiristore 1. Nella Figura 2.18(a) sono disegnati solo i tiristori coinvolti nella conduzione della corrente.

Nell'intervallo u di commutazione della corrente, i tiristori 5 e 1 conducono contemporaneamente e le tensioni di fase v_{cn} e v_{cn} sono collegate fra loro attraverso l'induttanza L_s di ogni fase. La corrente i_a cresce da zero a I_d , mentre la corrente i_c decresce da I_d a zero e in tale istante è completata la commutazione della corrente da 5 a 1. Le correnti i_5 e i_1 attraverso i

tiristori 5 e 1 sono rappresentate in Figura 2.18(c). La forma d'onda completa di i_a è rappresentata in Figura 2.19.

Durante l'intervallo di commutazione si ha

$$v_{Pn} = v_{an} - v_{Ls} \quad (2-33)$$

dove

$$v_{Ls} = L_s \frac{di_a}{dt} \quad (2-34)$$

La riduzione di area – espressa in $[Vrad]$ – dovuta all'intervallo di commutazione è la seguente:

$$A_u = \int_{\alpha}^{\alpha+u} v_{Ls} d(\omega t) = \omega L_s \int_0^{I_d} di_a = \omega L_s I_d \quad (2-35)$$

Capitolo 2

dove si è tenuto conto che la i_a cambia da 0 a I_d nell'intervallo da $\omega t = \alpha$ a $\omega t = \alpha + u$.
Dunque, rispetto a V_{ds} , il valore medio della tensione lato DC si riduce di $A_u/(\pi/3)$:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \cos \alpha - \frac{3\omega L_s}{\pi} I_d \quad (2-36)$$

A proposito della precedente conclusione si dovrebbe osservare che durante la commutazione della corrente, le fasi a e c sono collegate fra loro. Dunque durante la commutazione abbiamo:

$$v_{pn} = v_{an} - L_s \frac{di_a}{dt} \quad (2-37)$$

E anche

$$v_{pn} = v_{cn} - L_s \frac{di_c}{dt} \quad (2-38)$$

Da cui

$$v_{pn}(\text{durante la commutazione}) = \frac{v_{an} + v_{cn}}{2} - \frac{L_s}{2} \left(\frac{di_a}{dt} + \frac{di_c}{dt} \right) \quad (2-39)$$

Poiché $I_d = (i_a + i_c)$ è assunta costante durante l'intervallo di commutazione si ha

$$\frac{di_a}{dt} = -\frac{di_c}{dt} \quad (2-40)$$

che permette di riscrivere v_{pn} come

$$v_{pn} = \frac{1}{2} (v_{an} + v_{cn}) \quad (2-41)$$

La forma d'onda v_{pn} che si ha durante l'intervallo di commutazione è mostrata nella Figura 2.18(b).

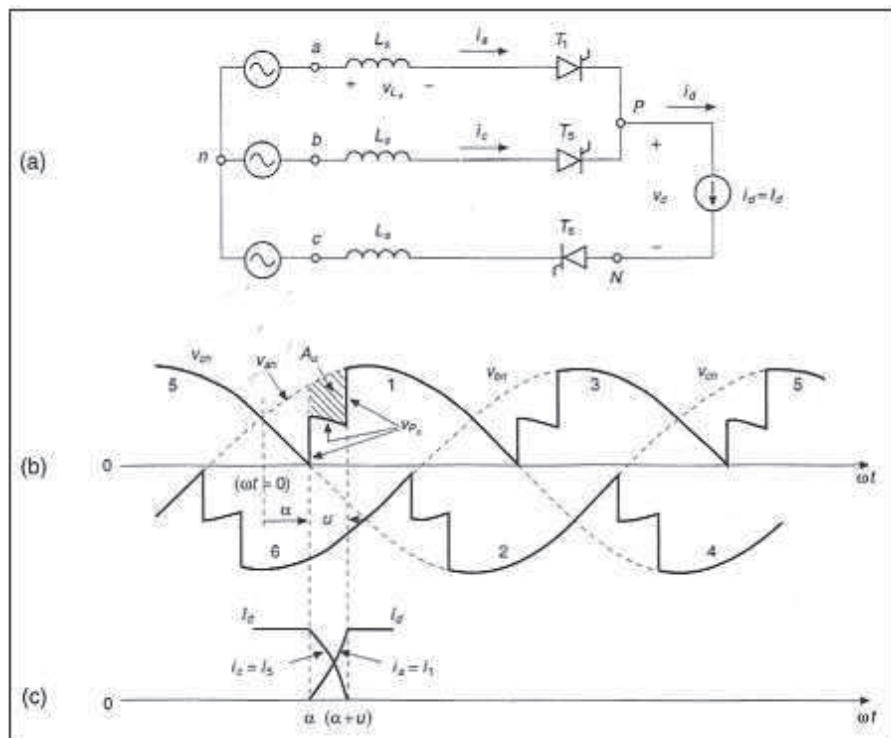


Figura 2.18 (a),(b) e (c) – Commutazione in presenza di L_s

Anche se per calcolare V_d non è necessaria una esplicita espressione dell'intervallo di commutazione u , essa è richiesta per assicurare un funzionamento affidabile in modalità inverter. Dunque combinando le equazioni sopra riportate si ottiene

$$L_s \frac{di_a}{dt} = \frac{v_{an}}{2} - \frac{v_{cn}}{2} = \frac{v_{ac}}{2} \quad (2-42)$$

con l'origine del tempo scelta come da 2.18(b), $v_{ac} = \sqrt{2}V_{LL} \sin \omega t$. Dunque

$$\frac{di_a}{d\omega t} = \frac{\sqrt{2}V_{LL} \sin \omega t}{2\omega L_s}$$

La sua integrazione tra $\omega t = \alpha$ e $\omega t = \alpha + u$, ricordando che durante tale intervallo i_a cambia da 0 a I_d , consente di ottenere

$$\int_0^{I_d} di_a = \sqrt{2} \frac{V_{LL}}{2\omega L_s} \int_{\alpha}^{\alpha+u} \sin \omega t d(\omega t) \quad (2-43)$$

dalla quale si ricava:

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \frac{2\omega L_s}{\sqrt{2}V_{LL}} I_d \quad (2-44)$$

In questo modo conoscendo α e I_d si può calcolare l'intervallo di commutazione u .

2.3.3 Modalità di funzionamento da inverter

Per capire la modalità di funzionamento da inverter, si suppone che il lato DC del convertitore sia rappresentato da un generatore ideale di corrente continua I_d , come mostrato in Figura 2.17. Per un angolo di ritardo α maggiore di 90° ma minore 180° , le forme d'onda della corrente e della tensione sono mostrate nella Figura 2.19a. Il valore medio di V_d è negativo in accordo con (2-36)

Sul lato AC, la potenza negativa implica che l'angolo ϕ di sfasamento tra v_s e i_{s1} sia più grande di 90° . Nel circuito reale mostrato sotto, il punto di funzionamento per un dato valore di E_d e α può essere ottenuto dalle caratteristiche mostrate nella Figura 2.20b.

Come detto per i convertitori monofase, nelle forme d'onda della Figura 2.21, dove v_5 è la tensione sul tiristore 5, l'angolo di spegnimento $\gamma (= 180^\circ - \alpha - u)$ deve essere più grande dell'intervallo ωt_q di apertura del tiristore.

Analogamente a quanto detto per l'inverter monofase rispetto l'avviamento, anche per quello trifase l'angolo di ritardo iniziale α deve essere abbastanza elevato in modo che i_d sia discontinua. In seguito, l'angolo α viene diminuito dal regolatore per ottenere i valori desiderati di corrente e potenza.

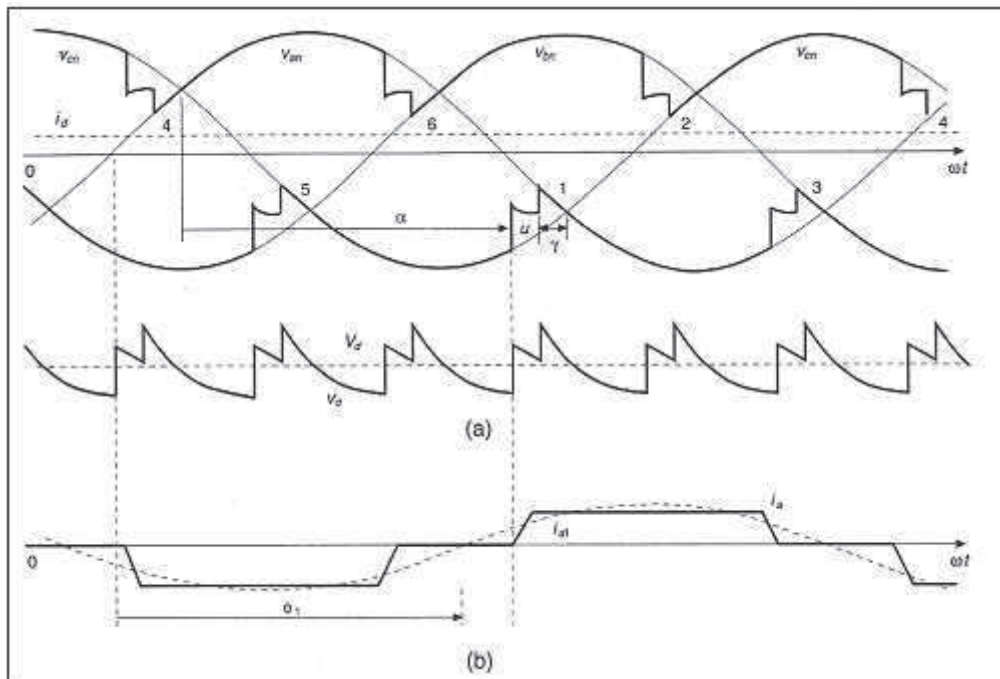


Figura 2.19 - Forme d'onda nell'inverter con corrente costante lato DC

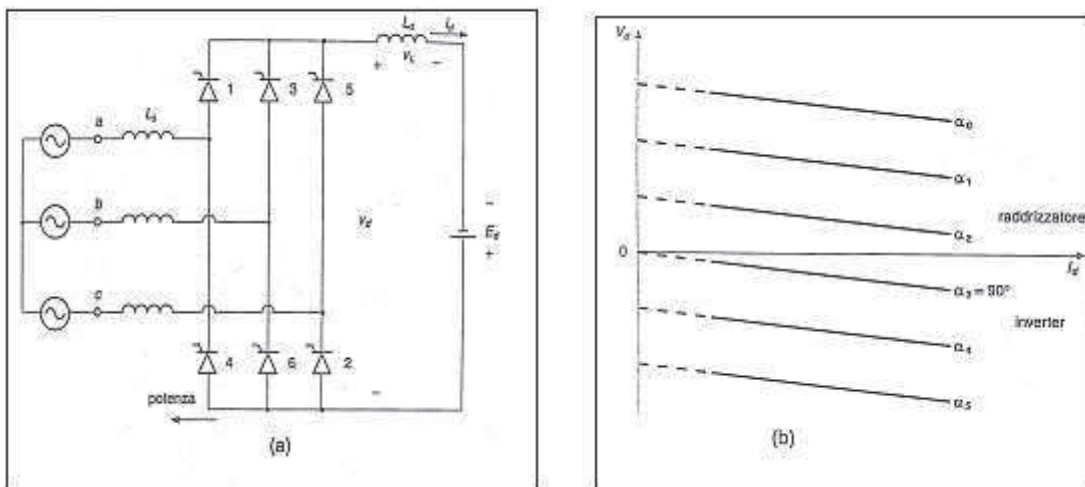


Figura 2.20 – (a) Inverter trifase con generatore ideale di tensione continua; (b) V_d in funzione di I_d

2.4 Convertitori a dodici impulsi

A causa degli elevati livelli di potenza associati all'applicazione della trasmissione HVDC, è importante ridurre le armoniche di corrente generate sul lato AC e il ripple di tensione prodotto sul lato DC dal convertitore.

Questo è realizzato mediante un convertitore a dodici impulsi, che richiede due convertitori a sei impulsi collegati attraverso un trasformatore Y – Y e uno Y – Δ .

I due convertitori a sei impulsi sono collegati in serie sul lato DC e in parallelo sul lato AC. Il collegamento in serie dei due convertitori a sei impulsi sul lato DC è necessario per soddisfare l'esigenza di tensione elevata di un sistema HVDC.

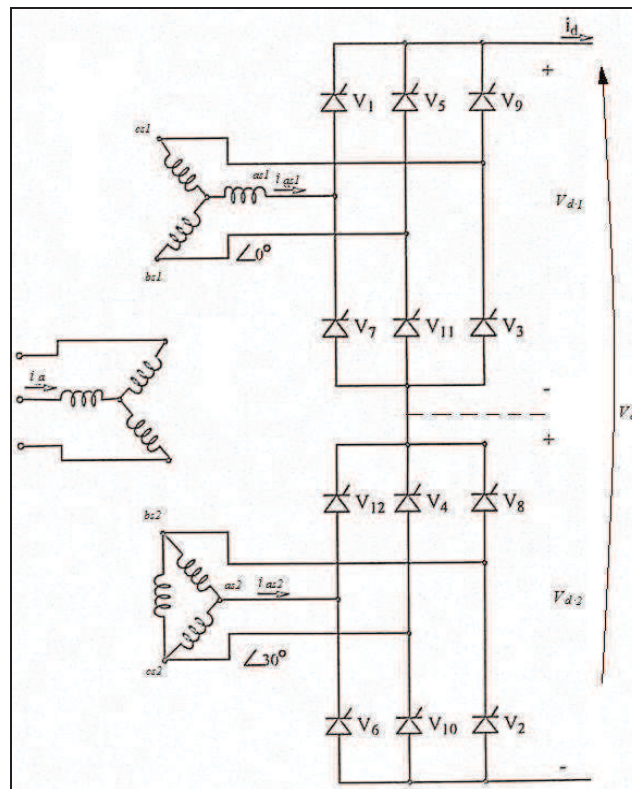


Figura 2.22 – Convertitore a 12 impulsi

2.4.1 Circuito ideale con $L_s = 0$ e $i_d(t) \cong I_d$

Nella Figura 2.22, V_{as1n1} precede V_{as2n2} di 30° . Le forme d'onda di tensione e di corrente possono essere disegnate supponendo che la corrente I_d sul lato DC del convertitore sia puramente continua per la presenza di una grande induttanza di livellamento L_d mostrata in figura.

All'inizio per semplicità, si suppone l'induttanza L_s di ogni fase del lato AC sia trascurabile, in modo da avere impulsi rettangolari di corrente. In realtà sono presenti significative induttanze di commutazione come conseguenza delle induttanze di dispersione del trasformatore.

Con le ipotesi di $L_s = 0$ e $i_d(t) \cong I_d$ e ricordando che V_{as1n1} precede V_{as2n2} di 30° , si possono disegnare le forme d'onda come nella Figura 2.23. Ogni convertitore a sei impulsi funziona con lo stesso angolo di ritardo α . La forma d'onda della corrente totale per ogni fase $i_a = i_{a1} + i_{a2}$ mostra in modo chiaro che questa contiene meno armoniche rispetto i_{a1} o i_{a2} assorbite dai convertitori a sei impulsi.

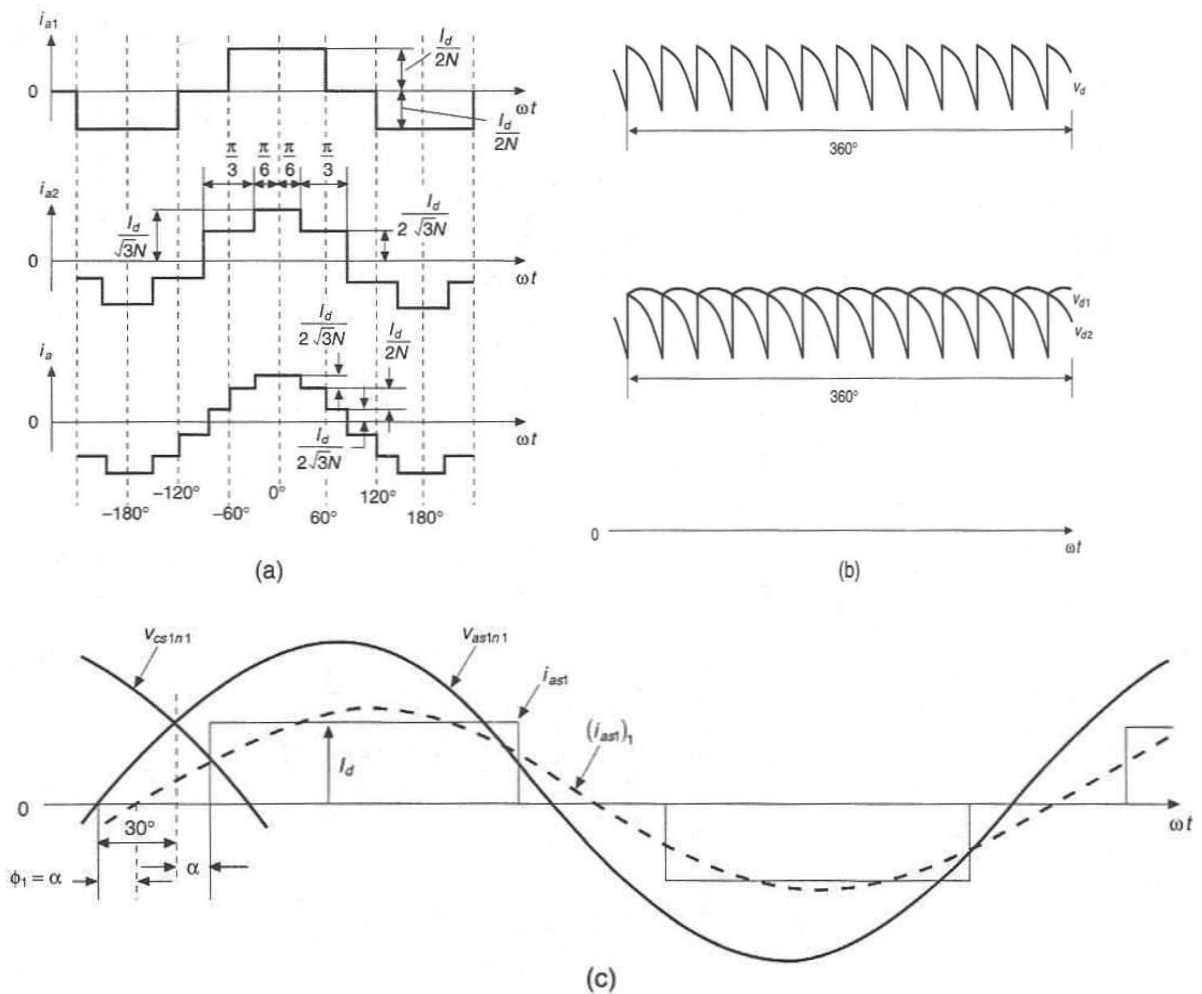


Figura 2.23 – Forme d'onda ideali assumendo L_s nulle

In termini di componenti di Fourier abbiamo per la corrente del YD e del YY:

$$i_{a1} = \frac{2\sqrt{3}}{2N\pi} I_d \left(\cos \vartheta - \frac{1}{5} \cos 5\vartheta + \frac{1}{7} \cos 7\vartheta - \frac{1}{11} \cos 11\vartheta + \frac{1}{13} \cos 13\vartheta \dots \right)$$

$$i_{a2} = \frac{2\sqrt{3}}{2N\pi} I_d \left(\cos \vartheta + \frac{1}{5} \cos 5\vartheta - \frac{1}{7} \cos 7\vartheta - \frac{1}{11} \cos 11\vartheta + \frac{1}{13} \cos 13\vartheta \dots \right)$$

Dove $\theta = \omega t$, e N è il rapporto spire del trasformatore.

Quindi la corrente complessiva assorbita dalla rete è

$$i_a = i_{a1} + i_{a2} = \frac{2\sqrt{3}}{N\pi} I_d \left(\cos \vartheta - \frac{1}{11} \cos 11\vartheta + \frac{1}{13} \cos 13\vartheta \dots \right) \quad (2-45)$$

Questa analisi di Fourier mostra che la corrente di linea complessiva ha armoniche di ordine $h = 12k \pm 1$ dove k è un numero intero. Ne deriva un funzionamento a dodici impulsi, diverso da quello a sei impulsi dove le armoniche di corrente sono di ordine $6k \pm 1$.

Le ampiezze delle armoniche di corrente per un convertitore a dodici impulsi sono inversamente proporzionali al loro ordine di armonicità e le armoniche di ordine più basso sono l'undicesima e la tredicesima.

Capitolo 2

Le correnti nel lato AC dei due convertitori si sommano, confermando che sul lato AC i due convertitori sono effettivamente in parallelo.

Sul lato DC, le forme d'onda delle tensioni v_{d1} e v_{d2} per i due convertitori a sei impulsi, sono sfasate di 30° l'una rispetto all'altra. Poiché i due convertitori a sei impulsi sono collegati in serie sul lato DC, la tensione totale $v_d = v_{d1} + v_{d2}$ ha dodici impulsi di ripple per ogni periodo della frequenza fondamentale AC.

Questo comporta armoniche di tensione di ordine h in v_d dove $h = 12k$ dove k è un numero intero.

La presenza di L_s non cambia l'ordine delle armoniche caratteristiche prodotte sia sul lato AC sia sul lato DC purchè i due convertitori a sei impulsi funzionino in condizioni identiche. Comunque, l'ampiezza delle armoniche dipende in modo significativo da L_s , dall'angolo di ritardo α e dalla corrente I_d .

La tensione media lato DC può essere scritta nel modo seguente

$$V_{d1} = V_{d2} = \frac{V_d}{2} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \cos \alpha - \frac{3\omega L_s}{\pi} I_d \quad (2-46)$$

dove V_{LL} è il valore efficace della tensione di linea applicata a ciascuno dei convertitori a sei impulsi e L_s è l'induttanza di dispersione di ogni fase di ciascuno dei trasformatori, riferita al lato del proprio convertitore.

Come è stato spiegato precedentemente, $\alpha > 90^\circ$ corrisponde ad un funzionamento in modalità inverter con un trasferimento di potenza dal lato DC al lato AC del convertitore.

2.4.2 Potenza assorbita dal convertitore.

I convertitori commutati dalla tensione di linea e alla frequenza di rete funzionano con un fattore di potenza in ritardo e dunque assorbono potenza reattiva dal sistema.

Sebbene le correnti del lato AC associate al convertitore contengano armoniche oltre la frequenza fondamentale, le armoniche di corrente sono "assorbite" dai filtri del lato AC, che devono essere progettati in base alle ampiezze delle armoniche generate. Quindi, per un calcolo della potenza attiva trasferita e di quella reattiva assorbita, si considerano solo le componenti delle correnti alternate alla frequenza fondamentale. È sufficiente considerare solo uno dei due convertitori a sei impulsi, poiché la potenza attiva e quella reattiva per la configurazione a dodici impulsi sono doppie rispetto a quelle di un solo convertitore.

2.4.2.1 Funzionamento da raddrizzatore

Con l'ipotesi iniziale che $L_s = 0$, la Figura 2.23(c) mostra la tensione V_{as1n1} tra la fase e il neutro e la corrente i_{as1} (corrispondente al convertitore 1 nella 2.23) con $i_d(t) \cong I_d$ per un angolo di ritardo α .

La componente di corrente alla frequenza fondamentale (i_{as1}), mostrata con la curva tratteggiata, è in ritardo rispetto alla tensione di fase v_{as1n1} di un angolo che coincide con l'angolo del fattore di sfasamento ϕ_1 ; si ha $\phi_1 = \alpha$.

Quindi la potenza reattiva trifase (in ritardo) richiesta dal convertitore a sei impulsi a causa delle componenti di corrente reattiva alla frequenza fondamentale, che seguono le rispettive tensioni di fase con un ritardo di 90° , è uguale a :

$$Q_1 = \sqrt{3} V_{LL} (I_{as1})_1 \sin \alpha \quad (2-47)$$

dove V_{LL} è la tensione di linea sul lato AC del convertitore.

Dall'analisi di Fourier di i_{as1} nella Figura 2.23(c) si ricava il valore efficace della sua componente fondamentale:

$$(I_{as1})_1 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \cong 0.78 I_d \quad (2-48)$$

quindi

$$Q_1 = \sqrt{3} V_{LL} \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \right) \sin \alpha = 1.35 V_{LL} I_d \sin \alpha \quad (2-49)$$

Il trasferimento di potenza attiva attraverso ciascuno dei convertitori a sei impulsi può essere calcolato dall'equazione (2-46) con L_s uguale a zero, nel modo seguente:

$$P_{d1} = V_{d1} I_d = 1.35 V_{LL} I_d \cos \alpha \quad (2-50)$$

Per un determinato trasferimento di potenza P_{d1} , la richiesta di potenza reattiva Q_1 dovrebbe essere ridotta quanto più possibile. Nello stesso modo, I_d dovrebbe essere tenuta piccola quanto più possibile per rendere minime le perdite sulla linea di trasmissione. Per rendere minime Q_1 e I_d , osservando dalle equazioni precedenti che V_{LL} è essenzialmente costante, si deve scegliere un valore piccolo dell'angolo di ritardo α nel funzionamento da raddrizzatore. Per motivi pratici, il valore minimo di α è solitamente scelto in un intervallo di $10^\circ \div 20^\circ$.

2.4.2.2 Modalità di funzionamento da inverter

Nella modalità inverter, la tensione DC nel convertitore agisce come una forza controelettromotrice di un motore in corrente continua.

E' utile quindi definire la polarità della tensione DC in modo che la tensione DC sia positiva quando è indicata in modo specifico per la modalità di funzionamento da inverter. (Figura 2.24) Si ricorda che l'angolo di spegnimento è stato definito come

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u) \quad (2-51)$$

dove α è l'angolo di ritardo e u è l'angolo di commutazione.

La tensione dell'inverter nella Figura 2.24 può essere ottenuta nel modo seguente

$$V_{d1} = V_{d2} = \frac{V_d}{2} = 1.35 \cdot V_{LL} \cos \gamma - \frac{3\omega L_s}{\pi} \quad (2-52)$$

Facendo di nuovo per semplicità, l'ipotesi che L_s sia pari a zero la Figura 2.24(b) mostra le forme d'onda ideali per v_{as1n1} e i_{as1} per un angolo $\alpha > 90^\circ$, corrispondente alla modalità di funzionamento da inverter. La componente alla frequenza fondamentale $(i_{as1})_1$ della corrente di fase è mostrata mediante la curva tratteggiata. Nel diagramma fasoriale della Figura 2.24(c), la componente di corrente reattiva alla frequenza fondamentale è in ritardo rispetto alla tensione tra fase e neutro, indicando che anche in modalità inverter, nella quale la direzione del flusso di potenza attraverso il convertitore è stata invertita, il convertitore richiede una potenza reattiva (in ritardo) al sistema AC.

Con L_s pari a zero, abbiamo $u = 0$ e $\gamma = 180^\circ - \alpha$.

Quindi le espressioni di Q_1 e P_{d1} per ogni convertitore possono essere ottenute in modo specifico per la modalità inverter in funzione dell'angolo γ nel modo seguente:

$$Q_1 = 1.35 V_{LL} I_d \sin \gamma \quad e \quad P_{d1} = 1.35 V_{LL} I_d \cos \gamma \quad (2-53)$$

dove le direzioni della potenza reattiva (in ritardo) e della potenza attiva sono mostrate nella Figura 2.24(a).

Per un determinato livello di trasferimento di potenza, γ deve essere quanto più piccolo possibile per rendere minime le perdite $I^2 R$ nella linea di trasmissione dovute a I_d e per rendere minima la

Capitolo 2

richiesta di potenza reattiva da parte del convertitore. Il valore minimo che γ può raggiungere è chiamato *angolo minimo di spegnimento* γ_{min} ; tale valore è basato sulla necessità di concedere ai tiristori un tempo di spegnimento sufficiente.

In una configurazione di convertitore a dodici impulsi, la richiesta di potenza reattiva è la somma di quelle richieste da ciascuno dei due convertitori a sei impulsi.

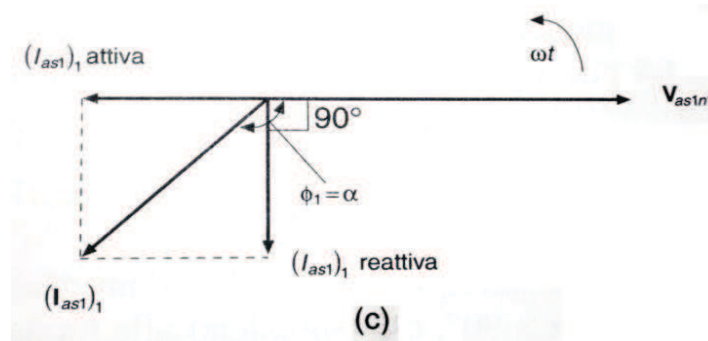
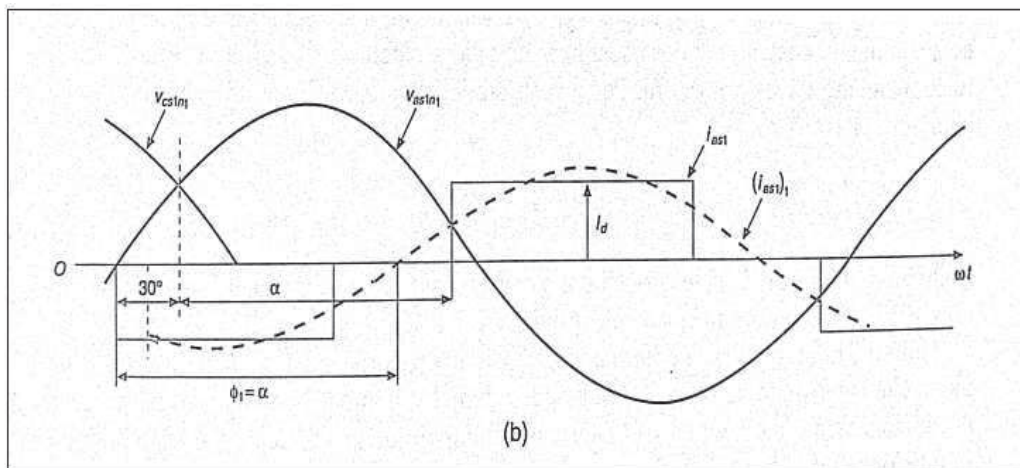
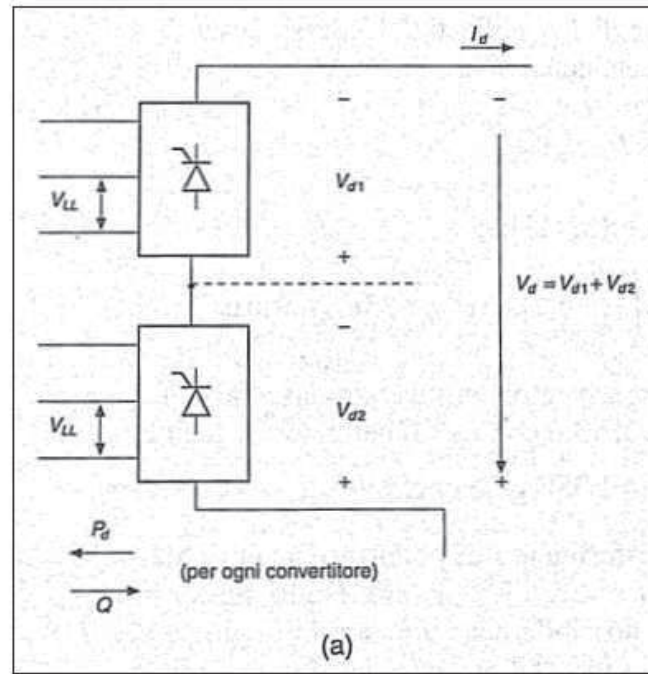


Figura 2.24 – Modalità di funzionamento inverter

3

La stazione di conversione

La parte fondamentale di un impianto HVDC è costituito dalla stazione di conversione. In questo capitolo vengono esaminate le parti di cui è composta e le loro funzioni.

3.1 Convertitore a tiristori commutato da rete

La funzione del ponte di conversione è di fornire una tensione raddrizzata del valore medio desiderato. Il valore medio viene regolato variando l'istante di accensione (invio dell'impulso di accensione al gate) dei tiristori rispetto all'istante in cui la differenza di potenziale sulla valvola diventa positiva. Questo metodo viene detto controllo di fase.

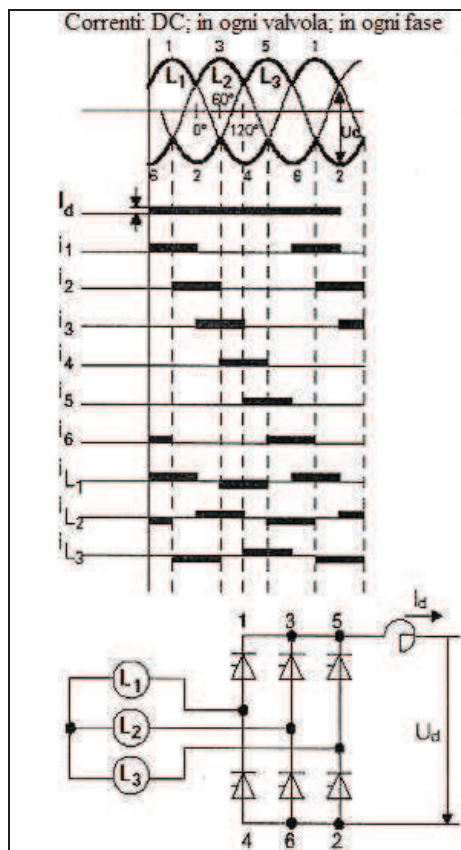


Figura 3.0 – Ponte di conversione a 6 impulsi

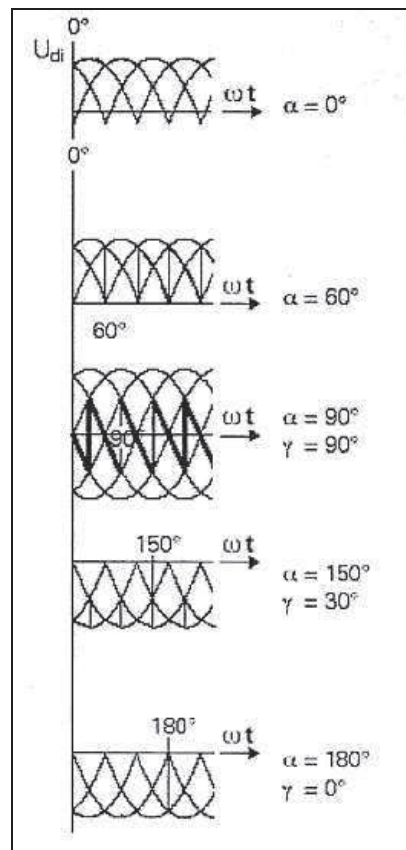


Figura 3.1 – Tensione raddrizzata in funzione di α

Capitolo 3

Il valore medio delle tensione raddrizzata in funzione dell'angolo di accensione è dato da:

$$V_{dc\alpha} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{LL} \cdot \cos \alpha \quad (3-1)$$

dove V_{LL} è la tensione di rete al secondario del trasformatore e α l'angolo di accensione.

Dal punto di vista costruttivo il ponte di conversione presenta generalmente le seguenti caratteristiche [16]:

- il singolo ponte di conversione è costituito da tre quadrivalvole, ognuna composta da quattro valvole, a loro volta costituite da più moduli di tiristori disposti su più piani. L'intero ponte è posto in un'unica sala valvole. Le quadrivalvole sono vincolate al soffitto della sala valvole per garantire una maggiore resistenza della struttura a sollecitazioni sismiche (requisiti usuali di sismicità prevedono tipicamente accelerazioni orizzontali e verticali sino a 0,1 volte l'accelerazione di gravità) □

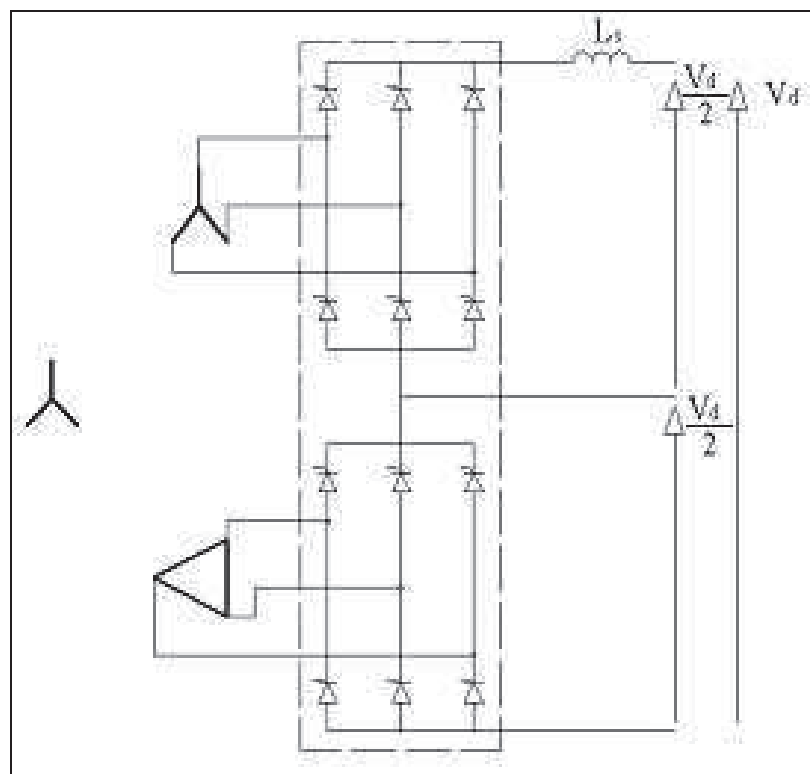


Figura 3.2 – Ponte di conversione a 12 impulsi

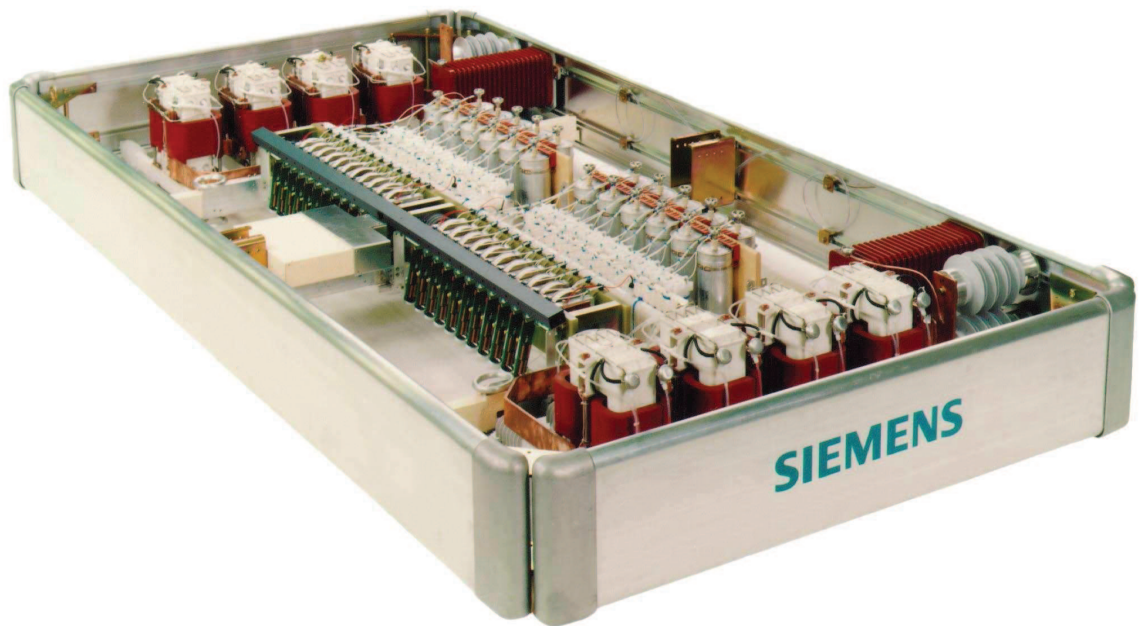


Figura 3.3 – Livello elementare di una quadrivalvola

- l'isolamento del ponte è in aria.
- A protezione delle valvole è prevista una configurazione di 12 scaricatori, uno per ognuna delle 12 valvole costituenti il ponte. Ogni livello della valvola contiene due o più moduli di tiristori con dissipatori di calore, gli snubber (circuiti RC di smorzamento delle sovratensioni di accensione e spegnimento), i reattori saturabili ed i condensatori di equilibratura delle tensioni applicate. Oltre ai precedenti scaricatori nella stazione di conversione ne sono presenti altri a protezione degli altri apparati di stazione; la posizione ed il numero degli scaricatori è legato allo specifico progetto e risente delle soluzioni tecnologiche adottate dai vari costruttori.
- Il ponte di conversione a tiristori è dotato di un sistema di raffreddamento, in particolare ogni quadrivalvola ha un proprio sistema di canalizzazioni che distribuisce il liquido refrigerante ai componenti critici del ponte stesso [17]: i tiristori, i resistori degli snubber e i reattori saturabili, ovvero i componenti che producono perdite (più del 95% delle perdite all'interno del ponte di conversione). Questi componenti sono tutti raffreddati ad acqua, consentendo una struttura il più possibile compatta della valvola. Il circuito di raffreddamento per ogni sezione di valvola può essere serie o parallelo, in base al livello di corrente circolante nelle valvole. L'acqua deionizzata viene fatta circolare negli scambiatori metallici di calore (dissipatori) dei singoli tiristori e può fluire in modalità serie o parallelo. A causa della conduttività dell'acqua, il circuito di raffreddamento della quadrivalvola di un ponte HVDC si comporta, dal punto di vista elettrico, sostanzialmente come una rete resistiva (di valore elevato) in parallelo alla parte di potenza del ponte di conversione (ovvero tiristori, snubber, reattori di limitazione delle correnti di accensione³). L'acqua di raffreddamento, circolando in corpi metallici posti a diverso potenziale all'interno del ponte, deve presentare un grado

³Questi componenti possono contribuire, mediante un apposito lay-out delle tubazioni del sistema stesso di raffreddamento, alla equilibratura delle tensioni applicate ai tiristori della valvola in fase di blocco. Si può ritenere, infatti, questa rete "resistiva", come una struttura di supporto/back-up alla struttura composta da resistori veri e propri che consente la corretta ripartizione delle tensioni di blocco sui singoli tiristori componenti il ponte

Capitolo 3

di purezza elevato allo scopo di contenere la circolazione di eventuali correnti parassite. Per questo motivo, alcuni costruttori, preferiscono la soluzione di raffreddamento in parallelo, in particolare nel caso in cui le tensioni DC del ponte siano elevate, al fine di limitare la possibile circolazione di correnti parassite dovute al diverso potenziale elettrico che esiste tra due dissipatori metallici. Come già detto, il liquido refrigerante è acqua deionizzata pura o con l'aggiunta di glicole etilenico qualora la minima temperatura ambiente esterna sia sotto 0 °C; la conduttività del liquido deve essere permanentemente monitorata per garantire un corretto funzionamento dell'impianto di raffreddamento; tipicamente per l'acqua di raffreddamento si hanno valori di conduttività superiori a 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$. L'acqua di raffreddamento viene fatta circolare mediante pompe nel circuito primario di raffreddamento, nel quale sono presenti scambiatori di calore che prelevano il calore dall'acqua deionizzata trasferendolo ad un altro liquido refrigerante; quest'ultimo, nel circuito secondario di raffreddamento, viene inviato a degli aerotermini (posti all'esterno dell'edificio che ospita la sala valvole e controllo), dove si provvede a raffreddare il liquido refrigerante stesso trasferendo il calore all'ambiente esterno. L'intero sistema di raffreddamento per quanto riguarda le canalizzazioni è costituito da materiali non soggetti a corrosione, tipicamente materiali plastici (politene) che garantiscono alta tenuta dielettrica. Nella Figura 3.6 sono riconoscibili le canalizzazioni in materiali plastico costituenti il sistema di raffreddamento.

- Il dimensionamento dell'intero ponte di conversione, in termini di materiali impiegati, viene eseguito tenendo conto anche delle problematiche connesse al rischio di incendio in sala valvole. Solitamente è consigliato, per tutti i materiali non metallici, l'utilizzo di componenti di tipo autoestinguente; allo stato attuale i costruttori tendono ad eliminare la presenza di olio in tutti i componenti della sala valvole. In passato erano i condensatori ad essere del tipo oil-filled, ora invece sono riempiti con SF_6 . Le stazioni di conversione sono fornite con sistema antincendio con rilevazione del tipo a "fuoco incipiente": si tratta di sistemi con differenti principi di rilevazione, in grado di rilevare la presenza nell'aria di particelle o composti caratteristici della fase iniziale di un incendio, quando ancora le fiamme non si sono ancora sviluppate.

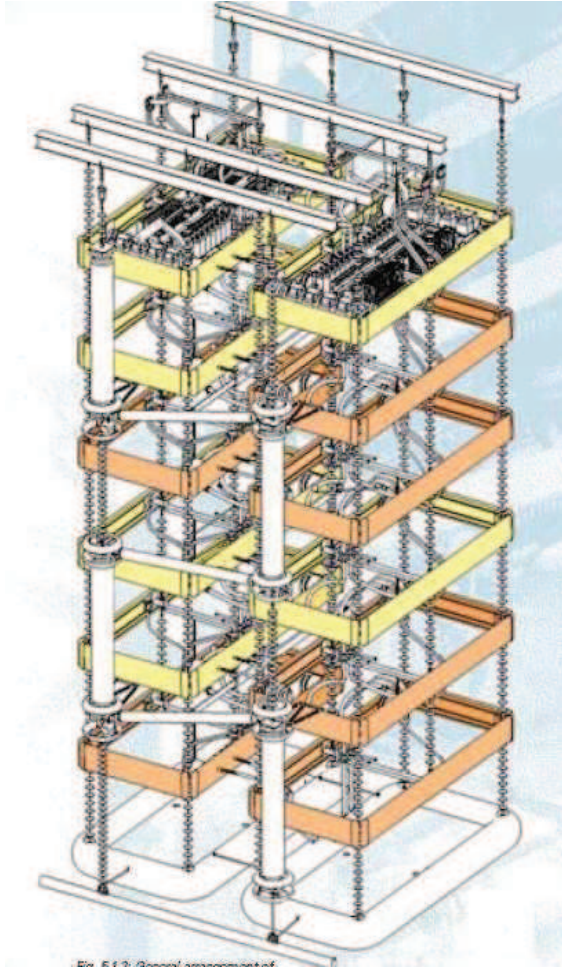


Figura 3.4 – Struttura della quadrivolt

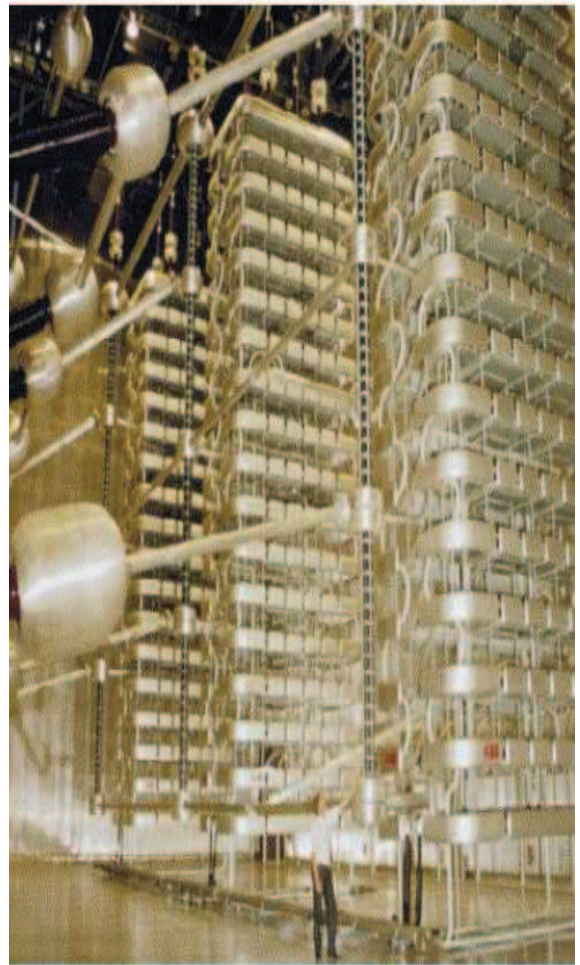


Figura 3.5 – Ponte di conversione dodecafase – Struttura a tre quadrivolt sospese al soffitto della sala valvole

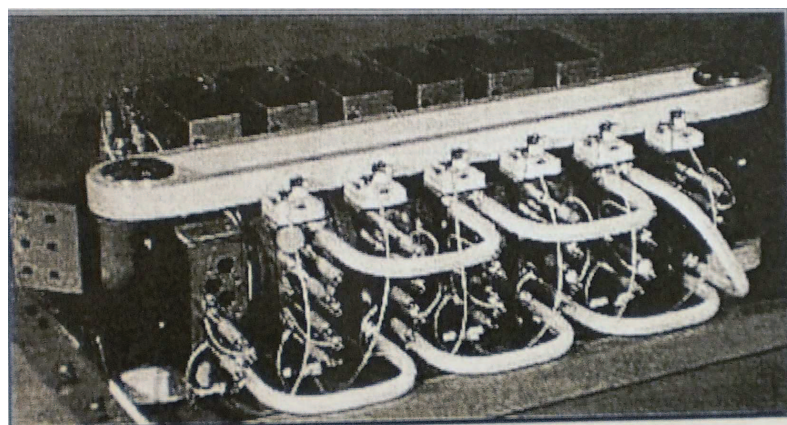


Figura 3.6 – Ponte di conversione dodecafase – Modulo di tiristori

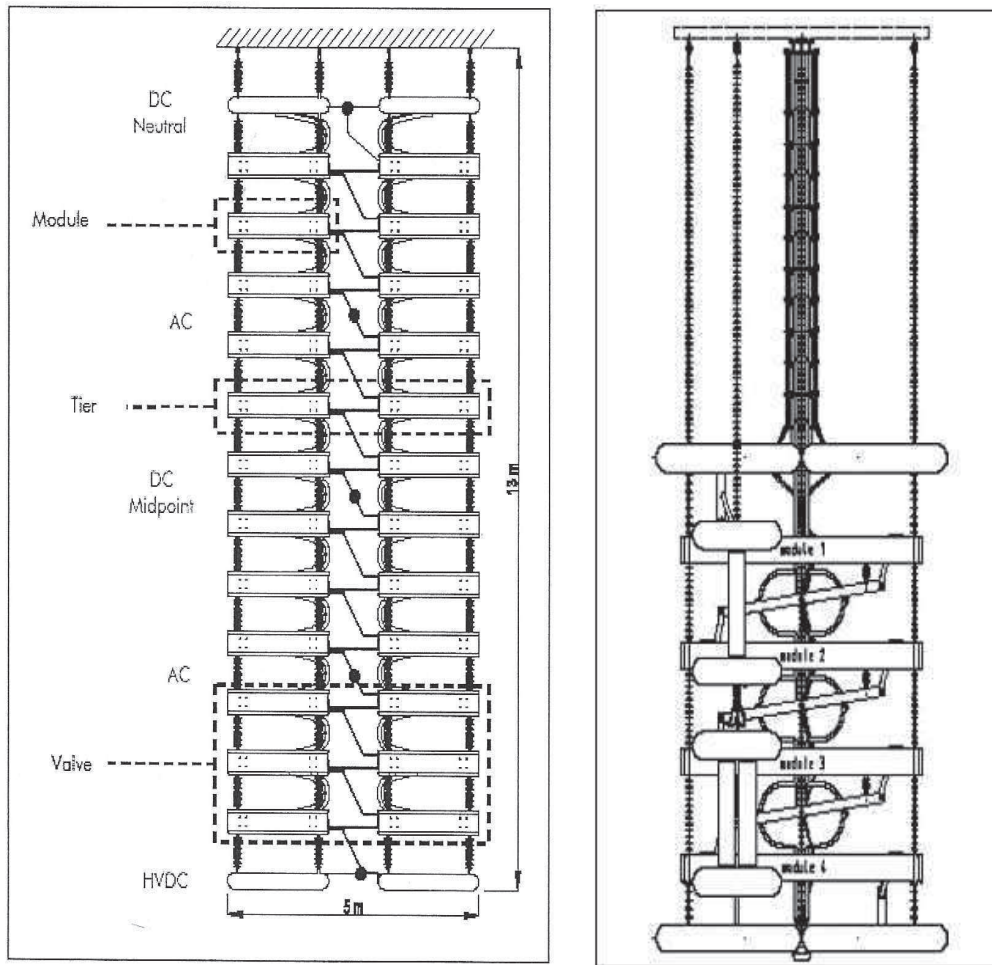


Figura 3.7 – Struttura di una quadrivalvola da 500 kV (destra); struttura di una doppia torre di sostegno per valvole da 500 - 600 kV (sinistra)

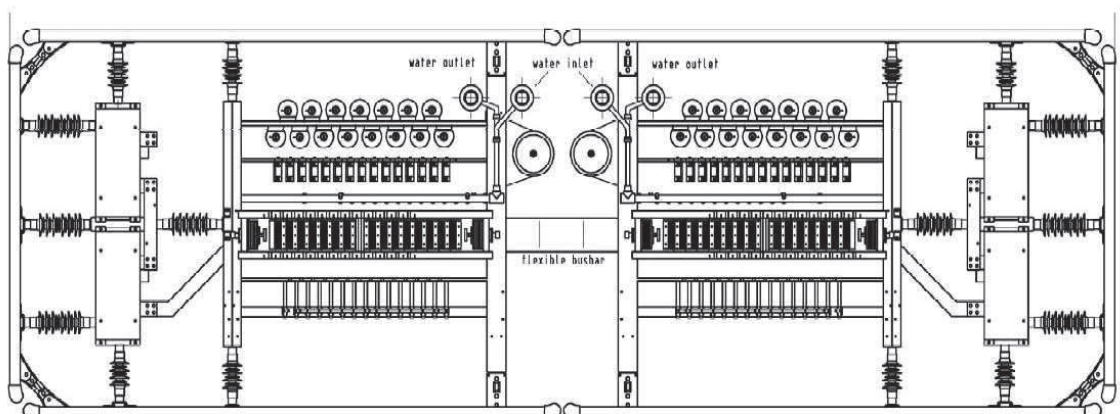


Figura 3.8 – Modulo per il contenimento di tiristori da 6 pollici e relativo equipaggiamento

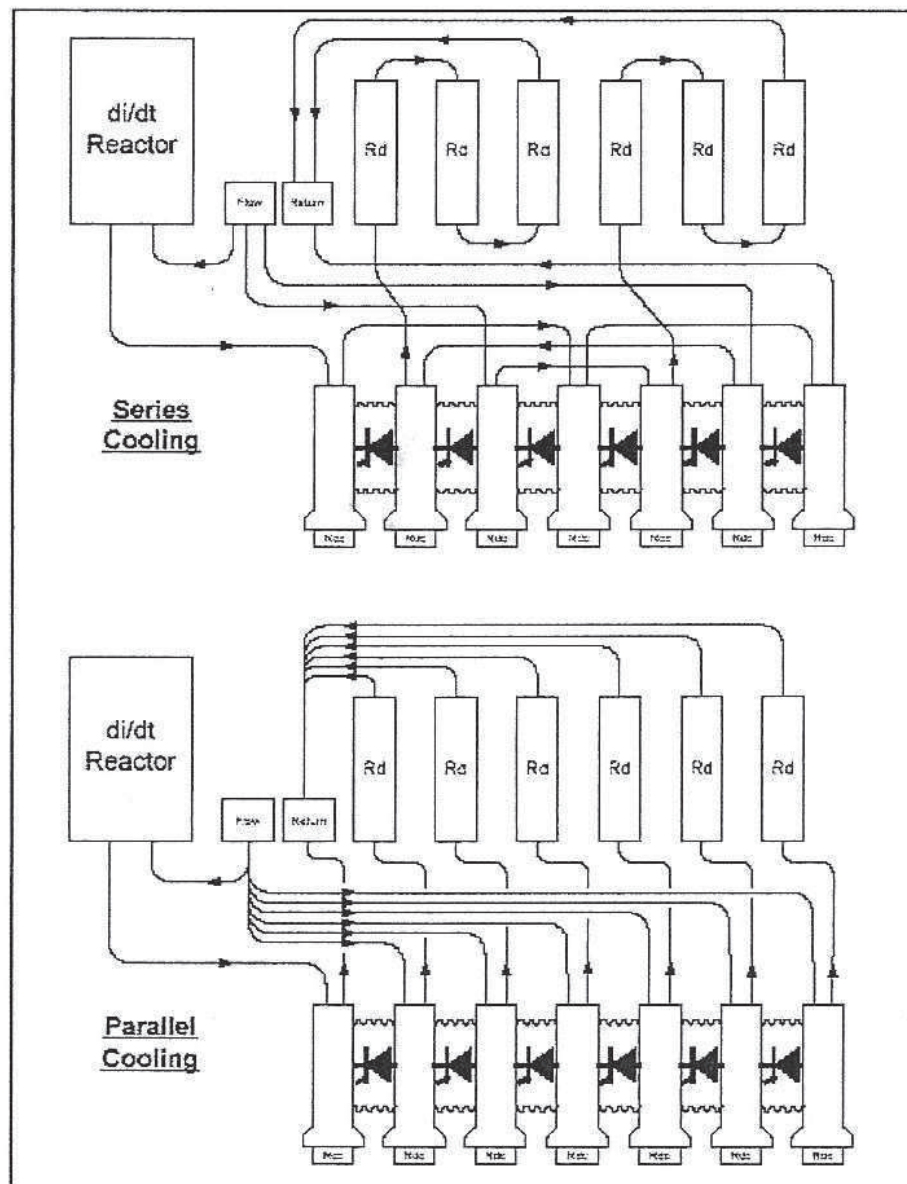


Figura 3.9 – Sistema di raffreddamento serie o parallelo

3.1.1 Valvole a tiristori - Caratteristiche

Per quanto riguarda le valvole a tiristori, sono attualmente utilizzate due soluzioni [18]:

- Tiristori raffreddati ad acqua, con sistema di accensione misto elettro-ottico (*Electrically Triggered Thyristor - ETT*)
- Tiristori raffreddati ad acqua, con sistema di accensione totalmente ottico (*Light Triggered Thyristor - LTT*)

3.1.1.1 Tiristori ETT

Si tratta della soluzione più consolidata. Il sistema di accensione misto elettro-ottico è basato sull'impiego di fibre ottiche che collegano la scheda di pilotaggio che equipaggia ogni singolo tiristore del ponte, col sistema di accensione delle valvole (posto sostanzialmente al potenziale di

terra). L'alimentazione di tali apparati elettronici, posti a potenziale elevato, è derivata localmente dai circuiti ausiliari della valvola stessa, grazie alla presenza di tensione quando il tiristore è spento. Il vantaggio della presenza di un driver di pilotaggio per ogni tiristore si traduce nel monitoraggio continuo di ogni singolo semiconduttore, che permette da un lato di identificare immediatamente il guasto del componente, dall'altro di eseguire le tipiche operazioni di protezione contro le sovratensioni⁴. La potenza necessaria per comandare un singolo tiristore è molto ridotta, dell'ordine della decina di watt, il che consente l'alimentazione delle schede di pilotaggio direttamente dai circuiti ausiliari del ponte, dagli snubber o dalla rete resistiva di equilibratura delle tensioni sui singoli tiristori (gli snubber contengono componenti base quali i condensatori, dunque elementi di accumulo energetico, che, per il dimensionamento adottato, si prestano agevolmente a fornire la potenza necessaria alla stessa scheda di pilotaggio). Un possibile svantaggio della soluzione tecnica ETT è correlato al numero di componenti elettronici (in particolare le schede) di cui necessita il ponte di conversione e ai possibili problemi EMI tra le schede elettroniche e la parte di potenza dell'impianto. Le esperienze applicative hanno comunque evidenziato come le possibili criticità non sono tali se il dimensionamento del ponte è opportunamente eseguito;

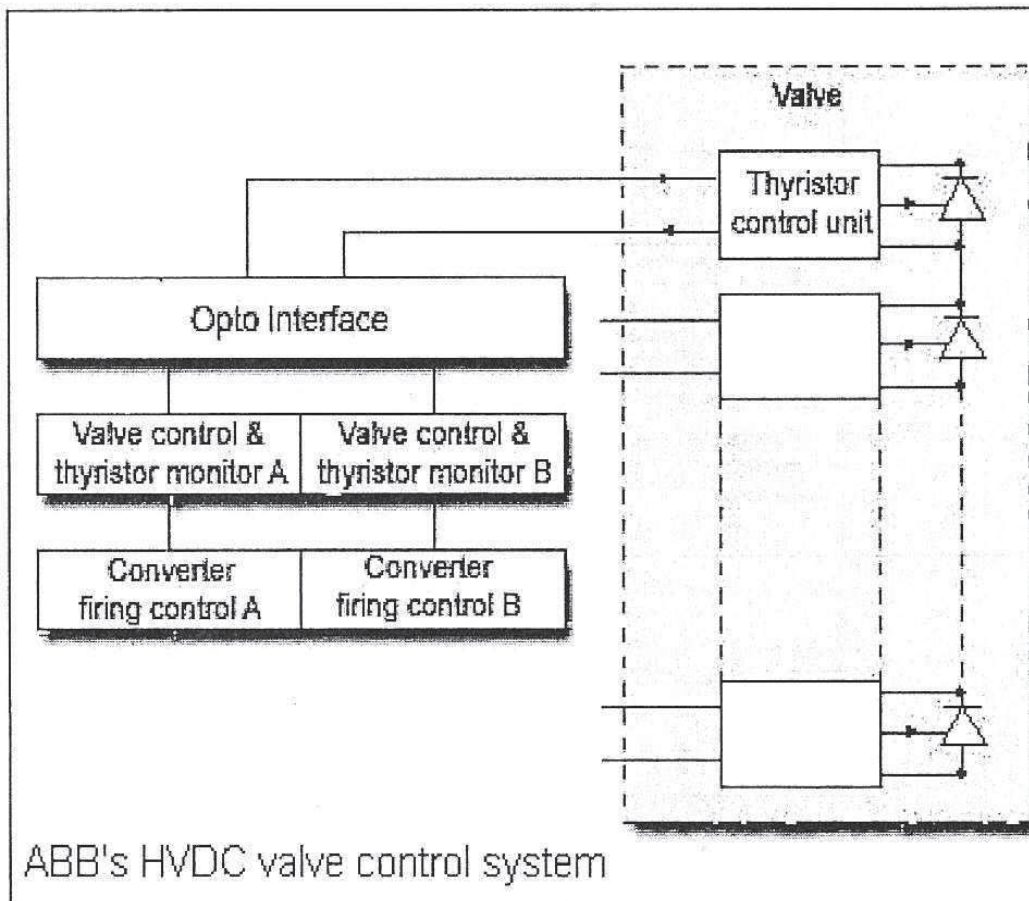


Figura 3.10 – Sistema di accensione delle valvole a tiristori (ABB)

⁴ Si ricorda, in particolare, il cosiddetto “protective firing”, ovvero l'accensione immediata del tiristore di una valvola (indipendentemente da quanto richiesto dal sistema di controllo del ponte di conversione) in presenza di sovratensioni dirette che potrebbero portare al danneggiamento del semiconduttore. Tale funzionalità protettiva copre anche il caso di mancata accensione “misfire” di un tiristore della serie che compone la valvola a causa di una possibile perdita dell'impulso di accensione.

A partire dalla Figura 3.10, è possibile identificare la struttura base che caratterizza la soluzione ETT: ogni tiristore è fornito di una propria scheda elettronica (TCU – Thyristor Control Unit) per il controllo, la protezione ed il monitoraggio del tiristore stesso. Ogni singola TCU, che si trova al potenziale del relativo tiristore del ponte di conversione, è collegata al sistema di accensione valvole mediante più fibre ottiche. In dettaglio, una fibra ottica è impiegata per la trasmissione dell'impulso di accensione dal sistema di accensione alla specifica TCU; una seconda fibra ottica, ad esempio, è usata per la trasmissione di un segnale, dalla TCU al sistema di accensione delle valvole, per indicare quando la tensione ai capi del singolo tiristore diventa positiva. Nel caso in cui un tiristore sia guasto, esso non è in grado di sostenere una tensione positiva ai suoi capi, poiché si comporta come un corto circuito non avendo capacità di blocco diretto, di conseguenza il segnale di ritorno dalla scheda di pilotaggio non viene rilasciato. Il sistema di monitoraggio è così in grado di identificare, tra i tiristori che compongono la valvola del ponte, quello affetto da guasto.

In breve la TCU include le seguenti funzionalità:

- protective firing, ovvero l'accensione del tiristore indipendentemente dal segnale di controllo se la tensione di polarizzazione diretta supera la massima ammissibile per il componente (V_{BO} – Break Over Voltage);
- protective firing se elevati gradienti di tensione positiva vengono applicati durante il recovering (fase di ripristino della capacità di blocco diretta) del tiristore (Recovery Protection);
- indicazione dell'attivazione del Protective Firing;
- indicazione di tiristore in corto circuito.

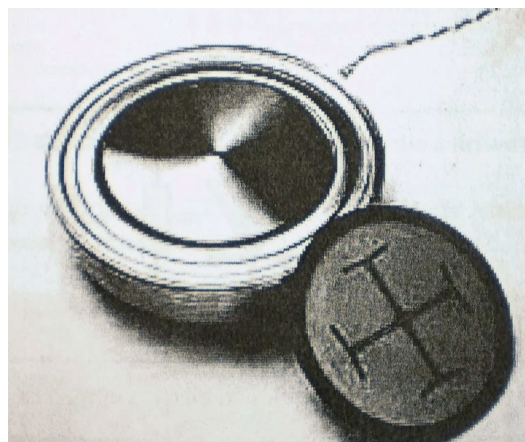


Figura 3.11 – Tiristore ETT da 8 kV

Relativamente alla affidabilità dei tiristori ETT, si hanno dei livelli di guasto inferiori allo 0,12% (statistiche ABB relative ad impianti HVDC con valvole raffreddate ad acqua deionizzata).

Nella Figura 3.12 è riportata schematicamente una sezione della valvola a tiristori ed i circuiti elettrici di base, a livello di un singolo tiristore che compone la valvola.

Dalla figura si può osservare la presenza di un sistema di accensione indipendente del tiristore (basato sul diodo Breakover) nel caso di guasto dell'elettronica di pilotaggio dello stesso.

Capitolo 3

3.1.1.2 Tiristori LTT

Si tratta di una soluzione più innovativa e recente. È basata sull'impiego di tiristori raffreddati ad acqua con sistema di accensione totalmente ottico (*Light Triggered Thyristor*). In questo caso l'accensione dei singoli tiristori è eseguita mediante una luce emessa da diodi laser contenuti negli apparati elettronici del sistema di accensione valvole posto in sala controllo (iniezione nel gate di fotoni anziché di elettroni).

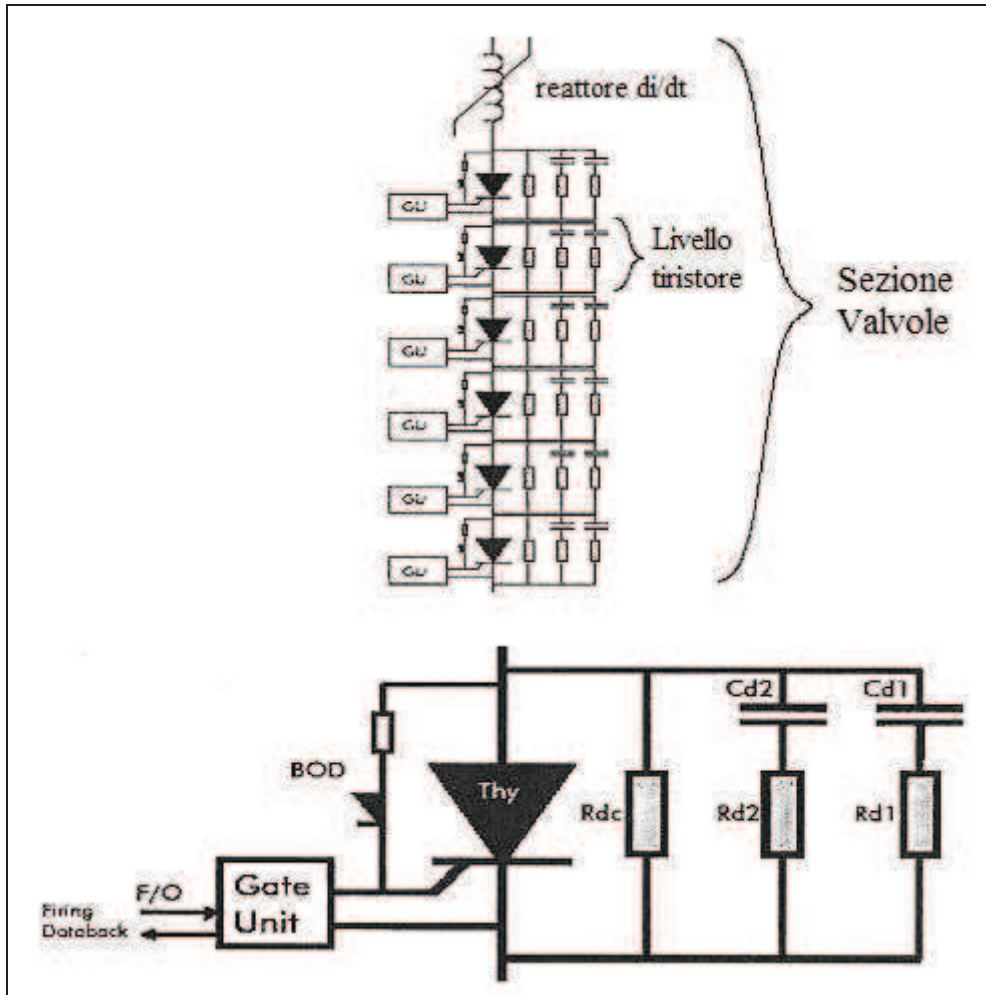


Figura 3.12 – Sezione di una valvola e circuiti di base per un singolo tiristore

Il fascio laser mediante fibre ottiche è convogliato ad accoppiatori ottici, apparati completamente passivi, che provvedono a distribuire il segnale fornito dai diodi laser (al potenziale di terra) ai tiristori del ponte (posti ad alta tensione). Solitamente da uno di questi accoppiatori ottici si comandano sino a una dozzina di tiristori (un accoppiatore ottico è preposto al comando dei tiristori che compongono un modulo o stack della quadrivalvola). In questo caso, la potenza necessaria per l'accensione di un tiristore è dell'ordine della decina di milliwatt. A livello di singolo tiristore, sono comunque presenti circuiti e schede elettroniche ausiliarie, quali:

- scheda di monitoraggio della tensione ai capi del singolo tiristore;
- scheda di protezione (può essere preposta alla protezione di un intero modulo di valvole) contro le sovratensioni dirette ed i transitori critici durante il recovery dei tiristori.

Allo scopo di incrementare l'affidabilità del sistema di accensione, sono previste una serie di fibre ottiche di riserva.

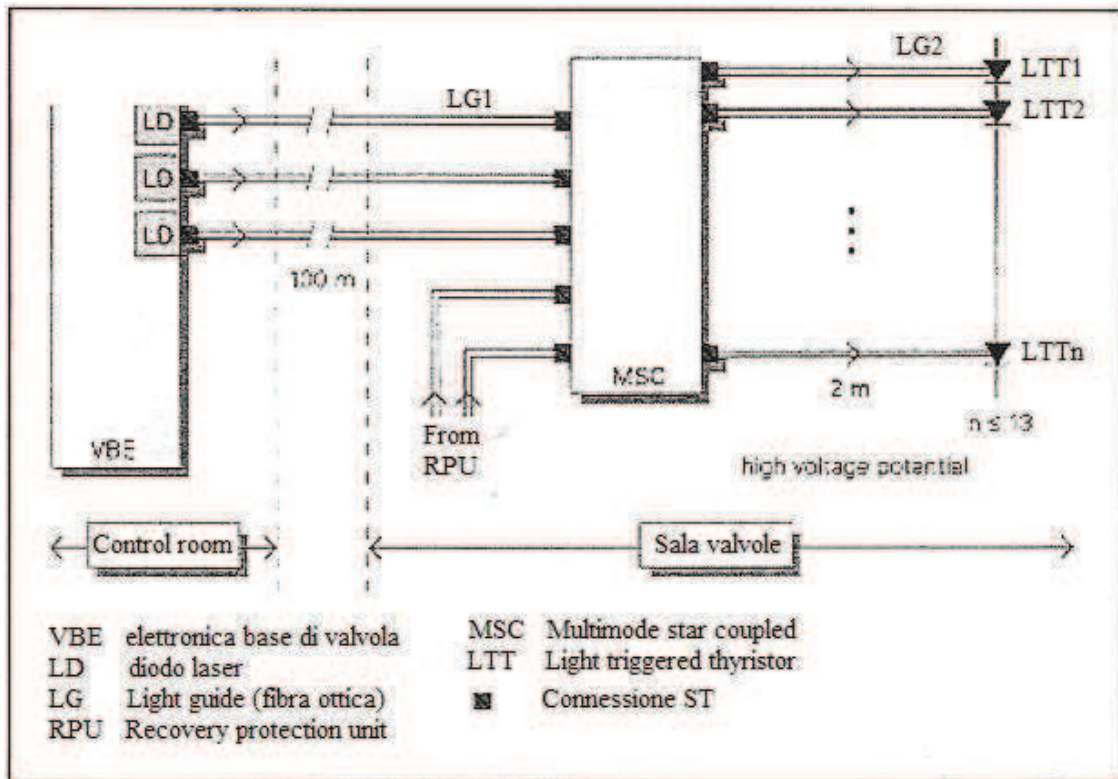


Figura 3.13 – Sistema di accensione delle valvole a tiristori

Nella Figura 3.14 è riportato un tiristore LTT da 8 kV e 2200 A. E' visibile la fibra ottica che viene posizionata nell'opportuna sede del tiristore.

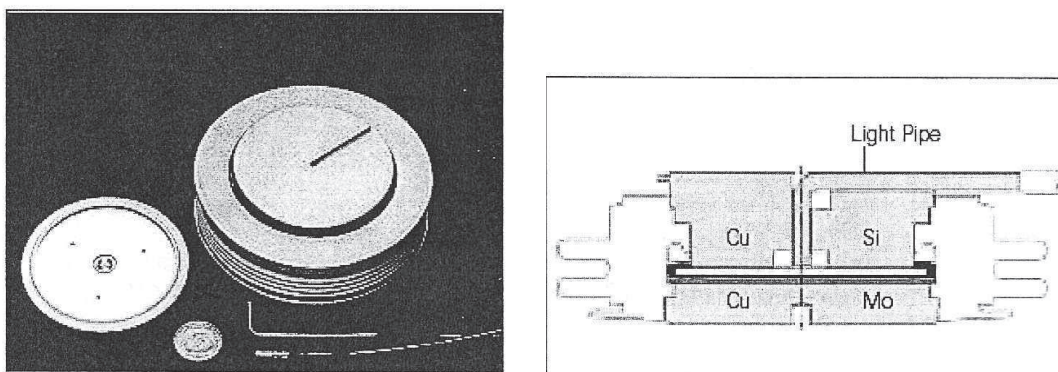


Figura 3.14 – Tiristore LTT da 8 kV e 2200 A

Capitolo 3

3.1.2 Taglie massime dei tiristori ETT e LTT

Per quanto riguarda le taglie massime, in termini di tensione e di corrente, per le valvole che costituiscono il ponte di conversione, si dispone attualmente di tiristori con tensioni massime di blocco dell'ordine di $9 \div 10$ kV e correnti sino a 4 kA.

In Figura 3.15 è riportato lo sviluppo dei componenti dagli anni '70 ai primi anni 2000 (fonte ABB) [19].

Tenuto conto dei valori precedenti, il numero tipico di tiristori, sia ETT che LTT, per quadrivalvola, è dell'ordine di 1 ogni 1.6 kV_{cc}; per impianti costruiti all'inizio degli anni '90, con tiristori ETT da $5 \div 6$ kV, il numero tipico di tiristori per quadrivalvola è, invece, dell'ordine di 1 ogni 1 kV_{cc}. Questa riduzione del numero di tiristori in serie alla valvola è avvenuto mantenendo costante il rapporto tra la massima tensione di picco inversa non ripetitiva che la valvola (cioè la serie di x tiristori) può sopportare e la tensione DC a vuoto del singolo ponte esafase, dunque a pari livello di sicurezza. Ridurre il numero dei tiristori in serie consente da un lato di ridurre le perdite, dall'altro di aumentare l'affidabilità dell'intero ponte perché abbiamo un minor numero di componenti e di schede elettroniche.

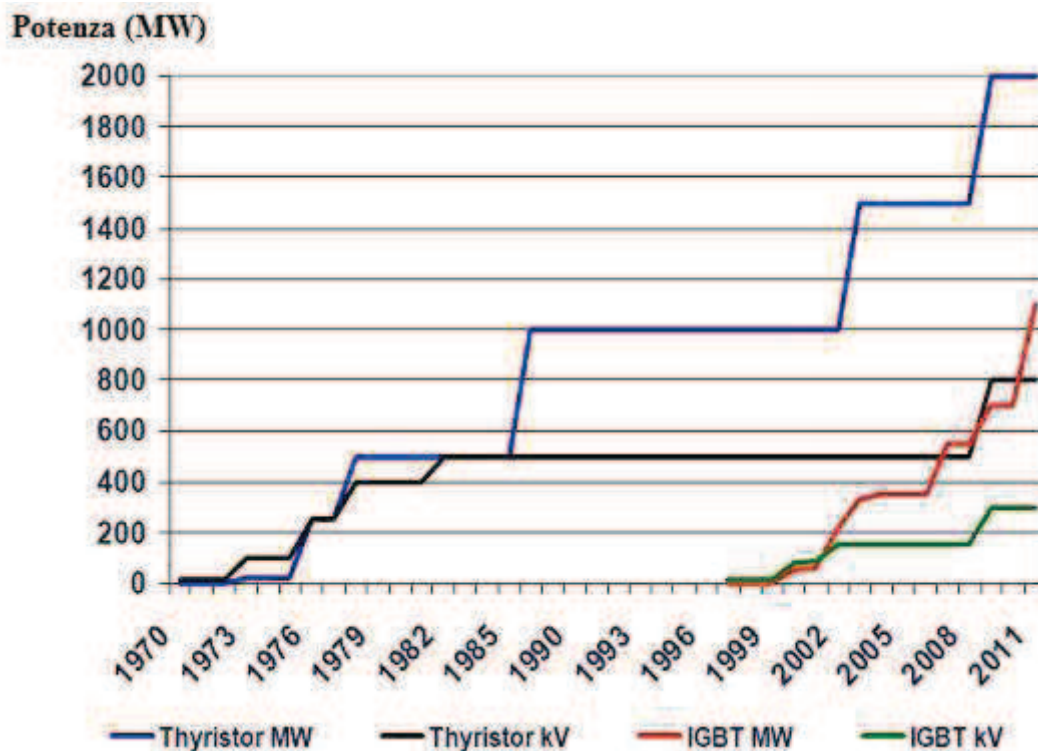


Figura 3.15 – Sviluppo temporale delle valvole a tiristori in termini di tensioni e potenza

Tenuto conto di quanto detto sopra, e che le massime tensioni DC di esercizio continuativo ottenibili sono dell'ordine di $500 \div 600$ kV (sia per collegamenti in cavo che in linea aerea), ne consegue che è possibile la costruzione di ponti di conversione, con dimensionamento standard, con taglie singole di potenza intorno ai $1500 \div 2000$ MW, che, impiegati in configurazione di trasmissione bipolare, consentono di raggiungere potenze trasmissibili dell'ordine di $3000 \div 4000$ MW, senza la necessità di mettere in parallelo più ponti di conversione.



Figura 3.16 – Tiristori da 4,5,6 pollici per applicazioni di potenza; Tiristore da 6 pollici con moneta da 1€

3.1 Ponti di conversione con valvole a tiristori in configurazione C.C.C.

Alla fine degli anni '90 è stata introdotta una nuova configurazione della stazione di conversione nominata C.C.C. – Capacitor Commutated Converter ovvero un ponte a tiristori commutato da condensatori. Dal punto di vista costruttivo, un ponte di conversione tipo C.C.C. prevede l'impiego di banchi di condensatori inseriti in serie tra il trasformatore di conversione ed il ponte dodecafase [20]. Questa soluzione tecnica comporta dei vantaggi in particolar modo per quanto riguarda il flusso di potenza reattiva tra la stessa stazione di conversione e la rete AC.

In una stazione HVDC tradizionale il convertitore assorbe potenza reattiva in funzione della potenza attiva transitante con valori tipici pari a 0,5 p.u. della potenza attiva in condizioni nominali. Si tratta di una quantità di potenza reattiva che il sistema AC sarebbe chiamato ad erogare e che renderebbe un impianto HVDC difficilmente integrabile in rete se non si installassero più banchi di filtri AC (che alla frequenza fondamentale forniscono tutta o parte della potenza reattiva di cui necessita il convertitore) o di puri condensatori. Le richieste più o meno stringenti di compensare o totalmente o parzialmente la potenza reattiva richiesta dai ponti di conversione determina la complessità del lay-out della stessa stazione di conversione (in particolare la parte in alternata) oltre ai diversi costi di investimento del sistema.

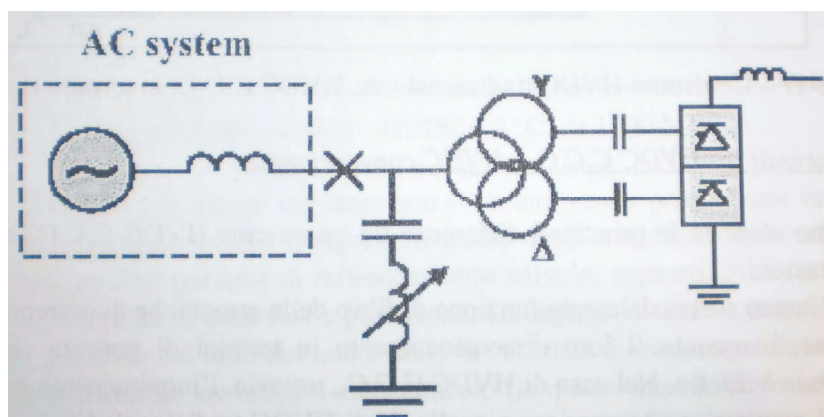


Figura 3.17 – Stazione HVDC con convertitore C.C.C.

Con la tecnologia C.C.C. i condensatori in serie tra i trasformatori di conversione ed il ponte provvedono a fornire la potenza reattiva proporzionalmente alla potenza attiva erogata (od assorbita) dal ponte stesso, poichè sono sempre inseriti. Conseguentemente, rispetto ai sistemi HVDC tradizionali non sono più necessari al lato AC consistenti banchi di condensatori/filtri per il bilanciamento della potenza reattiva; in questo caso infatti i filtri AC vengono progettati

Capitolo 3

per la sola funzione di filtro per le armoniche di corrente generate da un convertitore. Questo vantaggio, che per impianti di potenza elevata è sicuramente rilevante, porta con sé un aumento del livello di inquinamento armonico generato dalla stazione a convertitori C.C.C. rispetto a quello di una stazione HVDC tradizionale di analoga potenza. L'entità di questo incremento, in condizioni nominali, è valutata intorno al 20% a causa delle maggiori tensioni di commutazione applicate al ponte, e dunque minori angoli μ di commutazione. La principale conseguenza è la necessità di un sovradimensionamento dei trasformatori di conversione che risultano essere direttamente interessati dalle maggiori correnti armoniche.

Relativamente all'impatto sulla rete AC in termini di potenza reattiva, si riporta sotto un grafico con un confronto tra una stazione HVDC tradizionale con quattro banchi di filtri AC (da inserire in funzione della potenza attiva del collegamento) rispetto ad una stazione HVDC di tipo C.C.C.

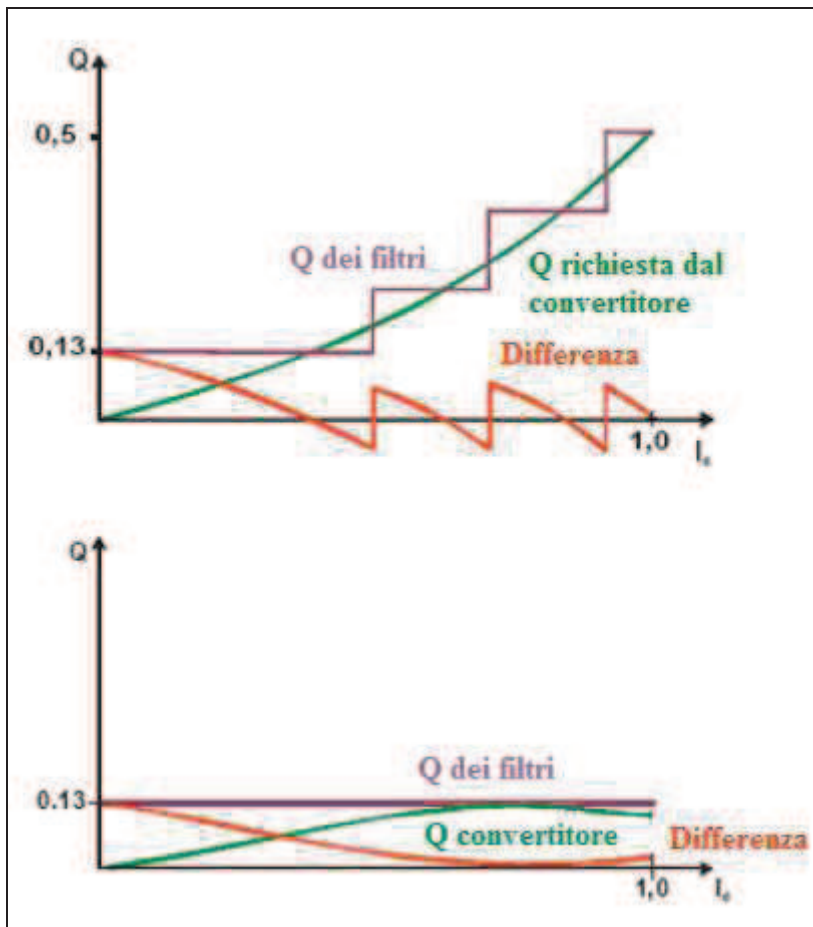


Figura 3.18 – Confronto della potenza reattiva tra HVDC tradizionale (sopra) e HVDC C.C.C.(sotto)

Nel seguito sono elencate le principali differenze tra un sistema HVDC C.C.C. ed uno tradizionale in termini di prestazioni:

- i filtri AC hanno sostanzialmente funzione di filtro per le armoniche di corrente erogate dal ponte di conversione, in quanto il loro dimensionamento in termini di potenza reattiva alla frequenza fondamentale è ridotto. Nel caso di HVDC C.C.C. tuttavia, l'inquinamento armonico causato dalla stazione di conversione è superiore rispetto a quello degli HVDC tradizionali (circa un 20%) a causa delle maggiori tensioni di commutazione;

- migliori prestazioni dei convertitori C.C.C. a fronte di disturbi di rete, ovvero minore suscettibilità in particolare ai buchi di tensione causati da guasti nella rete AC. Questi eventi rappresentano la causa principale delle commutazioni fallite per un ponte di conversione a tiristori, con conseguente fermata temporanea del collegamento (qualche centinaio di millisecondi) . I convertitori C.C.C. possono tollerare buchi di tensione del $15\div 20\%$;
- a parità di potenza trasmissibile, i sistemi C.C.C. possono essere inseriti in reti AC più deboli;
- riduzione dell'entità delle correnti in presenza di un corto circuito interno al ponte di conversione grazie alla presenza dei condensatori in serie e conseguentemente dimensionamento meno oneroso per le valvole.

Dal punto di vista del lay-out una stazione di conversione di tipo C.C.C. è caratterizzata da:

- semplificazione dello schema lato AC (minor banchi di filtri e trasformatore di conversione di taglia inferiore poiché non interessato dalla potenza reattiva richiesta dal ponte)
- minor ingombro in stazione
- un numero maggiore di scaricatori, poiché ne sono installati anche in parallelo ai condensatori serie.

La configurazione C.C.C. sollecita alcuni componenti a differenti tipi di stress:

- Come risultato del contributo dei condensatori di commutazione, la tensione sul ponte aumenta mentre diminuisce la sua corrente di corto circuito
- Hanno minor perdite a vuoto di un tradizionale convertitore, in quanto il trasformatore può essere progettato per una potenza nominale minore. Questo è possibile perché i condensatori minimizzano la potenza reattiva che fluisce attraverso esso.
- Le perdite operative sono leggermente più alte in quanto le correnti armoniche e la tensione sulle valvole durante l'apertura aumentano

Un inverter di tipo CCC si opporrà ad un collasso di tensione in caso di guasto sul sistema, mentre un tradizionale convertitore, molto probabilmente, accelererebbe tale crollo.

Per un tradizionale HVDC LCC (Line Commutated Converter):

- il consumo di potenza reattiva aumenta con l'aumento della corrente;
- l'aumento del consumo di potenza reattiva riduce ulteriormente la tensione del sistema;
- vi è il rischio di collasso di tensione.

Nel caso di HVDC CCC, invece, il consumo di potenza reattiva diminuisce quando la corrente aumenta, e tutto il sistema può essere controllato con il minimo margine di commutazione grazie alla tensione supplementare ottenuta dai condensatori di commutazione. Così, il beneficio portato dalla potenza reattiva fornita dalla stazione CCC, inclusi i filtri, sarà positivo e andrà a contrastare un eventuale collasso di tensione.

Altro pregio riguarda l'eventuale risonanza tra filtri e l'impedenza di rete. I tradizionali sistemi HVDC sono dotati di un insieme relativamente grande di filtri e banchi di condensatori connessi a terra. Potrebbe verificarsi una risonanza parallelo tra questi e l'induttanza di rete. Questo rischio è ridotto al minimo nei CCC, in quanto richiedono un condensatore di filtraggio relativamente piccolo.

Attualmente esiste un unico esempio applicativo della tecnologia C.C.C. ed è l'interconnessione tra Argentina e Brasile da 1.100 MW [21]. Si tratta di un collegamento back-to-back, composto da due strutture identiche ciascuna da 550 MW poste in parallelo, che consentono di scambiare energia tra le due reti AC funzionanti a diversa frequenza (50 e 60 Hz).

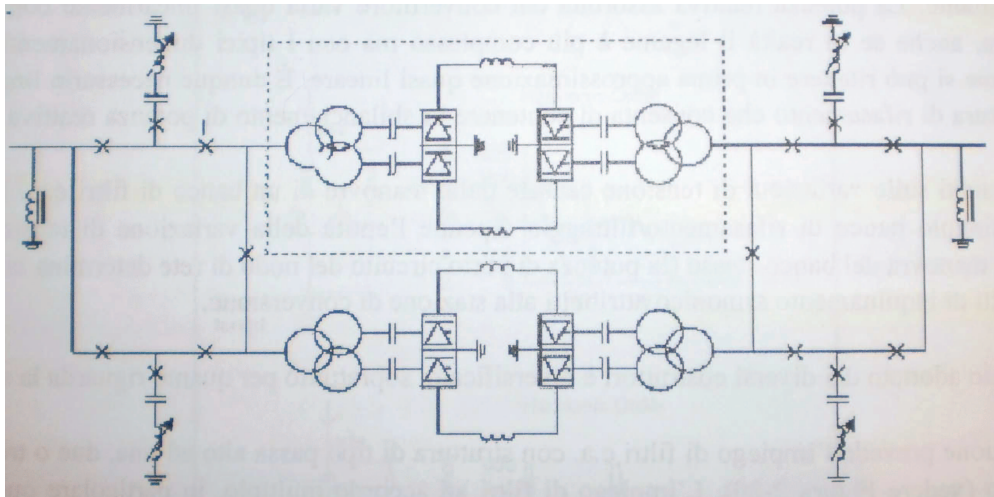


Figura 3.19 – Garabi - Stazione HVDC C.C.C. da 110 MW

3.3 Filtri AC

Il dimensionamento dei filtri AC della stazione di conversione è eseguito allo scopo di soddisfare diversi requisiti, ovvero [22]:

- potenza reattiva richiesta dai convertitori e la possibilità di scambio di potenza reattiva con la rete AC. Una stazione di conversione con dimensionamento standard ha un consumo in termini di potenza reattiva che, in condizioni nominali, è pari a 0,5 p.u. della potenza attiva transitante. La potenza reattiva assorbita dal convertitore varia quasi linearmente con la potenza attiva, anche se in realtà il legame è più complesso ma (con i tipici dimensionamenti adottati il legame si può ritenere in prima approssimazione quasi lineare). È dunque necessario impiegare una struttura di rifasamento che consenta di contenere lo sbilanciamento di potenza reattiva con la rete AC;
- i requisiti sulle variazioni di tensione causate dalle manovre di un banco di filtri AC. Dalla taglia del singolo banco di rifasamento/filtraggio dipende l'entità della variazione di tensione causata dalla manovra del banco stesso (la potenza di corto circuito del nodo di rete determina tale valore);
- i limiti di inquinamento armonico attribuiti alla stazione di conversione.

L'approccio adottato dai diversi costruttori è diversificato, soprattutto per quanto riguarda la struttura dei filtri AC.

Una soluzione prevede l'impiego di filtri AC con struttura di tipo passa alto ad una, due o tre frequenze di accordo. L'impiego di filtri ad accordo multiplo, in particolare quelli a triplo accordo, sono utilizzati qualora specifici studi di rete mettano in evidenza possibili criticità (risonanze) a frequenze non caratteristiche, di basso ordine armonico, tipicamente la terza armonica. Per cui la frequenza in accordo più bassa è quella dedicata alla armonica non caratteristica, mentre quelle più alte alle armoniche caratteristiche della conversione AC/DC.

Se i requisiti di potenza reattiva scambiata con la rete AC, richiesti a specifica, sono molto stringenti è possibile prevedere anche l'installazione di semplici banchi di condensatori. In quest'ultimo caso tali condensatori devono essere opportunamente dimensionati poiché risultano essere interessati da correnti di elevato ordine armonico.

Altre soluzioni per i filtri AC (derivati tra fase e terra) possono prevedere differenti strutture[23]:

- risonante serie a banda di frequenza stretta per le armoniche non caratteristiche di basso ordine armonico, tipicamente la terza;

- smorzanti del 2° ordine per l'11^a e la 13^a armonica di corrente (le più consistenti) generate dal ponte dodecafase di conversione;
- passa alto, ad ampia banda di frequenza, del 2° o del 3° ordine per le armoniche di corrente a frequenza più elevata (di ampiezza inferiore alle precedenti ma con un maggiore impatto in termini di interferenza telefonica).

Sia per filtri AC che per banchi di condensatori, l'inserzione deve essere sincronizzata con la tensione di rete. La necessità di manovre sincronizzate nella fase di energizzazione dei filtri, è legata alla elevata sensibilità del ponte di conversione ai disturbi di rete, in particolare se il ponte stesso sta funzionando da invertitore. In quest'ultimo caso, una inserzione non corretta di un banco di filtri o condensatori può comportare il blocco temporaneo del ponte di conversione a causa dell'instaurarsi di una commutazione fallita. Tipicamente si richiede l'inserzione di un banco di filtri AC (o di condensatori) al passaggio per lo zero della tensione di rete con una tolleranza inferiore ad 1 ms. In sede di stesura delle specifiche tecniche occorre definire tali limitazioni sulla modalità di inserimento dei filtri AC.

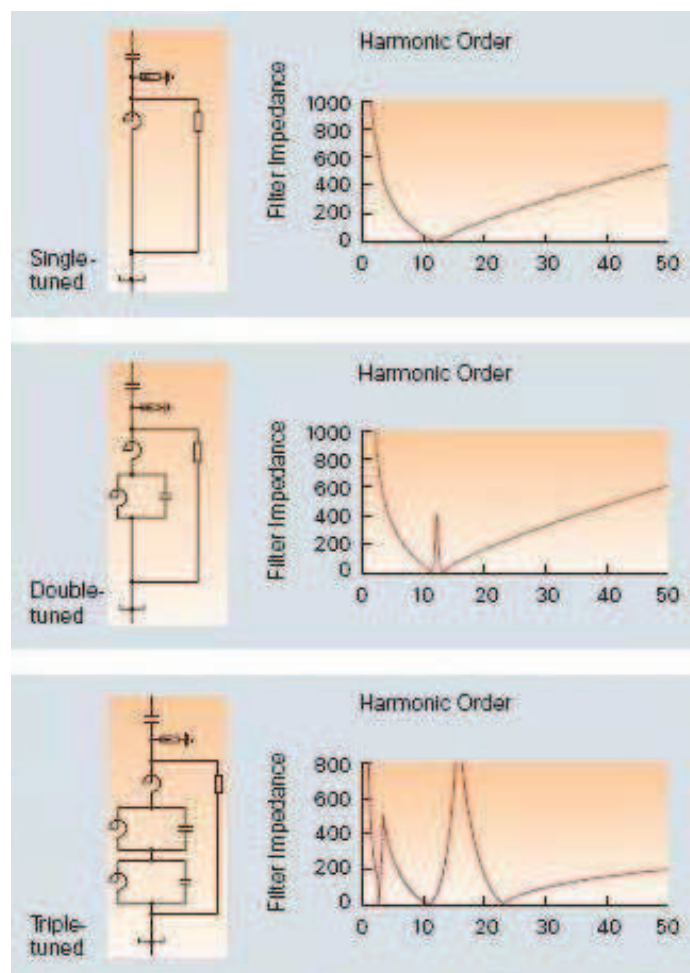


Figura 3.20 – Tipologia di filtri AC

Le strutture di filtri AC descritte brevemente sopra sono di tipo passivo. Negli ultimi anni sono stati proposti anche dei filtri AC, sempre di tipo passivo, detti *ConTune AC Filters* che effettuano una regolazione automatica della frequenza di accordo, allo scopo di tenere conto di eventuali variazioni dei parametri elettrici dei componenti che costituiscono il filtro stesso [24].

Capitolo 3

Il principio di funzionamento dei filtri “ConTune” è basato sulla regolazione continua del reattore che costituisce il filtro risonante serie (tipicamente accordati alle armoniche principali, ovvero la 11^a e la 13^a). La regolazione non è eseguita mediante parti mobili (ad esempio un variatore sotto carico a prese) ma al contrario agisce sul nucleo magnetico del reattore del filtro variando la permeabilità del nucleo ferromagnetico mediante l'applicazione di un campo magnetico statico trasversale al nucleo stesso. Tale campo magnetico di regolazione è ottenuto attraverso un avvolgimento in DC posto attorno al nucleo ferromagnetico.

Il risultato che si ottiene è quello di variare con continuità l'induttanza del reattore.

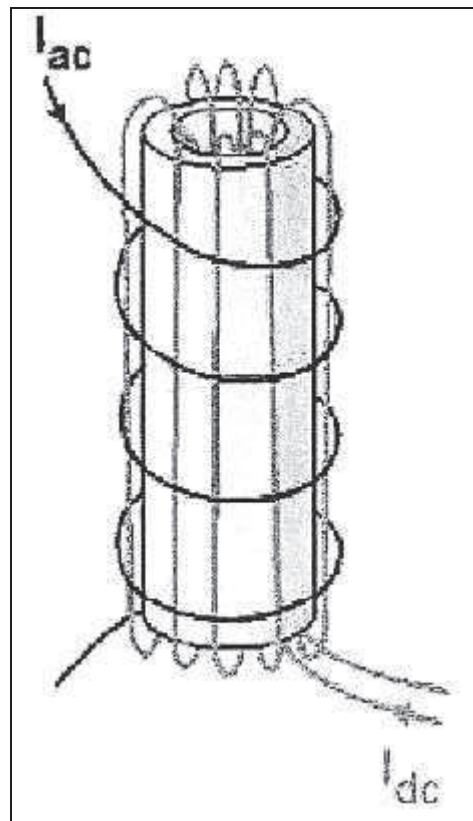


Figura 3.21 – Nucleo magnetico del reattore del filtro AC ConTune

Nella Figura 3.22 è riportato in linea di principio lo schema di controllo e regolazione del filtro AC ConTune. La struttura di controllo prevede il confronto tra la misura della specifica armonica di corrente generata dal ponte di conversione con quella assorbita dal filtro; il segnale di errore risultante è inviato ad un regolatore industriale (tipicamente un proporzionale – integrale), la cui uscita regola l'entità del campo magnetico statico che interessa il reattore, fissandone il valore di induttanza più idoneo per annullare l'errore e dunque filtrare la specifica armonica di corrente.

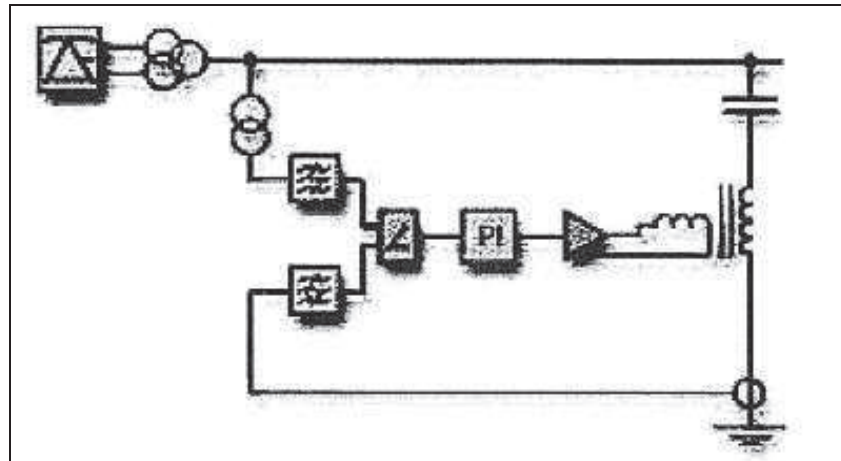


Figura 3.22 – Principio di funzionamento dei filtri AC ConTune

Rispetto ad una soluzione tradizionale questo approccio è più preciso e meno soggetto agli errori causati dall'invecchiamento, ma nel contempo più costoso.

3.4 Trasformatori di conversione

I trasformatori di conversione sono parte integrante di una stazione HVDC. Essi hanno diverse funzioni:

- fornire ai ponti di conversione una terna di tensioni AC di ampiezza contenuta entro un intervallo prefissato e regolabile, al variare della tensione di rete, mediante variatori sotto-carico (posti lato AAT) comandati dal controllo della stazione di conversione HVDC; tipicamente gli intervalli di variazione sono compresi, in riferimento alla tensione nominale secondaria, nell'intervallo $-(10 \div 6)\%$ per l'estremo inferiore sino a $+(15 \div 20)\%$ per quello superiore. Questo allo scopo di fare fronte alle condizioni più critiche di funzionamento (minima tensione lato AC e tensione nominale lato DC oppure, massima tensione lato AC e funzionamento a tensione ridotta lato DC) e mantenere la secondaria il più possibile costante. In tale modo risultano essere contenuti anche angoli di accensione del ponte e così anche la potenza reattiva richiesta dallo stesso per funzionare.
- Fornire ai due ponti a tiristori che costituiscono un convertitore dodecafase due terne di tensioni AC sfasate di 30° o 150° elettrici al fine di eliminare, lato AAT, le armoniche di corrente caratteristiche dei singoli ponti esafase, ovvero quelle di ordine armonico $6 \cdot n \pm 1$;
- separare galvanicamente il sistema AC ed i ponti di conversione al fine di evitare il trasferimento di componenti continue lato alternata. I trasformatori di conversione, in sede di dimensionamento, devono tener conto della presenza di eventuali piccole componenti residue di corrente che oscillano attorno allo zero a bassa frequenza, e che incrementano le perdite nel ferro e il rumore del trasformatore stesso durante l'esercizio;
- limitare l'entità della corrente di corto circuito nelle valvole in presenza di un guasto nel ponte di conversione. Tale aspetto è particolarmente importante perchè determina il dimensionamento dei tiristori del ponte di conversione.

La progettazione e costruzione dei trasformatori di conversione deve tener conto del fatto che essi sono percorsi dalle correnti armoniche del ponte di conversione (ad esempio, 0,2 p.u. di 5^a armonica) e che gli avvolgimenti secondari sono sottoposti ad elevate tensioni DC (0,25 p.u. nel caso dell'avvolgimento collegato al ponte di Graetz più vicino all'elettrodo; 0,75 p.u. per quello collegato al ponte di Graetz connesso al polo).

Capitolo 3

Costruttivamente le unità di conversione hanno generalmente una struttura che prevede:

- lato sala valvole, la presenza di isolatori passa-muro in porcellana o in materiale composito, che penetrano in sala valvole allo scopo di consentire la connessione ai ponti di conversione. Il numero degli isolatori passanti dipende dalla soluzione adottata per il trasformatore; ad esempio nel caso di un trasformatore monofase a tre avvolgimenti, vi sono quattro isolatori passanti (due per ogni avvolgimento) che entrano in sala valvola;
- lato rete, la presenza del sistema di raffreddamento, posto all'aperto, al fine di facilitare lo scambio termico e dunque il raffreddamento dell'unità. Gli aerotermini possono essere direttamente montati sul cassone del trasformatore o separati da esso e posizionati su una apposita struttura metallica di sostegno.

La struttura e dimensione degli isolatori passa-muro deve assicurare, oltre ai requisiti di isolamento richiesti, la connessione alle quadrivalvole del ponte di conversione ad altezze relativamente elevate. Poiché gli isolatori passa-muro sono isolati in olio, quanto sopra implica per l'unità del trasformatore il montaggio del serbatoio olio ad altezze elevate. In figura 3.23 è riportata la foto di un trasformatore di conversione monofase a tre avvolgimenti della potenza di 354/177/177 MVA e tensione lato AAT pari a 230 kV.

Il dimensionamento del trasformatore è inoltre legato, in impianti di potenza elevata, anche alle difficoltà di trasporto dello stesso (dimensioni e pesi rilevanti) in relazione ai vincoli stradali-ferroviari (quali ponti e gallerie) e navali.

Se si considera quale esempio, un collegamento monopolare in cui in stazione vi è un ponte dodecafase, sono possibili quattro differenti soluzioni per il lay-out del/i trasformatore/i (a pari potenza della stazione HVDC), i cui pesi (e dunque le dimensioni) in p.u. rispetto alla soluzione di riferimento (monofase a due avvolgimenti) sono i seguenti:

➔ monofase a due avvolgimenti	peso relativo	1.0 (6 trasformatori)
➔ monofase a tre avvolgimenti	peso relativo	1.6 (3 trasformatori)
➔ trifase a due avvolgimenti	peso relativo	2.2 (2 trasformatori)
➔ trifase a tre avvolgimenti	peso relativo	3.6 (1 trasformatore)

Le ultime due soluzioni non sono quasi mai adottate dato che la taglia degli impianti HVDC è solitamente tale da richiedere trasformatori monofase. Se si prende ad esempio un impianto HVDC bipolari della potenza di un migliaio di MegaWatt vengono impiegate sei unità di tipo monofase a tre avvolgimenti per stazione (due ponti di conversione dodecafase); per impianti di taglia analoga, ma con configurazione monopolare (un ponte di conversione dodecafase), i trasformatori potrebbero anche essere del tipo monofase a due avvolgimenti (dunque sarebbero sei in totale), in relazione alla maggiore potenza singola di ciascuno di essi. Il sistema di raffreddamento è di tipo OFAF.

Nella Figura 3.24 sono riportate, ad esempio, le soluzioni tipicamente adottate da ABB per i trasformatori di conversione in relazione alla potenza dell'impianto HVDC; in figura è indicato anche il peso di tali unità.



Figura 3.23 – Trasformatore di conversione (Siemens)

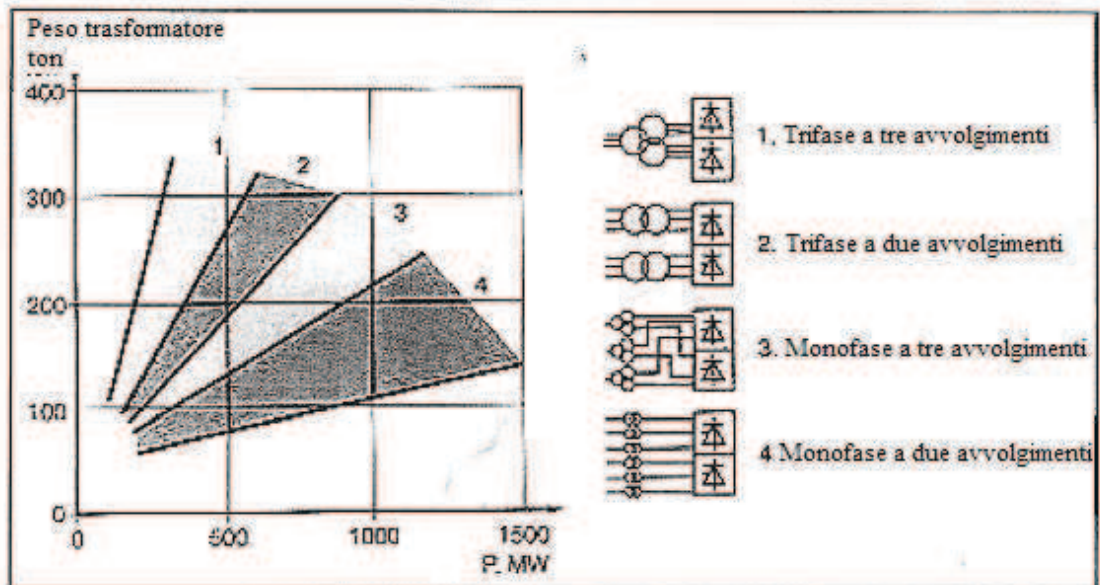


Figura 3.24 – Tipologia e peso di trasformatori di conversione in relazione alla potenza del collegamento

Dal punto di vista costruttivo la disposizione degli avvolgimenti, a partire da una colonna del nucleo centrale ferromagnetico verso l'esterno, è il seguente:

- l'avvolgimento di regolazione;
- l'avvolgimento primario HVAC;
- l'avvolgimento HVAC lato ponte di conversione (a stella o a triangolo).

Capitolo 3

In impianti HVDC bipolari di potenza medio/alta ($1000 \div 1500$ MW), il trasformatore monofase di conversione a tre avvolgimenti presenta un nucleo ferromagnetico con due colonne dotate di avvolgimenti, ognuna con la struttura sopra descritta. Ad una colonna corrisponde l'avvolgimento che va a comporre la terna collegata a triangolo. I due avvolgimenti primari HVAC vengono collegati in parallelo.

Nella figura sotto è riportato il disegno di una sezione di un trasformatore monofase.

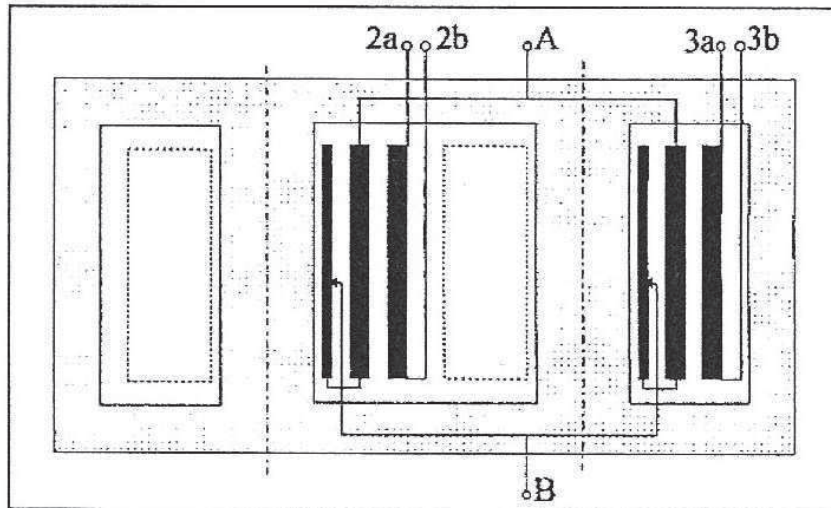


Figura 3.25 – Trasformatore monofase con due avvolgimenti lato ponti di conversione

Relativamente al regolatore sotto-carico, che si trova sull'avvolgimento lato rete AC, ha tempi di passaggio da una presa all'altra di qualche secondo. Il variatore sotto-carico rappresenta un componente particolarmente importante poiché esso risulta essere sottoposto a numerosissime manovre durante la vita utile dell'impianto di conversione.

Nella Figura 3.26, è riportato un trasformatore di un impianto HVDC; l'unità monofase che comprende due trasformatori monofase a due avvolgimenti nello stesso cassone metallico, è accostata alla sala valvole. Lato rete AC sono visibili gli aerotermini del circuito di raffreddamento (di tipo OFAF) del trasformatore di conversione.

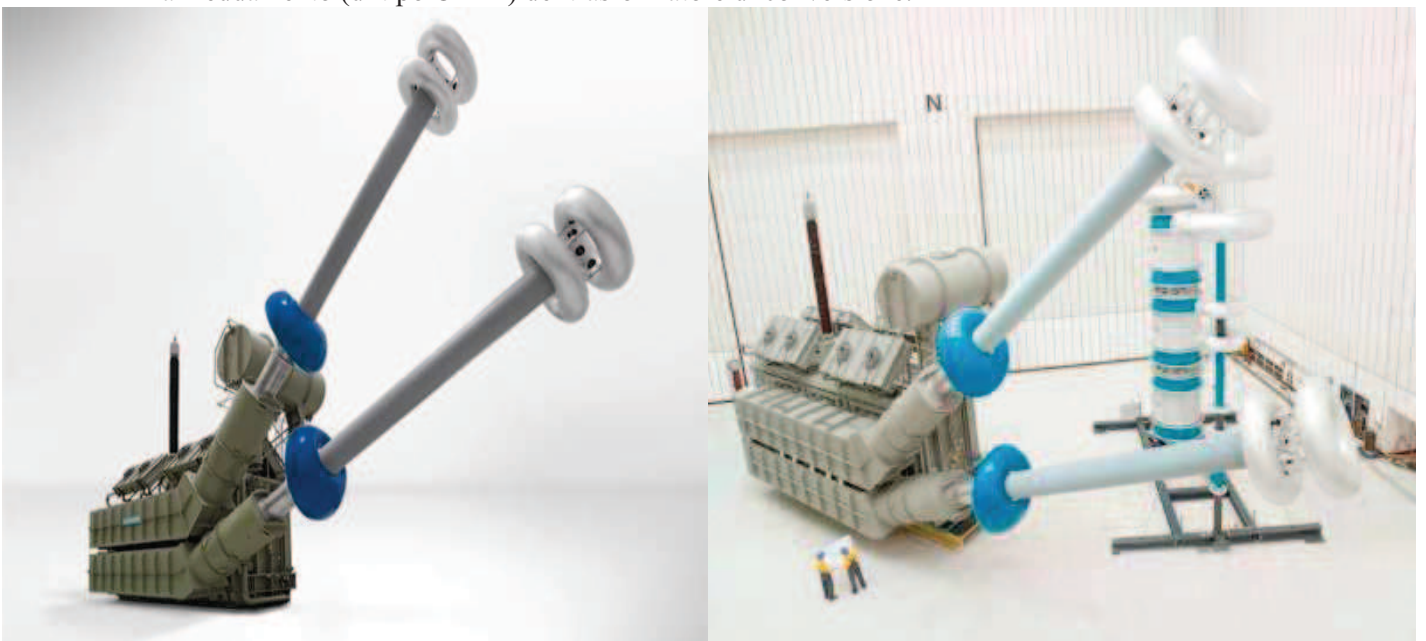


Figura 3.26 – trasformatore HVDC monofase

La stazione di conversione

Le immagini sotto, dalla 3.27 alla 3.29, tratte da www.sapei.it, si riferiscono alla sala valvole; sono visibili gli isolatori passanti dei trasformatori e le quadrivalvole che compongono il ponte di conversione.



Figura 3.27 – Sala valvole - 1



Figura 3.28 – Sala valvole – 2



Figura 3.29 – Sala valvole – 3

3.5 Reattore di spianamento lato DC

Il reattore è situato, nel lato DC, tra il convertitore e il filtro DC ed ha le seguenti funzioni [13]:

- mantenere la corrente DC il più possibile continua, all'interno dell'intervallo di potenza previsto per il funzionamento del collegamento. Questo è importante in particolare nelle condizioni di minima potenza trasmessa allo scopo di evitare possibili funzionamenti discontinui del ponte che sono caratterizzati da elevate sollecitazioni in tensione per i tiristori che compongono il convertitore;
- limitare le correnti che percorrono il convertitore in presenza di guasti/corto circuiti nel collegamento DC o di una commutazione fallita nell'altro convertitore;
- ridurre la possibilità di rischi di risonanze nel circuito DC alle armoniche di tensione caratteristiche e non, generate dal ponte di conversione;
- ridurre (unitamente al filtro DC) le armoniche iniettate nel collegamento DC.



Figura 3.30 – Smoothing reactor isolato in aria, interno la sala valvole

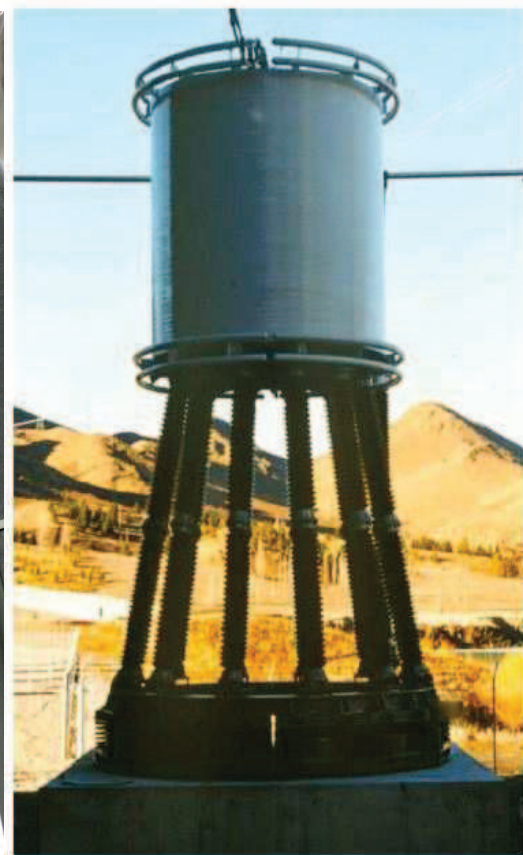


Figura 3.31 – Smoothing reactor isolato in aria, all'esterno

Dal punto di vista costruttivo vengono impiegate due tipologie di reattori:

- Con isolamento in aria.

Si tratta di reattori di spianamento con induttanze fino a $150 \div 200$ mH, con tensioni e correnti nominali fino a $500 \div 600$ kV e $1500 \div 2000$ A. Il vantaggio di tali reattori è legato al fatto che essi sono composti da più avvolgimenti elementari, per cui, se richiesto, è possibile mantenere come ricambi non un reattore completo ma alcuni di questi avvolgimenti elementari che lo compongono. Dal punto di vista del lay-out, tali reattori sono solitamente posti su isolatori portanti.

Capitolo 3

- Con isolamento in olio.

Nel caso in cui il dimensionamento dell'impianto necessiti di reattori di taglie molto elevate, che si potrebbero ottenere solo mettendo in serie più reattori isolati in aria, si preferisce una tecnologia di costruzione con isolamento in olio. Il reattore in questo caso, dal punto di vista costruttivo assomiglia ad un trasformatore. Quest'ultima soluzione, più costosa (2 ÷ 3 volte maggiore della precedente) è quella più indicata qualora siano presenti anche prescrizioni di tipo antisismico, che non consentirebbero l'impiego di strutture con isolatori portanti, la cui stabilità potrebbe essere pregiudicata dalle sollecitazioni meccaniche connesse con un terremoto.

Usualmente la teglia del reattore è scelta in un *range* tra 100÷250 [mH] per lunghe distanze in configurazione tradizionali e si posiziona in serie al cavo DC; mentre nel caso di collegamento *back-to-back* valori usuali sono compresi tra 30÷80 [mH].



Figura 3.32 – Smoothing reactor da 270 mH, isolato in olio

3.6 Filtri DC

I filtri DC sono installati in ogni stazione di conversione (tra la linea di polo e la linea di elettrodo), e provvedono alla riduzione del contenuto armonico nelle linee DC del collegamento.

La soluzione classica prevede filtri passivi del tipo risonante serie per le armoniche di ordine più basso (tipicamente la 12^a) e filtri di tipo passa alto (per le armoniche dalla 24^a in poi).

Una soluzione più innovativa è costituita invece da un filtro “ibrido”, con una parte attiva in serie a quella passiva con il quale si iniettano correnti armoniche (anche a frequenze differenti da quelle caratteristiche) di uguale modulo ma in contro-fase rispetto a quelle che transitano nel reattore di spianamento, in modo tale che verso la linea DC esse siano praticamente trascurabili.

Il risultato che si ottiene è che nella linea DC il livello armonico è sensibilmente inferiore rispetto al caso in cui si siano impiegati filtri DC di tipo passivo [25].

Nella figura sottostante è riportato un confronto tra le correnti armoniche in linea DC con filtro attivo e senza filtro attivo ma con soli filtri passivi.

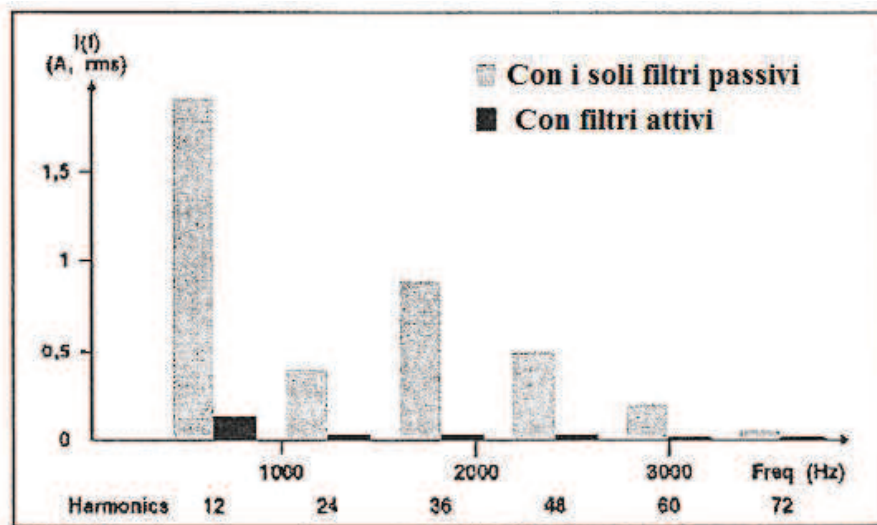


Figura 3.33 – Confronto tra filtro DC attivo e passivo

Costruttivamente il filtro attivo è composto da un convertitore a tensione impressa (con valvole di tipo IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor) che impiega una strategia di modulazione del tipo a banda isteretica, in grado di consentire, unitamente alla elevata frequenza di commutazione dei transistor, l'iniezione di correnti armoniche con ampiezza e fase opportune. Poiché tale dispositivo ha la funzione di compensare solo delle correnti armoniche, il suo dimensionamento è sensibilmente più contenuto rispetto alla stazione di conversione.

Il filtro attivo incrementa le prestazioni dell'intero sistema di filtri DC; tuttavia è possibile operare con esso fuori servizio garantendo comunque il rispetto delle specifiche (in termini di corrente perturbata equivalente) con i soli filtri passivi.

Occorre infine considerare che, in caso di collegamento DC interamente in cavo, la presenza di filtri DC può anche non essere necessaria, poiché il cavo stesso di collegamento si comporta come un filtro distribuito [26].

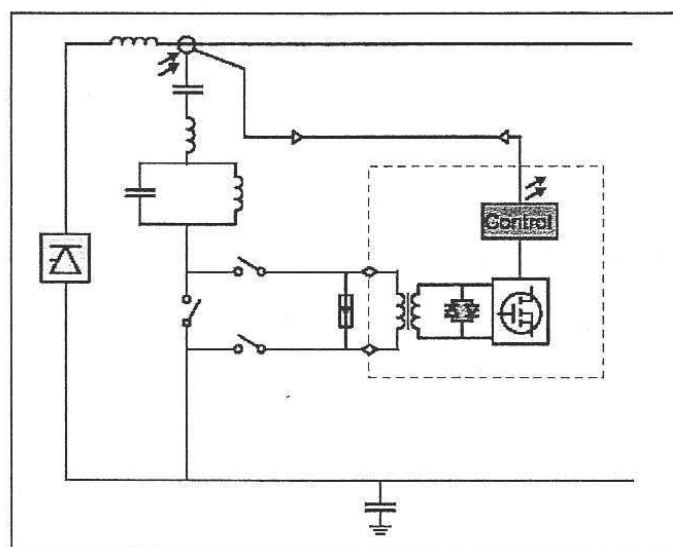


Figura 3.33 – Filtro DC di tipo attivo proposto da ABB

Capitolo 3

3.6 Dati tipici della stazione di conversione – Potenze, tensioni e correnti limite

La trasmissione in corrente continua con ponti di conversione a tiristori è ormai una tecnologia consolidata che conta dagli anni 50 sino ad oggi, decine e decine di impianti di trasmissione, sia per collegamenti terrestri a lunga distanza sia sottomarini.

Tra i collegamenti terrestri sono in numero elevato anche i cosiddetti impianti back-to-back, ovvero quei collegamenti che prevedono le due stazioni di conversione adiacenti, connesse da una sezione in corrente continua che contiene solo il reattore di spianamento.

In questo contesto i fattori che determinano le potenze trasmissibili limite, per una configurazione monopolare o bipolare, sono differenti a seconda della tipologia dell'impianto.

Nel seguito si esamineranno dapprima i limiti in tensione ed in corrente dei componenti (cavi DC compresi) dai quali si possono agevolmente dedurre le potenze massime trasportabili per un monopolo o un bipolo.

3.7.1 Tensioni

Attualmente si può ritenere che le massime tensioni DC realizzabili senza pesanti implicazioni tecnico/economiche sui componenti del collegamento stesso sono dell'ordine dei 500 ÷ 600 kV. Tensioni maggiori comportano criticità per quanto riguarda gli aspetti sotto riportati.

– Ponti di conversione.

Tenendo presente la struttura costruttiva dei ponti di conversione che prevede una configurazione a quadrivalvole, valori elevati di tensione DC darebbero luogo a strutture di altezza particolarmente elevata, la cui robustezza meccanica potrebbe essere un aspetto potenzialmente critico, in particolare per quei siti in cui i requisiti di sismicità sono significativi. Non solo, altezze eccessive sono da valutare anche sotto il punto di vista del collegamento con gli isolatori passanti degli avvolgimenti dei trasformatori di conversione, lato ponte a tiristori. Il problema dell'altezza può essere in parte superato adottando una struttura, per quanto riguarda la quadrivalvola, con almeno due moduli per ogni piano della quadrivalvola stessa. Dal punto di vista meccanico la struttura che ne risulta è meccanicamente più "rigida".

In aggiunta a quanto sopra, il raggiungimento di tensioni elevate, comporta un maggior numero di tiristori in serie per ogni macrovalvola, per ciascuno dei quali deve essere garantito un flusso costante di liquido refrigerante (acqua deionizzata) ai dissipatori metallici adiacenti alla valvola stessa. Queste prescrizioni determinano il dimensionamento del sistema di raffreddamento che deve essere in grado di asportare il calore generato dalle valvole assicurando al contempo un elevato grado di affidabilità del circuito (in particolare per quanto riguarda possibili trafile d'acqua). Queste esigenze, che porterebbero ad adottare una maggiore volumetria della quadrivalvola allo scopo di evitare la vicinanza delle sorgenti di emissione di calore, sono in contrasto con i requisiti di stabilità meccanica richiesti dalla struttura.

Il trend delle valvole a tiristori consentirà a breve di raggiungere tensioni di blocco per ogni singolo tiristore attorno ai 10 ÷ 12 kV e correnti massime intorno ai 4 kA.

– Componenti lato corrente continua

Le criticità associate a livelli elevati di tensione DC sui componenti riguardano sostanzialmente la capacità di tenuta dell'isolamento sia lato air-clearance (distanza di isolamento in aria) che creepage distance (lunghezza delle linee di fuga superficiali). Condizioni ambientali critiche, ovvero elevata inquinazione salina piuttosto che elevati livelli di inquinamento, possono determinare lunghezze degli isolatori di stazione (post-insulator) incompatibili con il grado di stabilità meccanica delle strutture. Ad esempio, è prassi consolidata impiegare, per i reattori di spianamento, delle reattanze in aria che costruttivamente si presentano montate sopra ad isolatori di stazione, la cui altezza dipende dal livello di tensione DC. Se le altezze sono eccessive (per garantire la tenuta dell'isolamento) la struttura meccanica che ne deriva può essere non affidabile; occorre

dunque passare da reattori isolati in aria a reattori isolati in olio, con evidenti implicazioni economiche.

Non solo, valori elevati di tensione DC in ambienti contaminati sono raggiungibili solo mediante il cosiddetto “indoor” degli stessi apparati DC ad alta tensione della stazione di conversione, soluzione che comporta dei maggiori costi di investimento (dell'ordine dell' $1 \div 2$ %), ma che è sostanzialmente l'unica impiegabile se si desiderano ottenere indici di affidabilità elevati per il collegamento.

È comunque da notare che in presenza di livelli di inquinazione elevati, la soluzione “indoor” degli apparati DC ad alta tensione, è consigliabile anche per tensioni più basse.

– Linee DC aeree

Anche per linee aeree valgono le stesse problematiche di tenuta dell'isolamento presentate dai componenti DC in concomitanza di condizioni ambientali non favorevoli, che richiedono l'adozione di tralicci con geometrie adeguate. Si tenga presente che nel caso di collegamenti terrestri in linea aerea, guasti temporanei lato DC generati da cedimenti della tenuta dell'isolamento rappresentano una delle cause principali dei fuori servizi transitori dei collegamenti stessi. In aggiunta occorre considerare anche che all'aumentare della tensione oltre ad aumentare le perdite di linea a causa dell'effetto Corona, sono necessarie soluzioni in “bundle” per i conduttori.

– Cavi DC

Per i cavi DC valori di tensione sino a 600 kV sono possibili, lo standard è tuttavia $400 \div 500$ kV. Le ragioni per le quali superare i 600 kV può essere economicamente non conveniente sono da ricercarsi con le problematiche associate all'isolamento per tali cavi ad altissima tensione.

Il coordinamento dell'isolamento di cavi DC, nella maggior parte degli impianti HVDC con collegamento sotterraneo o sottomarino, è sostanzialmente legato alla ampiezza delle sovratensioni di tipo “interno” a cui il cavo è sottoposto (in particolare si tratta di sovratensioni temporanee e sovratensioni di manovra). Solo nel caso in cui il collegamento DC sia di tipo misto, ovvero parte in linea aerea e parte in cavo occorre considerare anche le sovratensioni di origine atmosferica determinate da fulminazioni.

Nel primo caso, sistema DC tutto in cavo, la maggior parte delle sovratensioni interne ha una ampiezza che solitamente è inferiore a 1,5 p.u. della tensione nominale del cavo con durante massime attorno ai 100 ms. In generale per gli eventi che comportano sovratensioni sino a 1,5 p.u. le sollecitazioni sui cavi sono compatibili con l'isolamento senza l'intervento degli scaricatori posti a protezione. Vi sono tuttavia alcuni tipi di guasti interni che se combinati con malfunzionamenti del controllo possono generare delle sovratensioni nella sezione in corrente continua del collegamento poco superiori a 2 p.u.. In particolare critiche sono le sovratensioni che si generano a seguito della perdita degli impulsi di accensione per il ponte di conversione funzionante da invertitore. In queste condizioni, il raddrizzatore continua a funzionare anche se in maniera non corretta, generando una tensione, lato DC, di tipo oscillante in relazione alla frequenza di risonanza dello stesso circuito DC. Nei casi peggiori, in cui il controllo di corrente al raddrizzatore è lento e la frequenza di risonanza del circuito è prossima alla frequenza fondamentale di rete, si possono raggiungere sovratensioni temporanee di ampiezza sino a $2,2 \div 2,3$ p.u., che richiedono la presenza di scaricatori per evitare danneggiamenti del cavo.

Nel caso di sollecitazioni di origine atmosferica, i casi più critici sono quelli che prevedono la sollecitazione di polarità opposta alla tensione DC a cui è esercito il cavo. In queste condizioni l'ampiezza di impulso di lighting che il cavo può sopportare è inferiore al caso in cui esso sia applicato da solo, con cavo non in tensione. Per i cavi DC tipicamente è stato previsto in passato un LIWL (Lightning Impulse Withstand Level) compreso nell'intervallo $2,2 \div 2,7$ p.u. della tensione nominale del cavo stesso

Capitolo 3

(per Italia-Grecia si è adottato un LIWL di 2,4 p.u.). Per impianti di ultima generazione, con tensioni DC di circa 450 ÷ 500 kV, la tendenza è verso l'adozione di LIWL più bassi, dell'ordine 1,9 ÷ 2 p.u. soprattutto in casi dove è necessario avere cavi con isolamento “molto compatto” (per elevate profondità del mare).

3.7.2 Correnti

Gli elementi che incidono maggiormente sul livello delle correnti realizzabili sono i convertitori ed i cavi.

– Ponti di conversione

Attualmente sono disponibili tiristori in grado di essere percorsi da correnti sino a 4 kA. Non si prevedono da questo punto di vista incrementi sensibili delle correnti ammissibili per un singolo tiristore, poiché i valori di potenza che ne derivano per i ponti di conversione sono ampiamente sufficienti a soddisfare le esigenze richieste a questa tipologia di impianti. Tiristori da 4 kA sono principalmente impiegati o in impianti back-to-back in cui le tensioni DC non sono molto elevate (al massimo ± 250 kV) poiché non vi è l'esigenza di contenere le perdite associate al collegamento DC (le due stazioni di conversione sono sostanzialmente adiacenti), o in impianti in configurazione bipolare con potenze trasmesse di qualche migliaio di MW.

– Cavi DC

Le portate massime in corrente di un cavo DC, ovvero la sezione del conduttore (e dunque i pesi e gli ingombri del cavo) dipendono da molteplici aspetti, quali:

- caduta di tensione e relative perdite in relazione alla lunghezza del collegamento: sulla base dei requisiti richiesti è legata la scelta del tipo di conduttore, rame o alluminio (il primo sicuramente più costoso);
- tipologia della posa: un cavo sottomarino per acque profonde (profondità maggiore di intorno ai 1000 m ed oltre) in relazione alla potenza da trasmettere deve avere un peso compatibile con la tecnologia di posa, il che, anche in questo caso, contribuisce alla scelta del tipo del conduttore (l'alluminio presenta un rapporto peso specifico/resistività elettrica migliore di quello del rame).

Attualmente sono disponibili cavi da 600 kV con portate in corrente sino a 2000 A (1200 MW di potenza trasferibile) anche per collegamenti di tipo sottomarino, purchè la profondità di posa non sia eccessiva (inferiore a qualche centinaio di metri).

3.7.3 Potenza

Da quanto esposto sopra, per un singolo polo di collegamento HVDC sono raggiungibili, con dimensionamenti standard, potenze dell'ordine dei 2000 MW, che raddoppiano adottando una configurazione bipolare (2 x 2000 MW). In questi casi se il collegamento prevede l'impiego di cavi è necessario impiegare più cavi in parallelo per raggiungere i livelli di potenza richiesti.

3.7.4 Lay-out e ingombri (cenni)

Il lay-out ed i relativi ingombri sono notevolmente influenzati dalla prassi costruttiva e dagli “standard” utilizzati nelle utilities.

Alcuni esempi stazioni di conversione di tipo monopolare e bipolare sono riportate sotto [27].

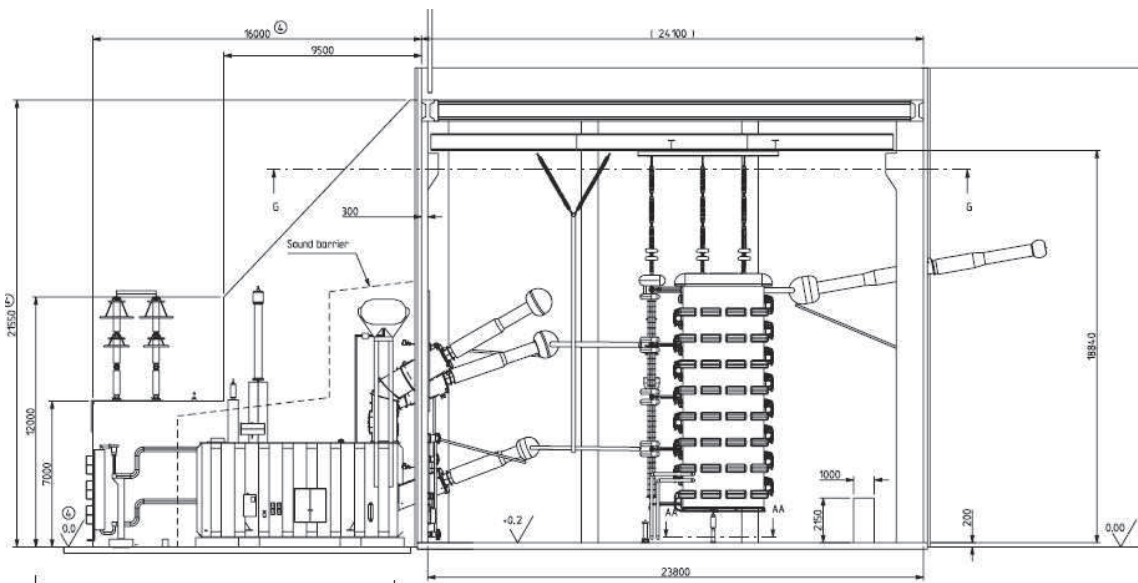


Figura 3.35 – Interno/esterno sala valvole

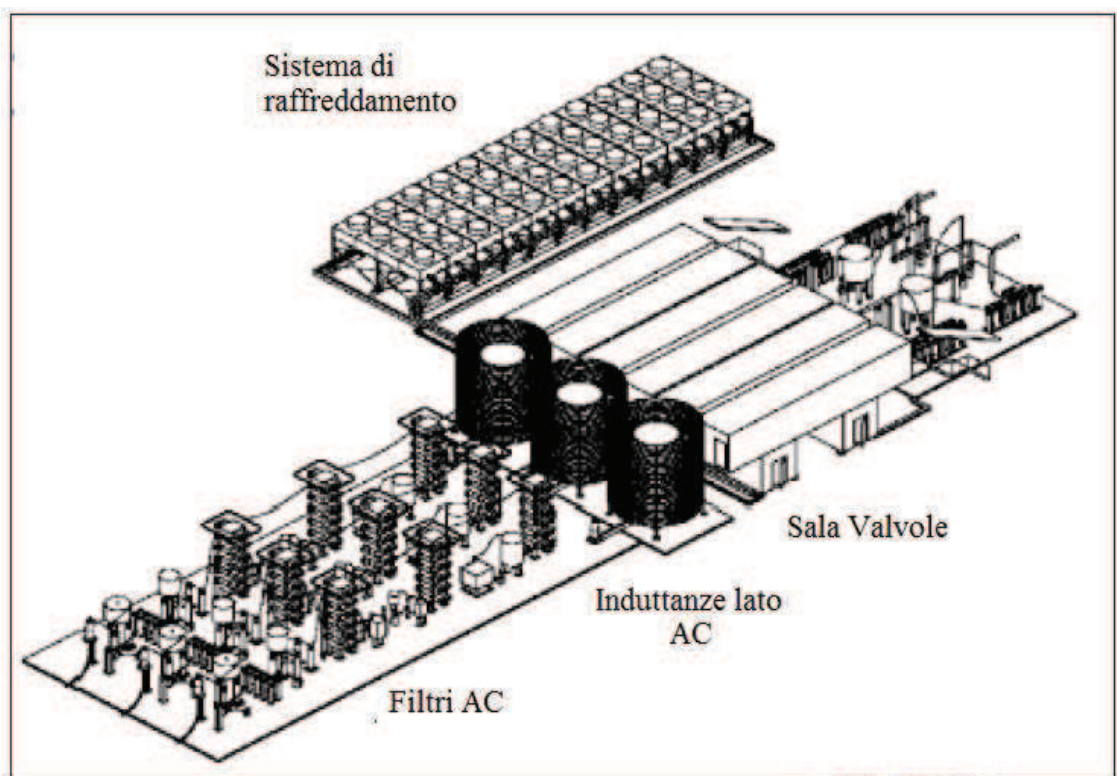
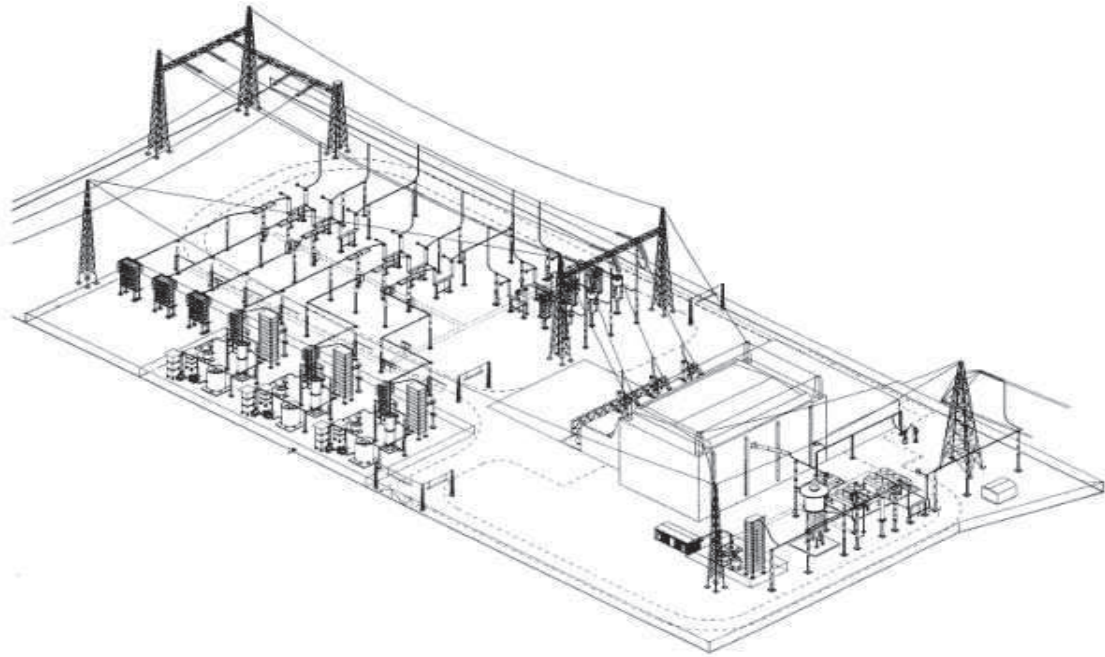
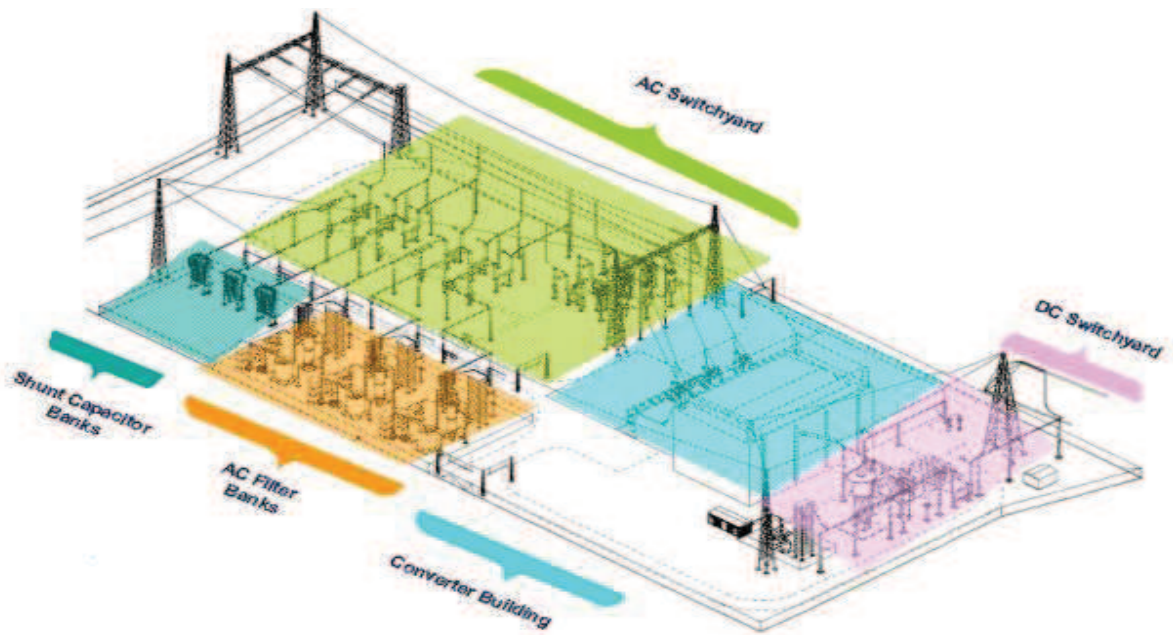


Figura 3.36 – Stazione di conversione

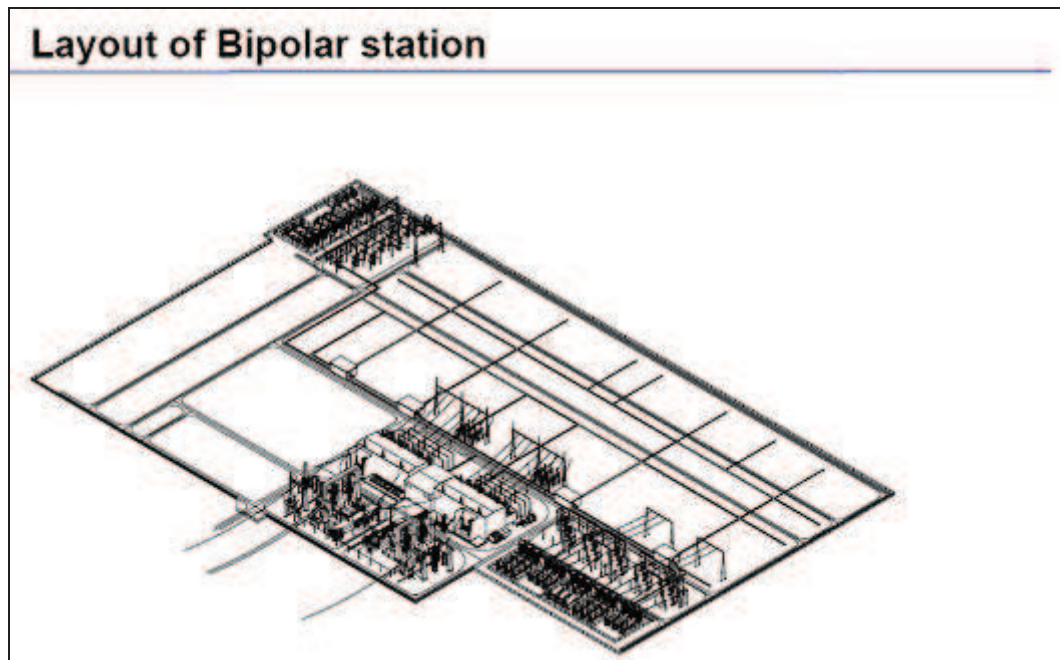


(a)

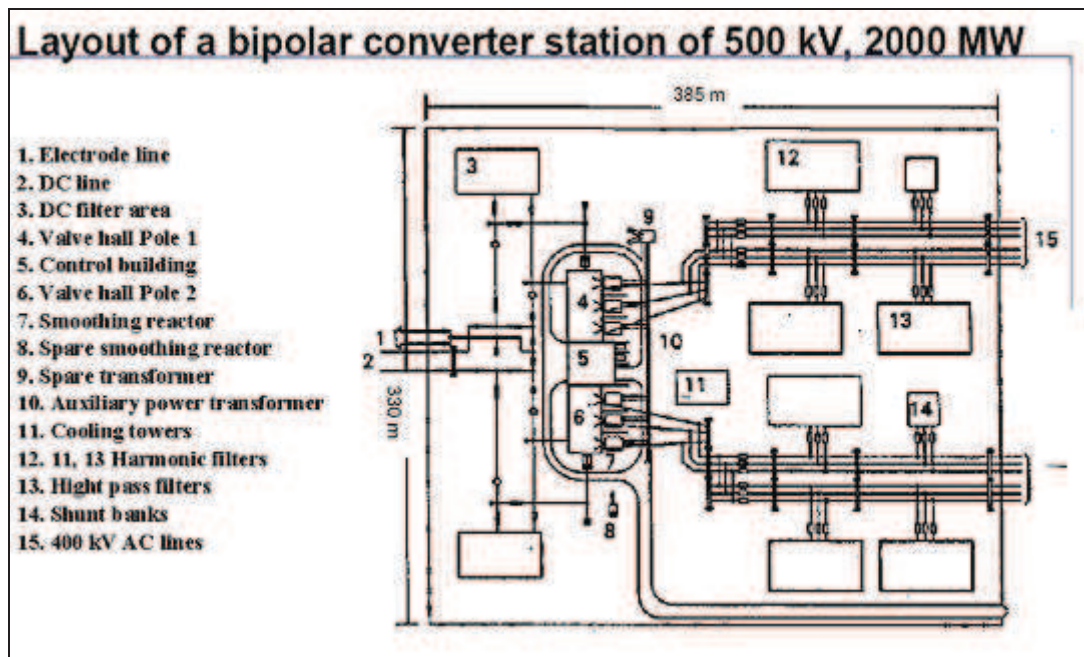


(b)

Figure 3.35 (a) e (b) – Layout esterno stazione di conversione HVDC di tipo monopolare

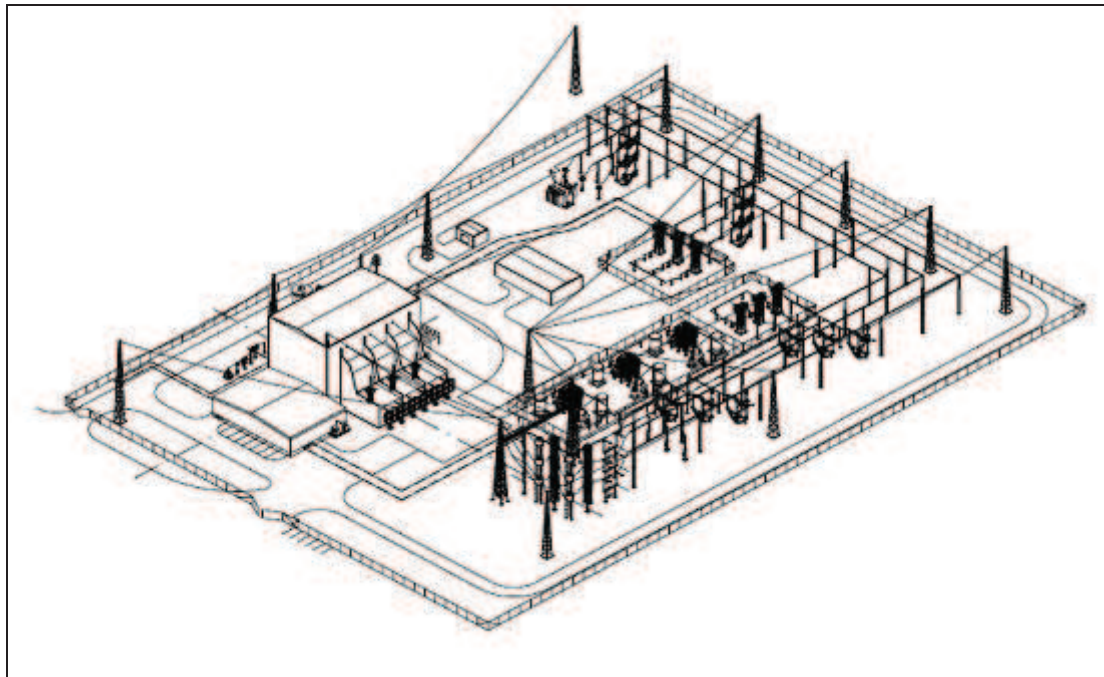


(a)

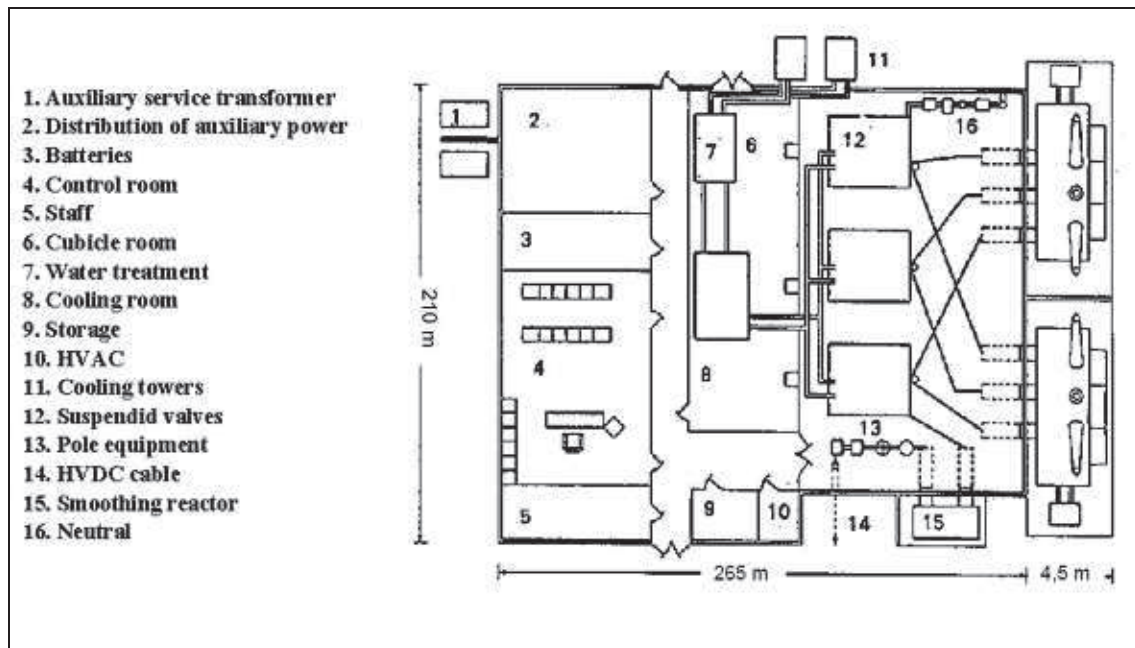


(b)

Figure 3.36 (a) e (b) – Layout stazione bipolare



(a)



(b)

Figure 3.37 (a) e (b) – Layout stazione di conversione monopolare

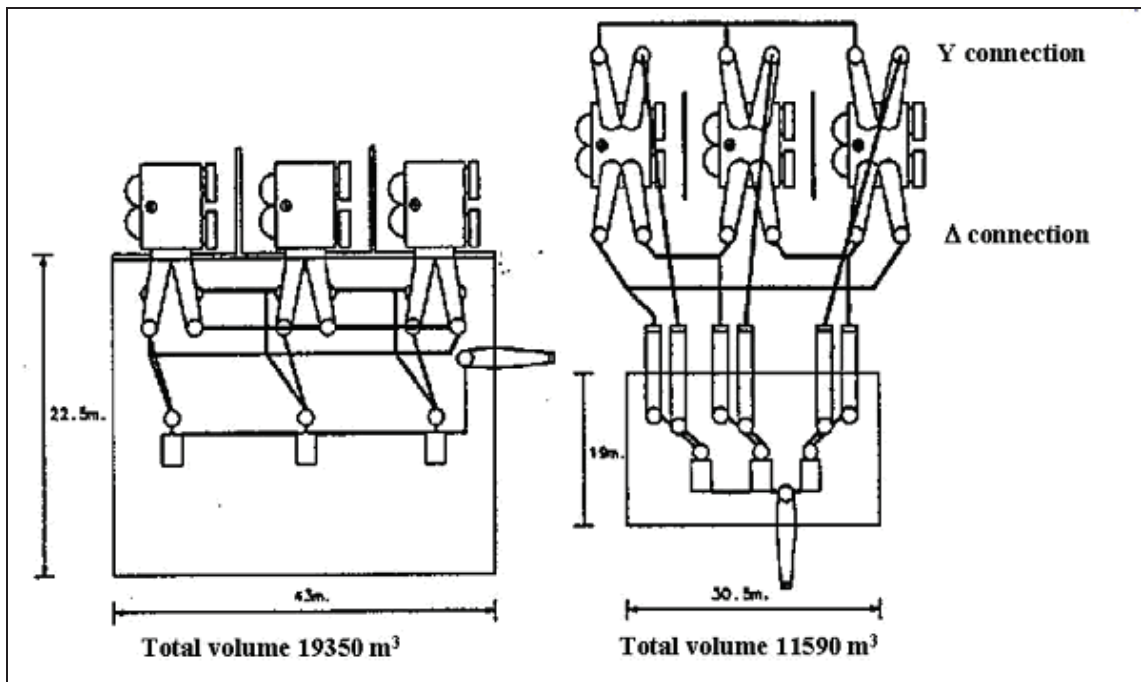


Figura 3.38 – Trasformatore di conversione

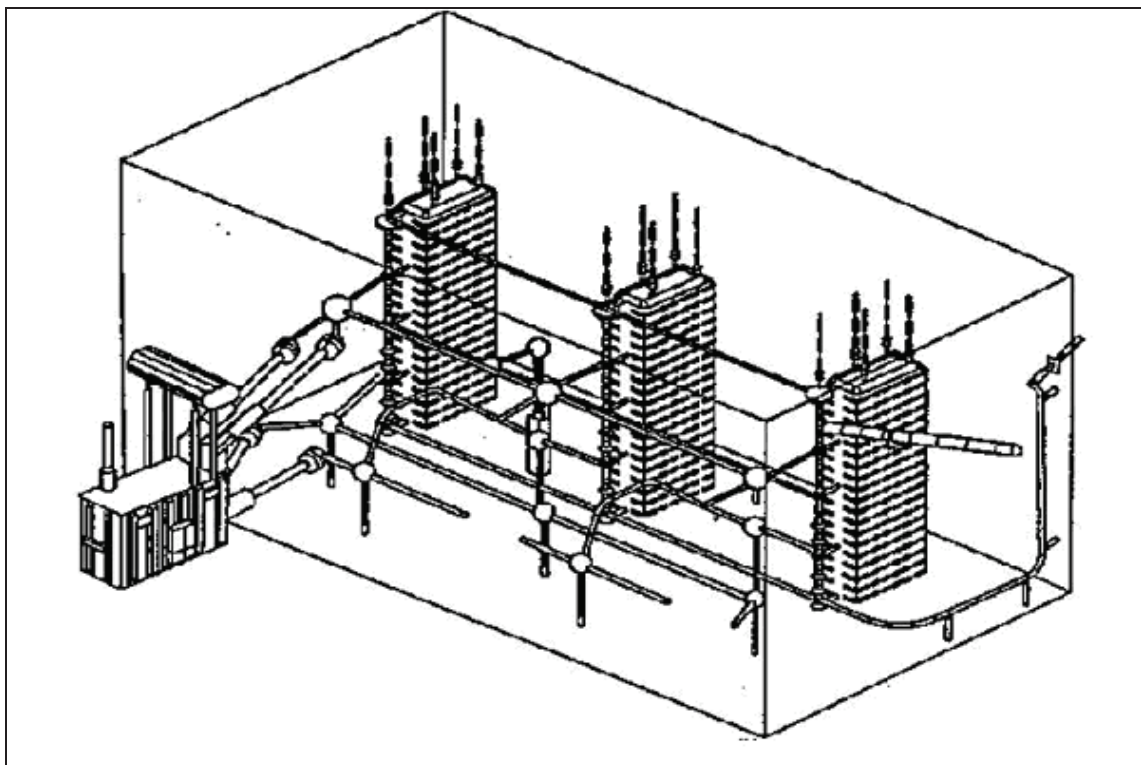


Figura 3.39 – Sala valvole

4

I Cavi

Nella trasmissione di potenza tramite linee HVDC in cavo, i cavi sono alimentati da convertitori che possono essere LCC, CCC o VSC.

La tecnologia LCC (*line commutated converters*) utilizza sistemi di commutazione naturale o controllata tramite valvole di tipo SCR ed è caratterizzata dall'inversione di polarità del cavo, determinando in questo modo uno stress dielettrico, dovuto alla variazione di tensione, superiore rispetto alla tecnologia VSC.

La tecnologia VSC (*voltage source converters*), la quale non prevede l'inversione di polarità, è caratterizzata da sistemi auto-commutanti, che non necessitano della presenza della rete AC per il loro funzionamento ed il sistema di conversione risulta indipendente dalla frequenza del sistema di alimentazione.

Inoltre questo tipo di tecnologia offre numerosi vantaggi, in particolare permette di controllare ottimamente i flussi di potenza attiva e reattiva in una rete AC, molto importante sia per la regolazione della rete sia per i vari contratti stipulati nel mercato elettrico, e risultano ottimali qualora si abbia la necessità di collegamenti via mare (per esempio le stazioni *offshore* o le *wind farm*).

Dalle prime applicazioni sottomarine si notò la necessità di rinforzare i cavi con un'armatura di protezione da ancore, dalle reti dei pescatori e da animali marini che possono danneggiare il materiale isolante. Di solito queste armature sono costruite da fili di acciaio ma ci sono casi in cui possiamo trovarle realizzate con piattina di rame; i cavi per le applicazioni sotterranee ne sono generalmente prive.

Per quanto riguarda la scelta delle sezioni bisogna tener conto delle seguenti considerazioni:

- Caduta di tensione massima
- Corrente termicamente ammissibile (cioè la corrente che porta il cavo alla sua temperatura d'esercizio)
- Temperatura massima ammissibile per surriscaldamento dovuto a corto circuito, ovvero temperatura massima oltre la quale il cavo si distrugge

4.1 Tipologie di cavo

Alcune tipologie di cavo utilizzate oggi sono le seguenti:

4.1.1 Cavo isolato con carta impregnata M.I. (mass impregnated).

Viene realizzato mediante continue fasciature di carta cellulosa fino a ottenere lo spessore desiderato dopodiché viene impregnato di particolari miscele o oli di base minerale ad alta viscosità per riuscire a riempire eventuali vacuoli d'aria che si sono formati. In questo modo si rende il comportamento dielettrico dell'isolante migliore e si deve rendere il tutto il più omogeneo possibile nello spazio in modo che il campo elettrico si ripartisca in maniera uniforme, con legge logaritmica (essendo la configurazione cilindrica) per evitare d'avere alti valori di campo solo in determinate zone. Questo tipo d'isolante rende il cavo adatto alla tecnologia HVDC che prevede l'inversione di polarità stressando maggiormente l'isolante.

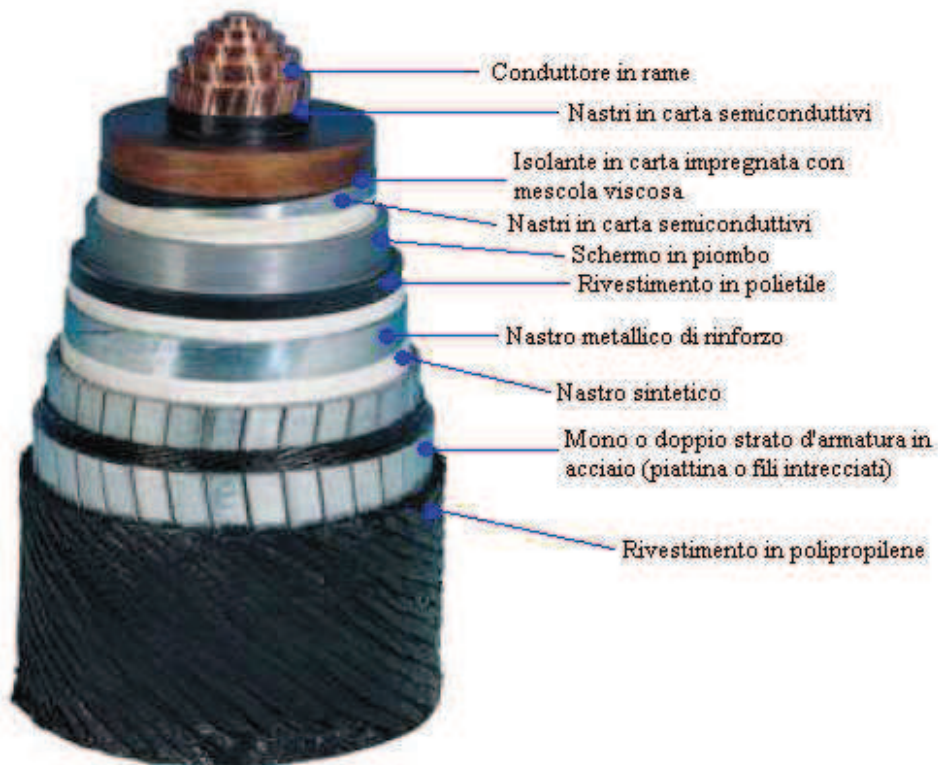


Figura 4.0 – Cavo isolato con carta impregnata

4.1.2 Cavo ad isolamento estruso in XLPE

L'isolante viene ottenuto con un processo di applicazione unica, all'interno del quale occorre evitare il più possibile la presenza di vacuoli d'aria ovvero zone con minore rigidità dielettrica e soggette a ionizzazione con scariche parziali. Successivamente si applicano ulteriori strati di materiale metallico e isolante per migliorare la proprietà meccaniche. Questa tipologia di isolante è molto più semplice da realizzare tuttavia è soggetta ad irregolarità lungo la sezione e quindi non è ottimale per cavi destinati a collegamenti HVDC. Vengono utilizzati per le applicazioni VSC in cui non è prevista l'inversione di polarità con tensioni fino ai 500 kV e potenze massime di 500 MW. Nel caso di applicazioni in corrente alternata è possibile utilizzare una configurazione unipolare oppure una tripolare.



Figura 4.1 – Cavo tripolare isolato in XPLE

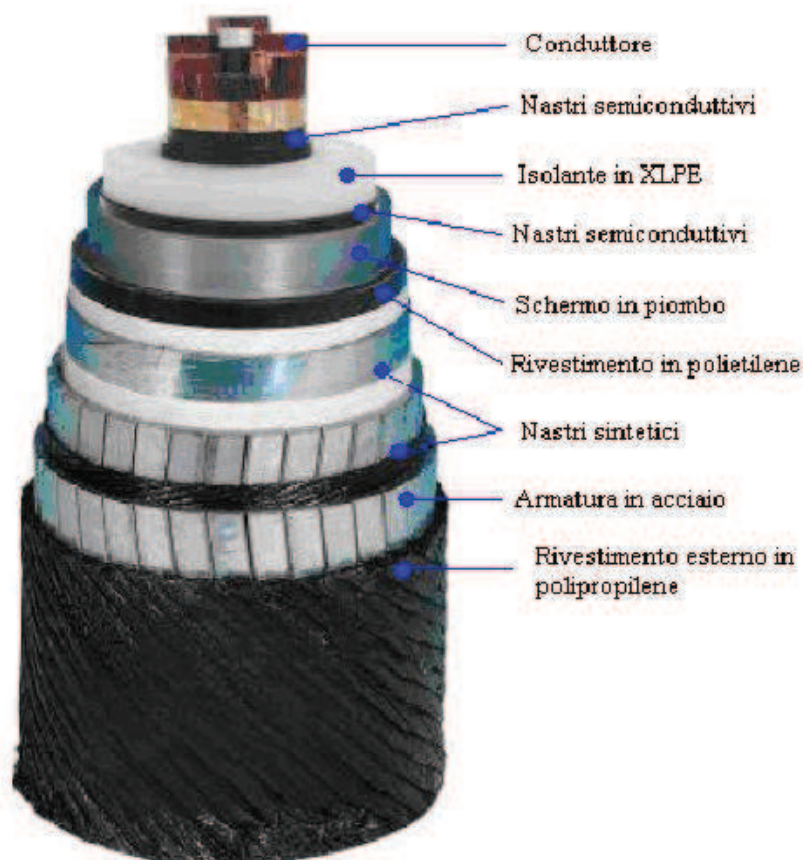


Figura 4.2 – Cavo unipolare isolato in XLPE

4.1.3 Cavo riempito in olio SCFF (*self contained fluid filled*)

Sono utilizzati per le grandi potenze a parità di tensione in quanto l'olio utilizzato da vettore termico all'interno del conduttore cavo riesce ad asportare l'energia dispersa per effetto joule. La tecnica di costruzione è uguale a quella per i *mass impregnated* però vengono utilizzati miscele di oli a bassa viscosità per impregnare la carta dell'isolamento.

4.1.4 Cavi a pressione di gas esterna o interna

L'isolante è realizzato come per quelli in carta impregnata; si presenta generalmente in configurazione tripolare con ogni conduttore isolato e schermato (con schermo di piombo) separatamente. I tre conduttori sono inseriti in una struttura tubolare in acciaio contenente azoto gassoso ad una pressione di 15 bar. Grazie alla pressione esterna esercitata dal gas si evita la formazione di vacuoli d'aria, ottenendo la rigidità dielettrica richiesta lungo tutta l'estensione del cavo. Analogo è il principio dei cavi a pressione interna, in cui l'azoto è parte dell'isolamento del conduttore singolo. Con l'avvento dell'XLPE la richiesta di questa tipologia di cavi è in calo.



Figura 4.3 – Cavo riempito in olio SCFF



Figura 4.4 – Cavo a pressione di gas esterna

4.1.5 Cavi isolati in PLL (*paper polypropylene laminate*)

Sono l'ultima frontiera, indicati per collegamenti ad altissime tensioni e grandi potenze. Possiamo considerarli come l'evoluzione degli SCFF. L'isolante è costituito da strati alternati di carta e polipropilene, ed attraverso questa struttura è possibile ottenere un aumento della rigidità dielettrica totale. Si è inoltre ottenuto un miglior comportamento termico permettendo l'aumento della temperatura d'esercizio aumentando quindi la potenza trasmessa o a parità di potenza trasmessa la diminuzione della sezione utile del conduttore[28].

4.1.6 Gas insulated line - GIL

E' costituito da un conduttore centrale in alluminio con sezioni tipiche che arrivano fino a 5300 mm²; questo poggia su isolatori in resina che hanno il compito, oltre naturalmente di isolarlo dall'involucro esterno, di sostenerlo e centrarlo. L'involucro esterno è formato da un tubo di alluminio robusto, che fornisce una solida protezione meccanica ed elettrica del sistema. Per soddisfare gli aspetti ambientali e tecnici, i GIL sono riempiti con una miscela di gas isolante contenente prevalentemente azoto e una minor percentuale di SF₆. La saldatura degli involucri esterni viene realizzata mediante saldatura orbitale, accompagnata poi da tecniche di verifica a ultrasuoni, assicurando così la perfetta aderenza di tubi.

I sistemi GIL sono immuni ai rischi inerenti ad altri sistemi di trasmissione di potenza, possono essere toccati durante il servizio dato che la carcassa è francamente a terra, sono a prova di fuoco e a prova d'esplosione. Inoltre dato che il sistema di isolamento elettrico non è soggetto a fenomeni d'invecchiamento, questo riduce i guasti interni praticamente a zero. Altro punto di forza dei GIL è il basso campo elettromagnetico generato (fino a 15 ± 20 volte più piccolo) rispetto ai convenzionali sistemi di trasmissione di potenza. Quindi le linee possono passare attraverso aree popolate o anche venir allocato in gallerie con altri sistemi estranei (esempio linee o apparecchiature di telecomunicazione).

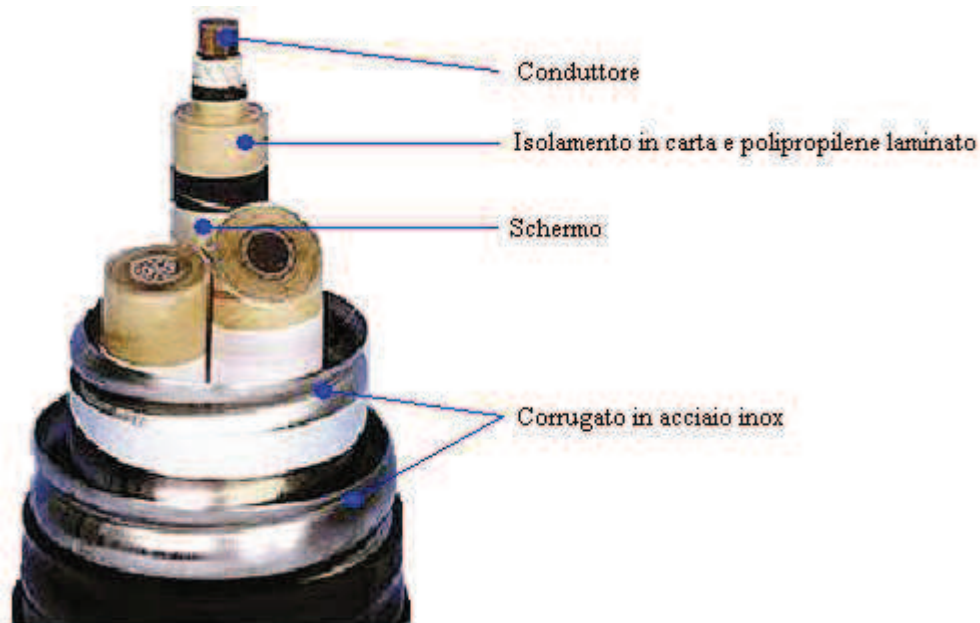


Figura 4.5 – Cavo isolato in PLL

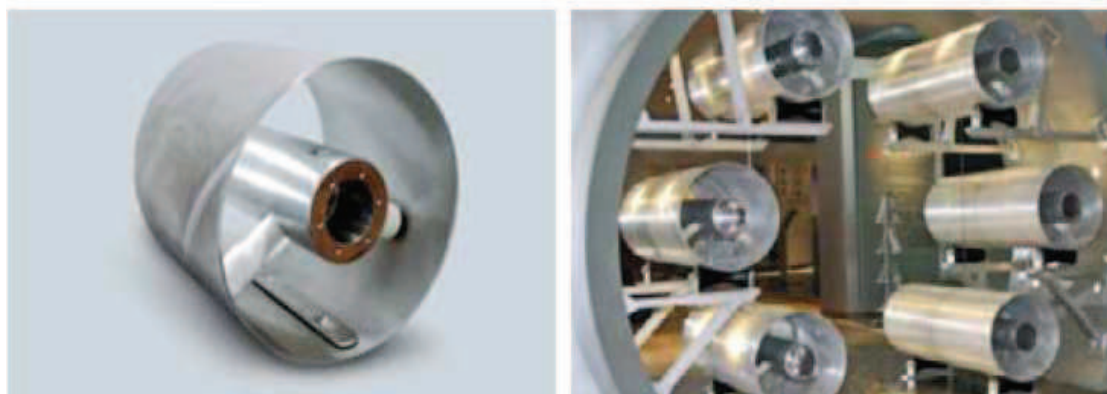


Figura 4.6 – Sezione di un cavo GIL e di una doppia terna GIL

4.2 Strutture dedicate e loro posa

Con il continuo aumento della richiesta d'energia elettrica e la necessità di trasmetterla mediante linee in AT e AAT, la possibilità di utilizzare strutture come tunnels o ponti, ottenendo una sinergia tra tipi diversi di servizi, per esempio il trasporto ferroviario o stradale con la trasmissione dell'energia, sta diventando molto interessante.

Utilizzando tale approccio si può avere una riduzione dei costi complessivi, dell'impatto ambientale e meno disservizio per la comunità in caso di manutenzione della linea.

Possiamo catalogare le strutture nel seguente modo [29]:

- **Strutture a servizio singolo:** con questa definizione si intende qualsiasi struttura continua contenente uno o più sistemi di cavi che consenta l'installazione, la sostituzione o la manutenzione dei sistemi senza la necessità di scavare o distruggere la struttura. Questa viene chiamata anche struttura dedicata. Include anche la possibilità di transito di persone e di mezzi nella zona dell'installazione.
- **Strutture multi servizio:** qualsiasi struttura contenente sia un sistema in cavo sia altri sistemi e servizi che consenta l'installazione, la sostituzione, la manutenzione o la riparazione dei sistemi senza la necessità di scavare o distruggere qualsiasi altro servizio. Si può notare che una struttura originariamente a uso singolo può, successivamente diventare una struttura multi utilizzazione.
- **Strutture singolo utente:** la loro gestione e possesso sono di un unico soggetto
- **Strutture multi utente:** la loro gestione e possesso sono di più soggetti

4.3 Tunnels

La realizzazione di tunnels dedicati richiede l'uso di uno specifico e variegato tipo d'attrezzature; in base alla conformazione del terreno in cui il tunnel deve essere costruito è possibile decidere la tecnica migliore alla sua realizzazione, o eventualmente la combinazione di tecniche nel caso di lunghi percorsi con differenti tipologie di terreno.

In base alla costruzione possiamo individuare le seguenti tipologie di tunnels:

- **Cut and cover tunnels:** possiamo individuare due tipologie, *top-down* e *bottom-up* tunnel. I primi sono costruiti dove c'è la necessità d'avere tempi di costruzione brevi per liberare la viabilità in una strada nelle vicinanze dell'installazione. Il tunnel viene

costruito al livello del terreno, con strutture forate prefabbricate, e si effettuano poi degli scavi poco profondi per ricoprirlo definitivamente, tranne in alcune zone destinate all'ispezione. Nel sistema *bottom-up* viene scavata una trincea, all'interno della quale viene poi costruito il tunnel e successivamente viene tutto ricoperto.

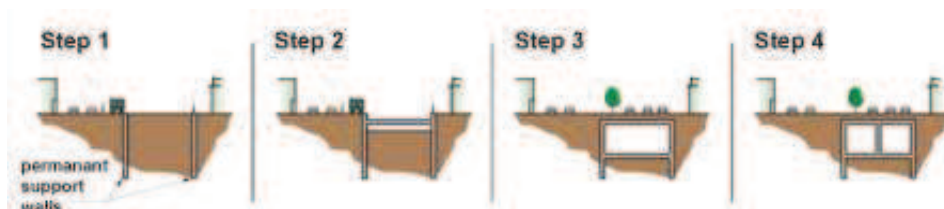


Figura 4.7 – Sistema top-down

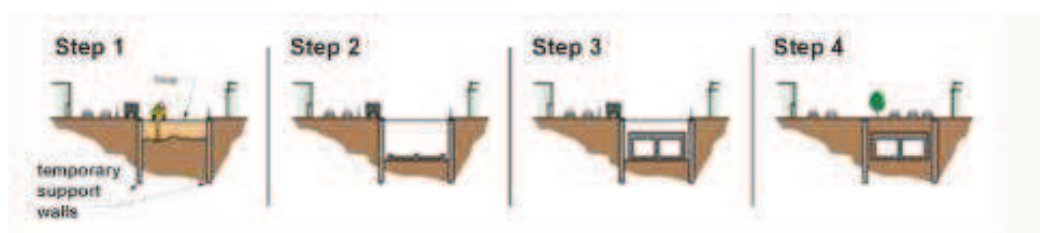


Figura 4.8 – Sistema bottom-up

- **Tunnels sommersi:** questa tecnica è molto simile alla *cut and cover*, con la differenza che siamo in ambito sottomarino. Viene prima scavata una trincea sul fondale, sulla quale sono posate sezioni di tunnel prefabbricate, che vengono appositamente sigillate e ancorate e all'interno delle quali vengono posati i cavi. Dopo di che il tunnel viene ricoperto con sabbia del fondale e successivamente da uno strato di materiale roccioso. Periodicamente viene asportato il materiale sedimentato in eccesso nelle zone interessate.

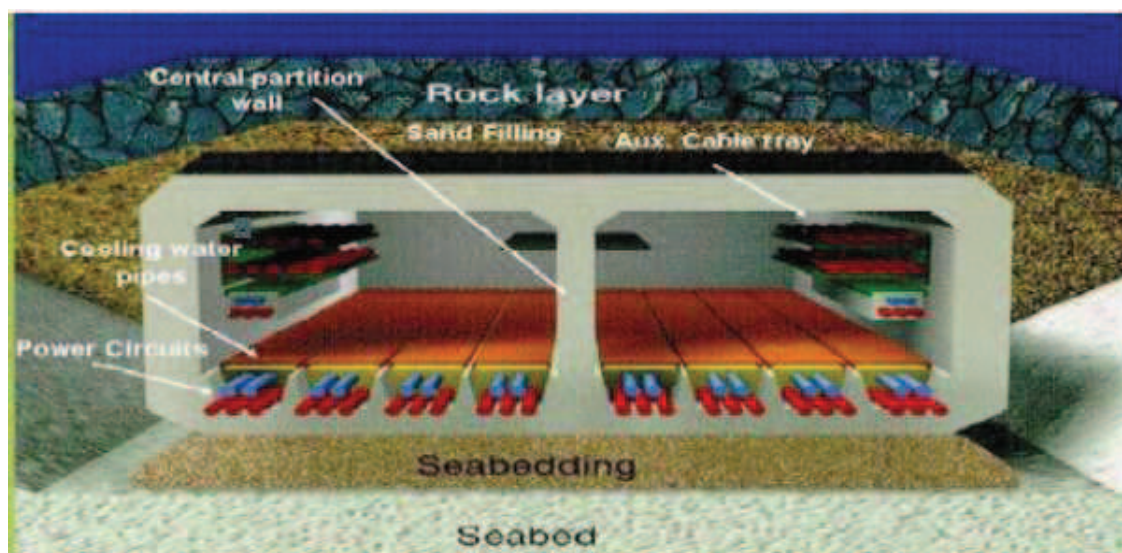


Figura 4.9 – Tunnel sommerso

- **Tunnel ricavati da alesatura:** mediante alesatrici rotanti si creano tunnel di sezione desiderata, automatizzando il processo di costruzione del tunnel. Le punte da taglio installate sulla testa dell'alesatrice andranno scelte in base al tipo di terreno in cui si dovrà lavorare. Le alesatrici possono essere realizzate apposta per la costruzione di un tunnel specifico, tuttavia ci sono macchine in grado di scavare tunnel di sezioni variabili con un certo range, abbattendo in tal modo i costi progettuali. Subito dopo l'alesatura le pareti del tunnel vengono rivestite da spessi pannelli prefabbricati di cemento armato che seguono perfettamente la forma circolare del tunnel e lo spazio tra la superficie del tunnel e i pannelli viene riempito di cemento. Un'alternativa è posizionare subito dietro l'alesatrice delle sezioni di condotta (*pipe jacking*), guidate da cilindri pneumatici dalla sezione d'entrata fino alla sezione di scavo. Le singole sezioni che vanno a costituire la condotta sono prefabbricate in cemento armato e una volta che un segmento di cemento è stato posizionato, il sistema pneumatico rientra alla bocca della galleria per cominciare il suo ciclo di trasporto. Utilizzando sistemi di guida computerizzati si può posizionare diverse sezioni in modo estremamente preciso.

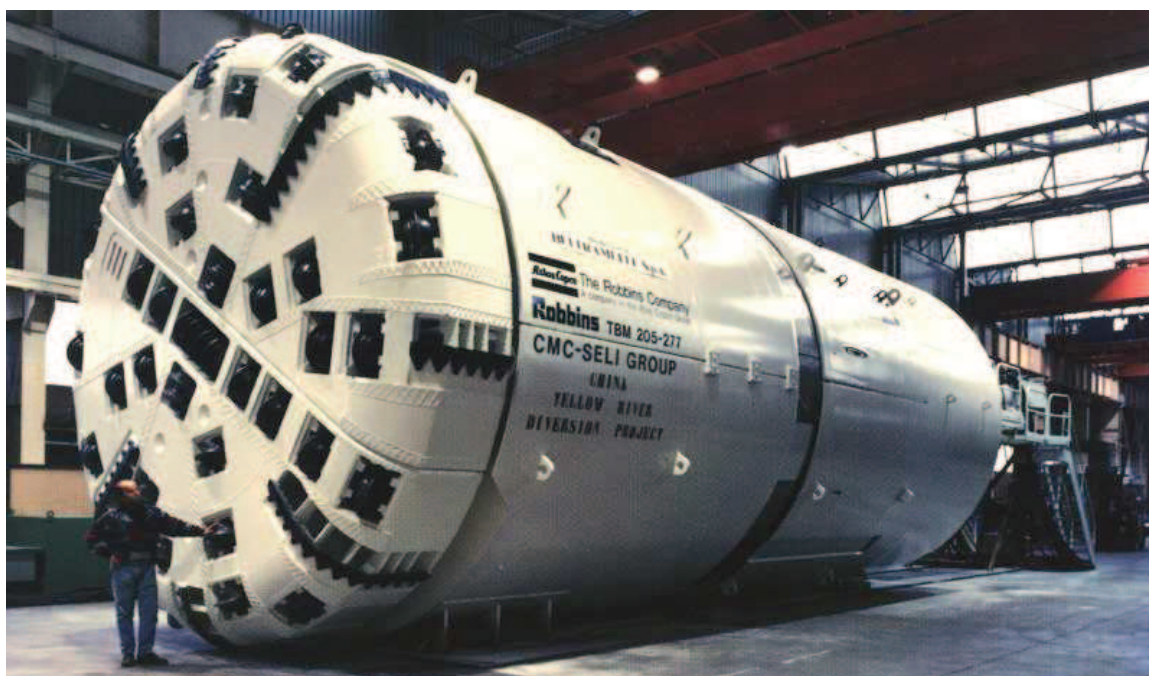


Figura 4.10 – Dimensione di un'alesatrice

- **Shotcrete and mesh:** in presenza di roccia molto dura per la costruzione del tunnel si utilizzano maglie in acciaio e cemento spruzzato (*shotcrete and mesh*) in alternativa al metodo di supporto strutturale. Il cemento viene inserito con appositi sistemi di pompaggio manuali o tramite robot a controllo remoto.
- **Altre tecniche:** dove la conformazione del terreno lo consente possono essere usate anche tecniche più tradizionali, o con la perforazione e la posa di materiale esplosivo all'interno dei fori oppure utilizzando dei particolari scavatori chiamati "*road header*" i quali consentono di ricavare tunnel di qualunque sezione utilizzando una sola macchina, non possibile con una alesatrice; tuttavia i tempi di realizzazione sono più lunghi.

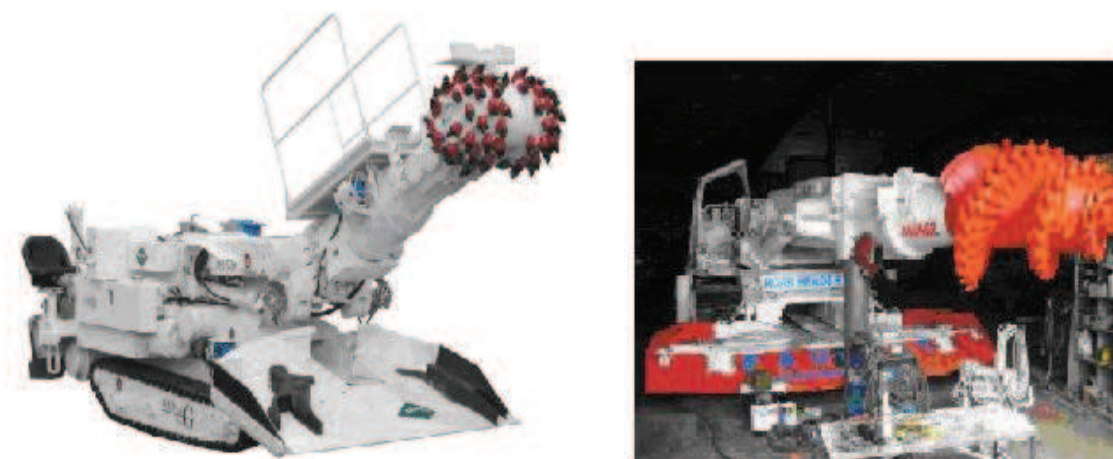


Figura 4.11 – Due tipologie di “road header”

Gli esempi di tunnel multi utilizzazione sono quelli che sfruttano gli spazi destinati al trasporto ferroviario o stradale per la posa di cavi in alta tensione.

Sono diversi gli aspetti sui quali concentrarsi per una corretta progettazione che garantisca un servizio efficiente ed in sicurezza; tra questi si possono ricordare:

- compatibilità geometrica e problemi d’installazione;
- interferenze elettromagnetiche;
- effetti di un possibile corto circuito fase-schermo;
- comportamento al fuoco;
- etc...

4.4 Cavi sottomarini

I collegamenti sottomarini in tutto il mondo stanno aumentando notevolmente, spinti dal desiderio di connettersi a fonti d’energia più economiche o rinnovabili. I progressi nella tecnologia dei cavi sottomarini, il veloce tasso di ritorno degli investimenti, comparabile con la costruzione di stazioni di potenza, e la capacità di ricavare energia da sistemi idroelettrici o eolici hanno reso i collegamenti subacquei molto attraenti.

La resistenza a sollecitazioni sia di tipo meccanico sia elettrico di questi sistemi è rafforzato dalla possibilità di produrre spezzoni di cavo di lunghezza considerevole, diminuendo in tal modo la discontinuità lungo il collegamento dovute ai giunti di connessione. Tuttavia trattare cavi molto lunghi richiede strutture di produzione complesse, le quali devono isolare, schermare ed armare il cavo lungo tutta la sua estensione e la possibilità d’immagazzinarli e di trasportarli dalla fabbrica di produzione al sito di posa.

Le operazioni di posa del cavo sono state ottimizzate grazie ai progressi compiuti negli ultimi decenni dalle tecnologie sottomarine, spinte dalle esigenze sempre più complesse delle piattaforme *offshore*, che si sono molto diffuse negli ultimi anni. La posa di cavi in posti impensabili è stata realizzata grazie all’aiuto di sistemi di navigazione sottomarina elettronica, veicoli sottomarini comandabili a distanza, *remotely operated vehicle* (ROV’s) sistemi di posizionamento dinamico computerizzato installati su navi specializzate nella posa dei cavi.



Figura 4.12 – Nave posacavi italiana “Jules Verne”

Installare cavi in maniera precisa evitando possibili ostacoli del fondale o ad una distanza ben definita da una struttura sottomarina come per esempio una condotta o il suo attraversamento non rappresentano un problema oggi.

Lo sviluppo della tecnologia della posa sottomarina comprende anche le attrezzature per effettuare giunzioni sottomarine laddove il cavo eccede il peso massimo trasportabile della nave di posa e la capacità di mantenere o riparare i cavi in caso di guasti o eventuali danni. Infatti l'intervento delle navi può essere eseguito attraverso sistemi di localizzazione satellitare GPS che possono individuare la loro esatta posizione rispetto ai cavi attraverso procedure ben consolidate e con l'ausilio di sistemi ROV's.

Nemmeno la profondità è più un problema, infatti test approfonditi affermano che anche alla profondità di 2000 m la posa e manipolazione dei cavi può essere eseguita in maniera ottimale.

Per la posa di questi cavi lo studio approfondito del sito d'installazione ricopre un ruolo centrale, perché sono molteplici i fattori di rischio in questo tipo di applicazione. Pre-scandagliare il fondale, studiare il moto ondoso e le correnti marine, ricerche storiche su relitti di imbarcazioni o residui bellici sommersi devono essere svolte per comprendere la fattibilità tecnica e i vincoli del percorso scelto per il collegamento, così come la conoscenza dell'eventuale presenza di altri cavi o condotte sul fondo del mare.

La posa comporta l'utilizzo d'imbarcazioni particolari, di diverse tipologie in base alla profondità del fondale ed al tipo di operazioni da effettuare sulla linea, se di posa, riparazione, manutenzione o sostituzione, con a bordo gru, carroponti, macchinari per gli scavi sottomarini ed equipaggiamenti subacquei.

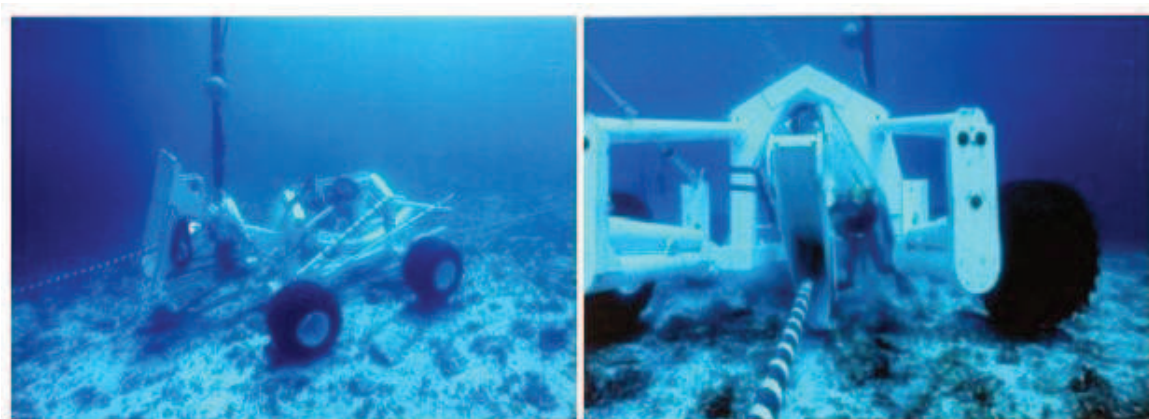
Un aspetto non trascurabile per il successo dell'operazione di posa è la condizione meteorologica che deve essere serena per un periodo di tempo sufficientemente lungo. Bisognerà dunque valutare attentamente le previsioni meteo per poter identificare il migliore periodo di

tempo per effettuare i lavori. I cavi possono essere posati direttamente sul fondale oppure all'interno di apposite trincee scavate sul fondale per aumentare il livello di protezione, con una profondità che varia da 0,5 m a 1,5 m. Infatti le statistiche indicano che le cause principali dei guasti sui cavi sottomarini sono dovuti a cause esterne. Le tecniche per realizzare le trincee possono essere:

- **Aratura del fondale:** tramite un mezzo subacqueo, arando il fondale, si va a creare la trincea in cui saranno posati i cavi; la copertura della trincea si formerà spontaneamente, con il deposito di sedimenti sopra i cavi anche se con materiale roccioso questo può creare danni agli stessi che spesso sono difficili da individuare anche attraverso un'ispezione e possono diminuire la durata di vita del cavo.
Questa tecnica implica che realizzazione della trincea e posa del cavo siano fatti in due fasi diverse, comportando un aumento del tempo di posa e quindi dei costi.
- **Fresatura con asportazione di materiale:** anche in questo caso viene prima effettuata la scanalatura del fondale che va a costituire la trincea e successivamente il cavo viene posato; la ricopertura del cavo avviene in modo spontaneo con gli eventuali rischi sopra indicati.
- **Drenaggio del fondale:** si utilizzano navi apposite specializzate a dragare il fondale; successivamente il materiale asportato è utilizzato nel campo delle costruzioni.
- **Perforazione e posa:** mediante particolari mezzi tipo i ROV's è possibile scavare la trincea e allo stesso tempo posare i cavi; il materiale asportato dalla macchina durante l'operazione di perforazione viene poi ributtato sopra i cavi, contribuendo a farli sprofondare. Da un punto di vista dell'installazione questo sistema fa risparmiare molto tempo, ma chiaramente il mezzo necessario è molto costoso rispetto le tecniche precedenti. Inoltre molti committenti preferiscono utilizzare altre tecniche per non correre il rischio di rovinare il cavo durante i lavori.
- **Interramento mediante getto d'acqua (CAPJET o HYDRO PLOW):** è l'ultima procedura nata per l'insabbiamento di cavi sottomarini; viene utilizzata una macchina tipo ROV che segue il percorso dei cavi posati sul fondo e fluidifica il fondale attraverso potenti getti d'acqua, creando in tal modo la trincea dove i cavi sprofonderanno. Anche questa tecnologia consente di creare la trincea e posare i cavi allo stesso tempo, ed è la soluzione migliore per evitare possibili danni ai cavi durante i lavori.



(a)



(b)

(c)

Figure 4.13 (a),(b) e (c) – Mezzi ROV's per l'interramento dei cavi mediante getto d'acqua

Per quanto riguarda i possibili danni ai cavi possiamo individuarli in:

- **Variazione della marea in prossimità della terra:** in questa zona, in condizioni di bassa marea e con grandi trasferimenti di potenza, la sabbia che ricopre il cavo può asciugarsi provocandone il surriscaldamento. Per contrastare tale effetto è possibile aumentare la profondità di posa nel fondale oppure, dove non fosse possibile, utilizzare un cavo di sezione maggiore.
Una volta in mare raggiunta una determinata profondità tale da poter usare le apposite navi di posa, il cavo potrà essere connesso con apposite giunzioni di sezione normalmente dimensionata.
- **Variazione del fondale:** l'azione delle onde e delle correnti in un sito con una bassa coesione del materiale sabbioso del fondo marino, può causare lo spostamento di sedimenti. Mentre un loro accumulo determina un maggiore insabbiamento del cavo, con una conseguente maggior protezione, uno spostamento di sedimenti dal cavo causa erosione e sfregamento e quindi il danneggiamento della superficie. Un cambiamento dell'andamento del profilo del fondale può essere causato da moti ondosi e correnti diverse, con la formazione di dune di sabbia, le quali possono andare da qualche cm a diversi m, che nel tempo si spostano attraverso il fondale. Quindi un cavo installato in tale sito sarà soggetto ad interramenti e dissotterramenti nel corso del tempo, fonti di sfregamenti localizzati e generalizzati, piegature ed incurvamenti che introducono tensioni meccaniche e vibrazioni assenti in condizioni normali che possono portare ad una diminuzione della durata di vita del cavo o arrivare anche alla rottura per affaticamento. I metodi di protezione del cavo per questo tipo di problemi possono essere molto dispendiosi e in alcuni casi richiedono la stabilizzazione del fondale, realizzata mediante la posa di materiale roccioso sul fondo.
- **Dragaggio del fondale:** è importante che la zona di posa non sia soggetta ad attività di dragaggio. Questa è specialmente intensa nelle zone in cui l'attività edilizia è accentuata e quindi la disponibilità di sabbia è importante; altre zone di dragaggio sono quelle soggette alla pesca di molluschi e crostacei. Occorre dunque conoscere le rotte di queste imbarcazioni.
- **Calo di ancore in mare:** è possibile che in mare aperto le imbarcazioni, per motivi di emergenza o malfunzionamento dei motori o per condizioni di tempo molto avverso, gettino le ancore in modo che queste, strisciando sul fondale, rallentino il moto della nave. C'è poi la possibilità che oggetti pesanti siano calati in mare, specie in prossimità di

piattaforme *offshore*, danneggiando o seppellendo tratti di cavo. Questi imprevisti, difficilmente prevedibili, sono cause molto frequenti di danni alle linee sottomarine che per questo si costruiscono con doppia armatura.

4.5 Aspetti economici

Le condizioni climatiche durante la posa dei cavi sottomarini rappresenta una voce importante per la valutazione dei costi e dell'affidabilità del cavo. Se il prolungamento dei lavori di installazione, e quindi il loro costo, dovuto al mal tempo può essere contenuto a valori accettabili studiando il periodo migliore per la posa attraverso le previsioni meteorologiche, questo non può essere fatto durante la condizione di guasto. Nel caso peggiore di condizioni climatiche sfavorevoli con la presenza di un guasto allungano significativamente i tempi e quindi i costi. L'affidabilità delle linee di trasmissione sottomarine può essere aumentata con la posa, assieme alla linea, di cavi ausiliari di emergenza, naturalmente con un costo più elevato.

Vantaggio dei cavi sottomarini è che grazie alla presenza dell'acqua non sono soggetti a surriscaldamenti eccessivi, ed è possibile utilizzare sezioni più piccole rispetto alle applicazioni in cavo interrato, con una diminuzione del costo e del peso del cavo, ed una facilitazione per le operazioni di posa e trasporto e dunque con un'ulteriore riduzione dei costi.

Altri vantaggi riguardano l'isolamento dei cavi, infatti la pressione dell'acqua contribuisce a evitare la presenza di vacuoli tra il dielettrico, che è meno sollecitato. Una volta che il cavo raggiunge la costa è generalmente connesso a una linea aerea o a un altro cavo terrestre; il sito deciso per effettuare questa transizione dovrà essere accessibile per le operazioni di manutenzione e risultare protetto dalle onde, per cui la preparazione di questo tratto di spiaggia va ad incidere sui costi in maniera non indifferente.



Figura 4.14 – Testa alesatrice

5

Il Controllo

5.1 Evoluzione del controllo

Per il controllo dell'angolo di innesco del convertitore, è necessario sincronizzare i “firing pulse” (gli impulsi diretti ai tiristori del convertitore) generati dalla unità di trigger con la tensione alternata di alimentazione del ponte stesso. Nei primi anni 50, quando la prima linea di trasmissione in HVDC fu installata utilizzando valvole ai vapori di mercurio, le dimensioni dei terminali era relativamente piccola rispetto la potenza fornita ai convertitori dal sistema in alternata. Questo significa che il sistema di generazione degli impulsi di innesco per i tiristori, che era sincronizzato direttamente alla tensione sinusoidale della rete, creava questi impulsi in maniera relativamente stabile [30]. In ogni modo, finchè le tensioni trifasi sinusoidali del sistema AC erano usate per ottenere la sincronizzazione del sistema di firing, gli impulsi per ogni valvola del convertitore erano generati in modo indipendente l'uno dall'altro (I.P.C. - Individual Phase Control)

Nei primi anni 60, furono osservati dei problemi nella sincronizzazione degli impulsi di innesco causati dalla distorsione della forma d'onda di tensione AC, causata da instabilità armoniche [31]. Si osservò che la tensione di commutazione, durante una perturbazione del sistema, non era costante né in frequenza né in ampiezza. Ad ogni modo si fa notare che solamente la frequenza è indispensabile per ottenere una giusta sincronizzazione degli impulsi di innesco del convertitore.

In sistemi AC con potenza di corto-circuito molto elevata, si può considerare che la variazione di frequenza sia praticamente nulla o comunque accettabile per la maggior parte delle applicazioni dove i convertitori vengono impiegati.

Il problema sorge quando il convertitore deve essere connesso a reti AC deboli (con una bassa potenza di corto-circuito). In questo caso, diventa necessario progettare un sistema per la sincronizzazione degli impulsi di firing disaccoppiato dalla tensione di commutazione che può venire profondamente distorta durante le perturbazioni.

Il metodo più ovvio fu quello di utilizzare un oscillatore indipendente a 50 (o 60) Hz sincronicamente bloccato alla tensione di commutazione. Questo tipo di oscillatore fornisce il segnale di riferimento alla trigger unit durante il periodo perturbato usando il periodo dello stato stazionario per non alterare la frequenza del sistema. Il vantaggio di questo tipo di oscillatore indipendente era quello di fornire una forma d'onda sinusoidale “immunizzata” e pulita dai disturbi, ideale quindi per la sincronizzazione. Forte della sua stabilità, si potevano generare impulsi di innesco per i tiristori equidistanti l'uno dall'altro – E.F.P. (Equi-distant Firing Pulse) [32] andando ad eliminare in questo modo la generazione di armoniche non caratteristiche durante il funzionamento in regime stazionario. La formazione di armoniche non caratteristiche era una caratteristica della generazione di impulsi tramite metodo I.P.C. dove gli impulsi di firing erano accoppiati direttamente alla tensione di commutazione.

Ci sono due possibilità per implementare un oscillatore indipendente:

- 1) usare un oscillatore a frequenza costante (anche chiamato P.P.C. - Pulse Phase Control oscillator) impostato tipicamente 50 o 60 Hz. Però, dato che la tensione del sistema AC (50 Hz) tende a variare nel range di 45-55 Hz, è necessario utilizzare anche un circuito di controllo retroattivo per monitorare l'oscillazione dell'angolo di firing. Per questa tecnica, alcuni produttori utilizzano un C.C.O. - Current Control Oscillator.

Capitolo 5

- 2) Usare un'oscillatore a frequenza variabile (anche chiamato P.F.C. - Pulse Frequency Control oscillator) operante in un range di 45-55 Hz e con centro delle frequenze a 50 Hz. Che utilizza al suo interno un controllo per monitorare l'oscillazione della frequenza della rete e creare gli impulsi di firing. Per questa tecnica, alcuni produttori utilizzano un V.C.O. Voltage Controlled Oscillator.

Durante gli anni 60, l'industria passò dunque ad utilizzare questo nuovo sistema di sincronizzazione basato su un oscillatore di frequenza indipendente controllato o da una tensione o da una corrente. Entrambe le versioni, si affidano dunque ad un oscillatore controllato indipendente la cui frequenza di oscillazione è disaccoppiata dalla frequenza di alimentazione del convertitore. In questo modo quindi, si ottiene che gli impulsi di firing inviati al convertitore sono realmente equidistanti uno dall'altro in condizioni di regime stazionario.

Nel tempo, la filosofia del P.P.C. è andata sempre più in disuso ed ora nell'industria si tende ad implementare solamente il P.F.C. in varie versioni[33].

Il sistema di controllo per la generazione di impulsi equidistanti usato nei moderni impianti HVDC è concettualmente identico al sistema di controllo implementato a metà degli anni 60; sebbene molti miglioramenti siano stati fatti dal punto di vista dell'implementazione hardware come ad esempio l'introduzione del microprocessore, la filosofia del controllo in sé non è cambiata di molto.

5.2 Funzioni del controllo

Prendendo in esame un tipico DC-link a due terminali, le funzioni primarie che deve svolgere il sistema di controllo sono sostanzialmente le seguenti:

- controllare il livello di potenza interscambiata tra i due terminali;
- proteggere i componenti da eventuali sovracorrenti o sovratensioni causate da eventuali guasti;
- fare in modo di non destabilizzare il sistema AC a cui la linea HVDC è legata per qualsiasi tipo di operazione.

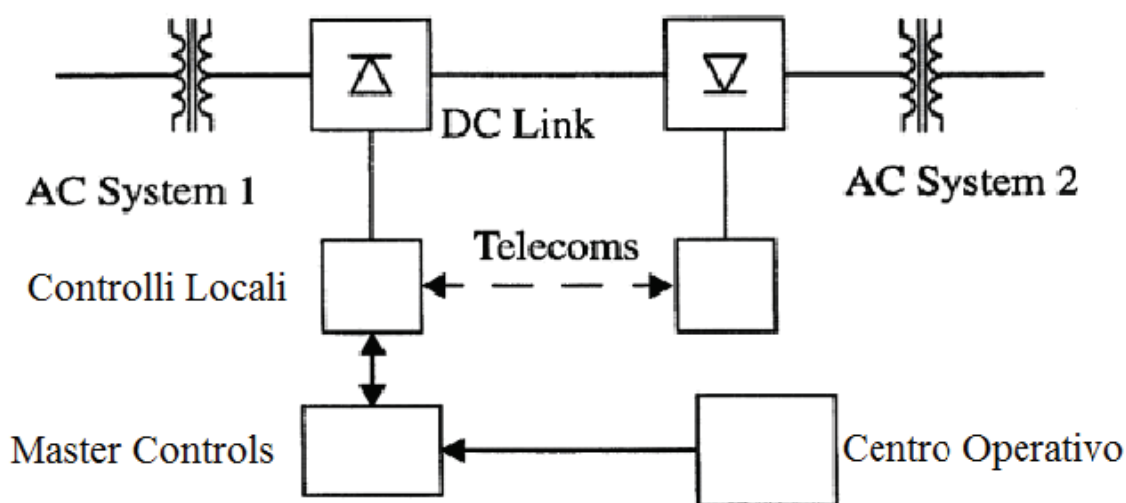


Figura 5.1 – Tipico collegamento HVDC

Entrambi i due terminali hanno il proprio sistema di controllo ed agiscono in modo coordinato nel seguente modo.

Da un centro di controllo centrale, viene inviata la richiesta di potenza ad uno dei due terminali

che si comporta come Master Controller ed ha la responsabilità di coordinare le funzioni di controllo della linea DC. Oltre alle funzioni primarie il sistema di controllo è solito svolgere altre funzioni tra le quali:

- Limitazione della massima corrente lato DC
A causa della limitata inerzia termica della valvola a tiristori, per sostenere una eventuale sovracorrente, questa dovrà essere limitata. Solitamente, il limite è poco inferiore a 1.2 p.u. per un limitato periodo di tempo.
- Massima tensione di linea
Per ridurre le perdite lungo la linea di trasmissione e per ottimizzare le valvole da utilizzare nei ponti di conversione, si vuole che la tensione di linea sia costante e mantenuta al suo livello massimo.
- Minimizzare il consumo di potenza reattiva
Questo implica che i convertitori devono lavorare con un angolo di innesco quanto possibile, basso. Tipicamente i convertitori hanno un consumo di potenza reattiva pari a circa il 50 – 60 % della loro potenza attiva in MW. Questa quantità di potenza reattiva che bisogna fornire al ponte, implica dei costi che sono pari a circa il 15% dei costi totali della stazione di conversione, con un consumo in termini di potenza persa pari a circa il 10% del totale.
- Altre funzioni
Il controllo della frequenza di un sistema AC isolato (isola) o il miglioramento della stabilità del sistema AC, sono altri tipi di compiti che possono essere eseguiti tramite il sistema di controllo di una linea HVDC .

In aggiunta alle caratteristiche desiderate sopra riportate, il controllo DC dovrà ovviamente soddisfare le esigenze dello stato stazionario e del regime dinamico del collegamento HVDC.

Prescrizioni per il regime stazionario	Prescrizioni per il regime dinamico
Limitazione delle armoniche non caratteristiche	Variazioni a gradino nella corrente DC e nella potenza inviata
Mantenimento dell'accuratezza delle variabili di controllo (ad es. corrente DC; angolo di spegnimento γ)	Start-up e transitori causati da guasti
Far fronte alle normali variazioni di impedenza del sistema AC dovute alle variazioni topologiche	Inversione del flusso di potenza
	Variazione della frequenza del sistema AC

Tabella 5.1 – *Requisiti del sistema di controllo [33]*

Capitolo 5

5.3 – Il controllo di un collegamento DC a due terminali

Una linea HVDC a due terminali è illustrata in Figura 5.2 dove sono evidenziati i funzionamenti dei due convertitori. Il collegamento in DC è rappresentato tramite una induttanza L ed una resistenza R dove i valori dell'induttanza L e della resistenza R sono comprensivi degli induttori di spianamento (“smoothing reactor”), dei cavi, etc.

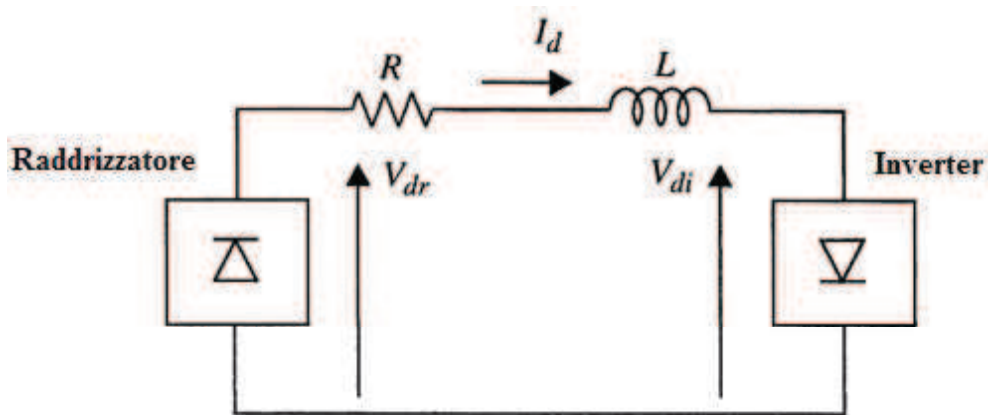


Figura 5.2 – Rappresentazione di un collegamento HVDC a due terminali

La corrente I_d del collegamento può essere espressa come :

$$I_d = (V_{dr} - V_{di}) / R \quad (5-1)$$

dove: V_{dr} – tensione lato DC del raddrizzatore
 V_{di} – tensione lato DC dell'inverter
 R – resistenza della linea DC

La potenza trasmessa invece è :

$$P_d = V_d \cdot I_d \quad (5-2)$$

Dalla teoria dei convertitori, nel caso classico in cui si utilizza un C.S.C. (Current Source Converter) la relazione tra V_d e I_d per il raddrizzatore è

$$V_{dr} = V_{dor} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (5-3)$$

e per l'inverter

$$V_{di} = V_{doi} \cos \beta + R_{ir} I_d \quad (5-4)$$

oppure, se come variabile si utilizza l'angolo γ

$$V_{di} = V_{doi} \cos \gamma - R_{ir} I_d \quad (5-5)$$

Usando le equazioni sopra, la corrente nel collegamento della linea DC – CSC, può essere espressa in due modi a seconda di quale variabile considerare per l'inverter

$$I_d = \frac{(V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \beta)}{(R + R_{cr} + R_{ci})} \quad (5-6)$$

oppure

$$I_d = \frac{(V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \gamma)}{(R + R_{cr} - R_{ci})} \quad (5-7)$$

Variazioni alla corrente I_d dunque possono essere causate da diversi fattori:

1. variazione dell'angolo α lato raddrizzatore. Grazie al controllo attuato dall'elettronica, la sua variazione è veloce e si verifica nell'arco di un 8 – 10 ms;
2. variazione dell'angolo β lato inverter. Anche questa variazione è piuttosto veloce e si completa in pochi milli-secondi;
3. variazione della tensione alternata lato raddrizzatore per effetto del tap-changer (variante sotto carico) sul trasformatore di conversione. Questo processo è più lento rispetto ai precedenti e solitamente impiega alcune centinaia di milli-secondi;
4. variazione della tensione alternata lato inverter per effetto del tap-changer (variante sotto carico) sul trasformatore di conversione. Questo processo è più lento rispetto ai precedenti e solitamente impiega alcune centinaia di milli-secondi.

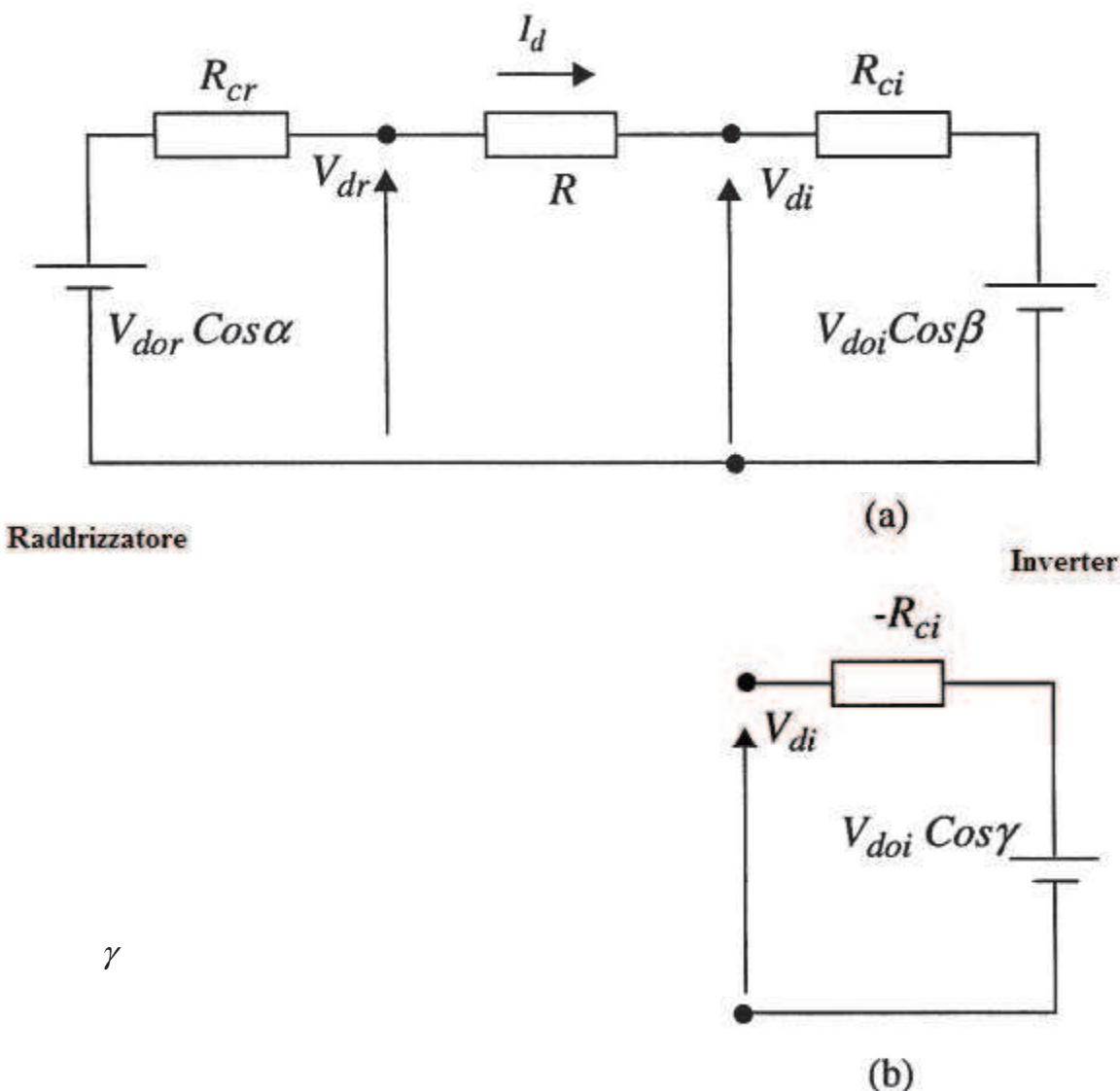


Figura 5.3 – Circuito equivalente rete HVDC con (a) inverter in modalità β control (b) inverter in modalità γ control

Capitolo 5

La scelta della strategia di controllo è fatta per poter avere un sistema stabile con dei tempi di risposta brevi e per minimizzare la generazione di armoniche, il consumo di potenza reattiva e le perdite di potenza lungo la linea di trasmissione.

Le tre caratteristiche di controllo sono rappresentate nel piano $V_d - I_d$ da linee rette, come si può vedere dalla Figura 5.4. E' da notare che l'equazione (5-4), che rappresenta la tensione in funzione di β ha una pendenza positiva, mentre la (5-5), tensione in funzione di γ , ha un andamento negativo.

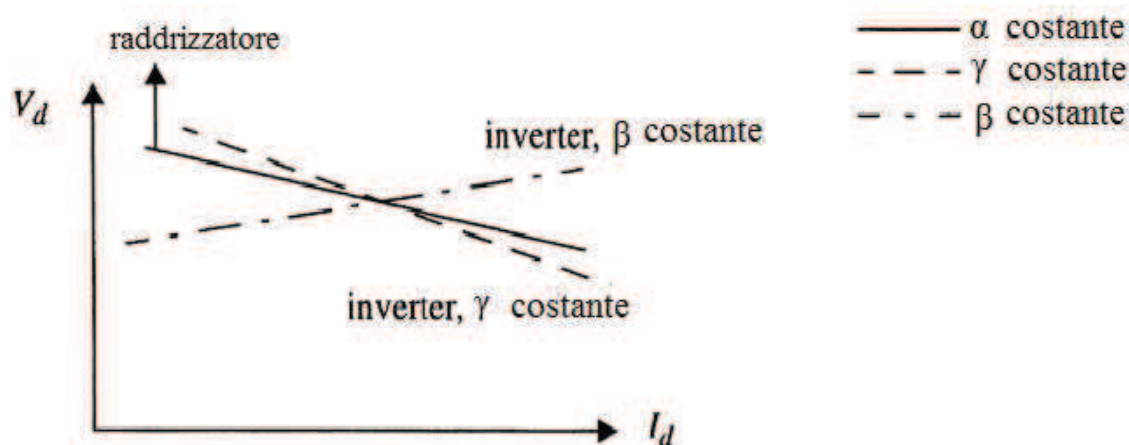


Figura 5.4 – Rappresentazione della strategia di controllo

La scelta della strategia di controllo [33] per un tipico collegamento HVDC a due terminali è fatta in accordo con la seguente tabella:

Condizione	Caratteristiche volute	Obiettivo	Strategia di controllo
1	Limitazione della massima corrente lato DC	Protezione delle valvole	Controllo a corrente costante lato raddrizzatore
2	Lavorare alla massima tensione DC	Riduzione delle perdite di trasmissione	Controllo a tensione costante lato inverter
3	Riduzione l'incidenza di una fallita commutazione	Maggior stabilità al sistema	Controllo tramite il minimo angolo di spegnimento lato inverter
4	Riduzione della potenza reattiva assorbita dai convertitori	Regolazione di tensione e convenienza economica	Usare il minimo angolo di innesco per i convertitori

Tabella 5.2 – Scelta della strategia di controllo per collegamento HVDC a doppio terminale

La condizione numero 1 implica l'uso, lato raddrizzatore, del controllo a corrente costante mentre la condizione numero 3 implica l'uso, lato inverter, del controllo tramite angolo di spegnimento costante (minimo) – detto C.E.A. control mode (Constant Extinction Angle). Le altre strategie di controllo possono essere utilizzate per migliorare la trasmissione di potenza in diversi tipi di situazione.

5.4 Controllo del margine di corrente

Questa tipologia di controllo, chiamata anche “Current Margin Control” è il tipo di strategia maggiormente utilizzato per il controllo di linee HVDC a due terminali. Tale metodo va ad operare in una zona ben definita del sistema DC con funzioni chiare per entrambi i terminali. Inoltre incorpora misure relative alla protezione per il collegamento stesso.

5.4.1 Funzionamento da raddrizzatore

La caratteristica di regolazione statica per il convertitore è mostrata in Figura 5.5

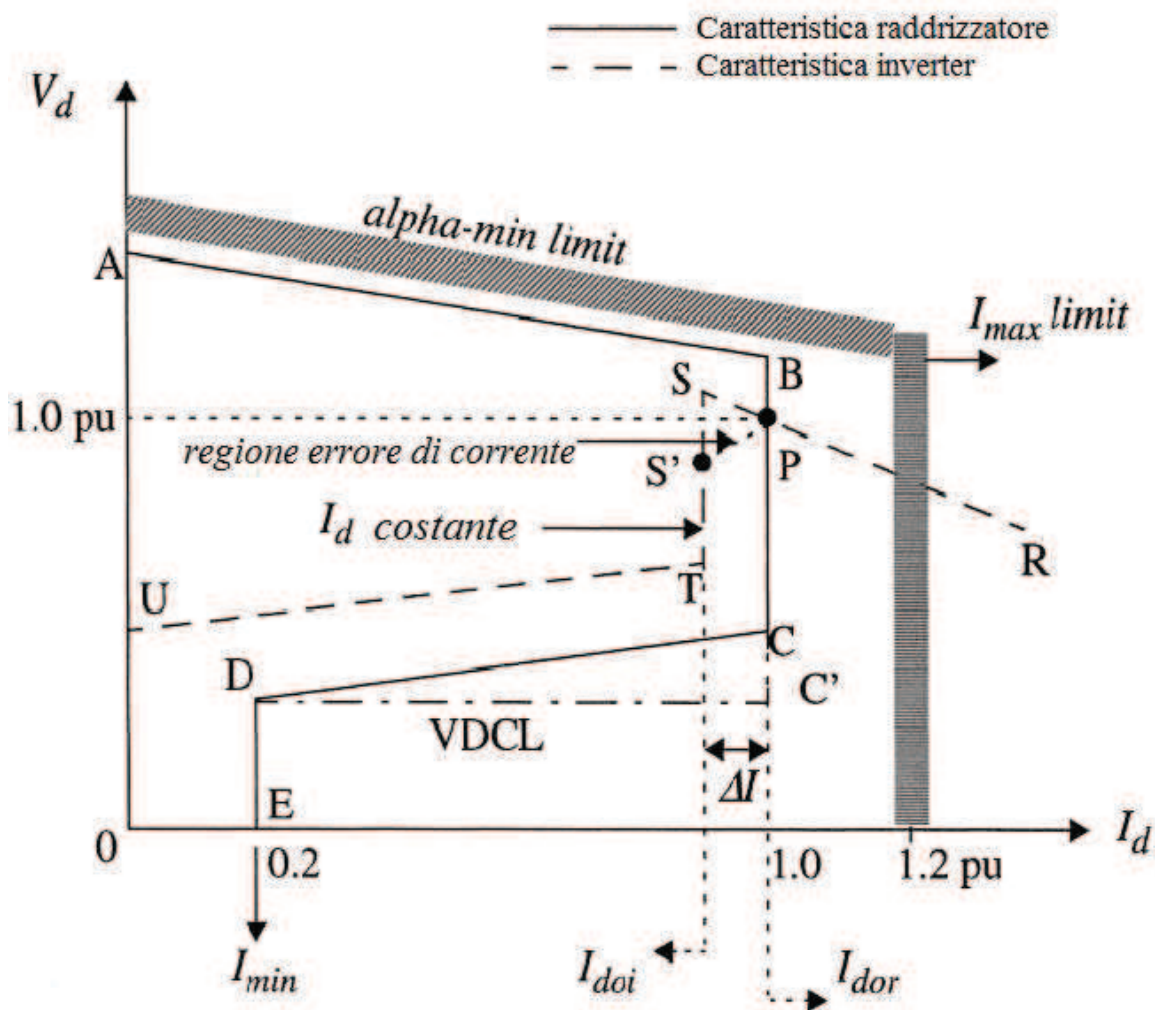


Figura 5.5 – Caratteristica statica di controllo per il convertitore

Dalla figura possiamo individuare diverse zone di funzionamento riferite ai due tipi di funzionamento del convertitore

1. Caratteristica ad Alpha minimo

Dalla teoria dei convertitori si può vedere che

$$V_d = V_{dor} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (5-8)$$

Capitolo 5

$$\text{dove } R = \frac{3}{\pi} \omega L_{cr}$$

L'equazione (5-8) descrive la linea AB del piano V_d-I_d della Figura 5.5 riferita al comportamento a regime. La pendenza della caratteristica è definita dalla resistenza di commutazione equivalente R_{cr} . Bassi valori di R_{cr} implicano un sistema AC forte (potenza di corto-circuito elevata) e la caratteristica diverrebbe pressoché orizzontale. L'incrocio della caratteristica con l'asse delle ordinate è pari al valore $V_{dor} \cdot \cos \alpha$ quando la corrente lato DC è nulla. Il limite massimo della tensione è determinato dalla condizione di $\alpha = 0$ deg. corrispondente alla situazione in cui il ponte di conversione si comporta come un ponte a diodi. Nella realtà, il minimo valore che assume α è limitato e pari a circa $2^\circ - 5^\circ$. Questo è fatto per assicurare che le valvole del convertitore abbiano una tensione positiva sufficientemente elevata per tornare in conduzione.

2. Caratteristica a corrente I_d costante

Le valvole del convertitore hanno una limitata inerzia termica, di conseguenza non sono in grado di sopportare una corrente molto maggiore della loro corrente nominale per lunghi periodi di tempo. Solitamente, un limite massimo di $I_d = 1.2$ p.u. è specificato come limite superiore che la valvola può supportare. La caratteristica a corrente costante è rappresentata dalla linea BC.

3. VDCL

Il Voltage Dependent Current Limit è una limitazione imposta dalla capacità del sistema AC di sostenere il flusso di potenza della linea in continua nel caso in cui la tensione di alimentazione dei convertitori dovesse abbassarsi a causa di qualche perturbazione nel sistema AC. Il tratto nella Figura 5.5 è indicato dalle lettere CD; in alcune applicazioni la caratteristica del VDCL non ha alcun tipo di pendenza ma è presa di tipo orizzontale C'D.

4. Minima corrente I_{min}

Questa limitazione solitamente è imposta per mantenere una corrente lato DC sufficientemente alta nelle valvole per evitare il funzionamento di tipo discontinuo che può portare a pericolosi transitori di tensione. Valori tipici di sono I_{min} tra 0,2 e 0,3 p.u.

5.4.2 Funzionamento da inverter

Le diverse zone di funzionamento come inverter sono le seguenti

1. Caratteristica a Gamma minimo

L'equazione (5-9) definisce la caratteristica dell'inverter nel piano V_d-I_d . Sebbene ci siano due possibilità di rappresentazione, l'opzione del minimo angolo di spegnimento è generalmente quella più utilizzata.

Nella Figura 5.5 la linea SR definisce la modalità di controllo detta C.E.A. - Constant Extinction Angle (γ costante). La pendenza di questa caratteristica è generalmente più pronunciata rispetto la corrispettiva del lato raddrizzatore.

$$V_d = V_{doi} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (5-9)$$

$$\text{dove } R = \frac{3}{\pi} \omega L_{ci}$$

2. Caratteristica a corrente costante

Il tratto ST descrive la caratteristica a corrente costante lato inverter mentre il punto di lavoro del collegamento HVDC è definito dal punto P – intersezione tra la caratteristica del raddrizzatore e dell'inverter. Per avere un unico punto di lavoro, viene definito un margine di corrente pari a circa $\Delta I_d = 0.1 \text{ p.u.}$ per il riferimento di corrente dell'inverter, rispetto al riferimento di corrente del raddrizzatore.

Tuttavia la corrente domandata dall'inverter è solitamente inferiore rispetto all'ordine di corrente lato raddrizzatore anche senza l'utilizzo del margine ΔI .

3. Alpha minimo lato inverter

La linea TU definisce questa caratteristica. Solitamente il valore minimo dell'angolo è di $100^\circ - 110^\circ$. Questa limitazione è richiesta per evitare qualsiasi escursione, anche transitoria, dell'inverter nella zona di operatività del raddrizzatore. Inoltre, il valore di $100^\circ - 110^\circ$ gradi assicura una minima tensione DC all'inverter durante la fase di start-up della linea DC, quando la corrente è ancora nulla.

4. Regione ΔI

Una modifica alla caratteristica dell'inverter è spesso effettuata (linea PS' di Figura 5.5) per evitare instabilità causate da diversi possibili punti di lavoro che potrebbero crearsi quando al lato inverter fosse presente una rete AC debole.

Le modifiche alla caratteristica sono illustrate in Figura 5.6a e 5.6b. Per semplicità la caratteristica del VDCL è stata rimossa.

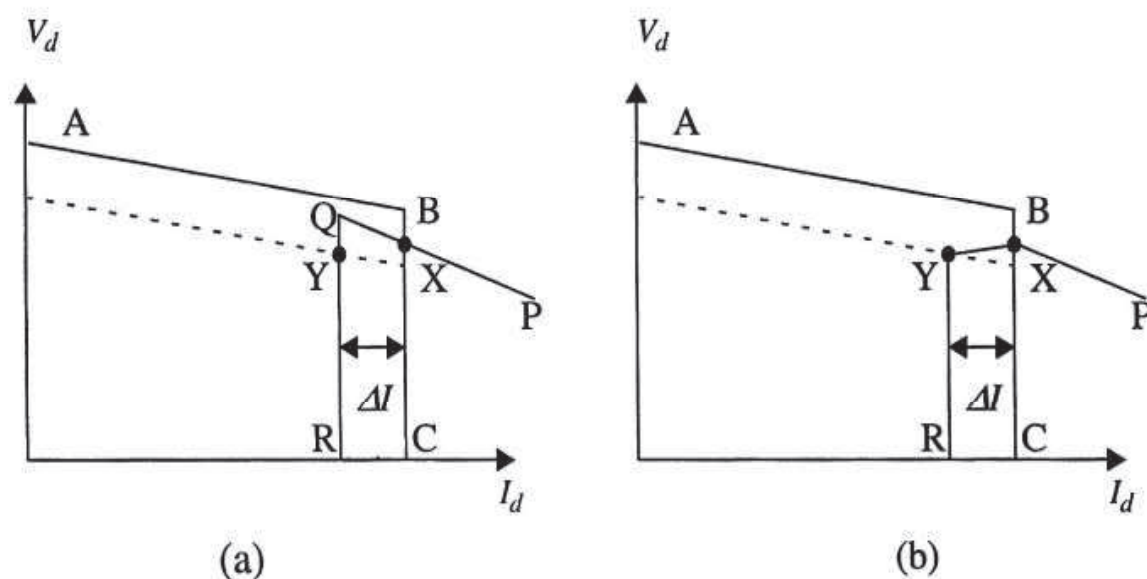


Figura 5.6 – Caratteristica statica V_d-I_d per un collegamento a due terminali; (a) non modificato – (b) modificato

La caratteristica del raddrizzatore è composta da due tipi di controllo: alpha minimo (linea AB) e corrente costante (linea BC). Nella modalità a corrente costante, viene regolato l'angolo di innesco α e quindi la tensione raddrizzata, in modo da mantenere il valore desiderato di corrente. Viene utilizzato inoltre il controllo del commutatore a prese del trasformatore di conversione al fine di mantenere α in un intervallo attorno al valore nominale in modo da minimizzare l'assorbimento di potenza reattiva. Tipicamente l'angolo α nominale è compreso tra 10° e 20° .

Capitolo 5

L'impostazione della modalità di controllo del minimo angolo α è determinata dalla capacità delle valvole di operare con angoli di innesco molto piccoli. Tuttavia, dato che una minima tensione positiva deve esserci per assicurare una corretta commutazione, l'angolo di innesco minimo normalmente è limitato a $2^\circ - 5^\circ$ gradi.

Anche la caratteristica dell'inverter è composta da due tratti: gamma minimo (linea PQ) e corrente costante (linea QR).

All'inverter spetta il compito della regolazione della tensione DC mediante il controllo dedicato che può essere basato sulla regolazione dell'angolo di margine di spegnimento γ (C.E.A. – constant extinction angle) o sulla regolazione della posizione del variatore sotto carico del trasformatore di conversione. Nella modalità C.E.A. viene operato un compromesso fra un basso rischio di fallimento della commutazione (γ ampio) e un basso assorbimento di potenza reattiva (γ ridotto); indicativamente γ è tenuto a $15^\circ - 20^\circ$ gradi [34]. La regolazione dell'angolo di spegnimento γ e del regolatore sotto carico consentono di controllare la tensione DC mantenendo l'assorbimento di potenza reattiva dalla rete entro valori contenuti.

All'inverter è operativo anche il controllo della corrente ma la corrente richiesta, I_{di} , è solitamente minore della corrente richiesta dal raddrizzatore, I_{dr} , e tale differenza ΔI si aggira intorno ai 0.1 p.u. Il valore del ΔI è scelto sufficientemente elevato per fare in modo che le caratteristiche a corrente costante di inverter e raddrizzatore non vengano ad interagire a causa di qualche corrente armonica.

Il punto di lavoro del DC-link è definito dall'intersezione delle caratteristiche di lavoro di raddrizzatore ed inverter (punto X di Figura 5.6).

In generale comunque gli anelli di controllo sono egualmente implementati nelle due stazioni per consentire la bidirezionalità del flusso di potenza del collegamento.

Il vantaggio di questa strategia di controllo diventa evidente quando la tensione lato AC raddrizzatore diminuisce forzando la linea AB a scendere. Come sopra accennato, il normale funzionamento prevede che il raddrizzatore controlli la corrente DC mentre l'inverter regola la tensione DC. Se la tensione di rete diminuisce, l'angolo di innesco viene ridotto per mantenere la tensione raddrizzata al valore desiderato. Quando α raggiunge il limite minimo consentito, il raddrizzatore commuta alla modalità controllo su α limite e l'inverter prende a funzionare con controllo di corrente. Il raddrizzatore infatti mantiene la corrente costante variando l'angolo di innesco α (C.C. – current control) ma quando α raggiunge il valore limite minimo non è possibile aumentare ulteriormente la tensione raddrizzata e il raddrizzatore passa alla modalità di angolo di innesco costante (CIA). Questo muove il punto di lavoro da X a Y e permette di mantenere la corrente e dunque la potenza nel range di 0.9 – 0.95 p.u.

Questo tipo di strategia di controllo solitamente impiega ulteriori modifiche per migliorare il comportamento del sistema durante l'insorgere di disturbi.

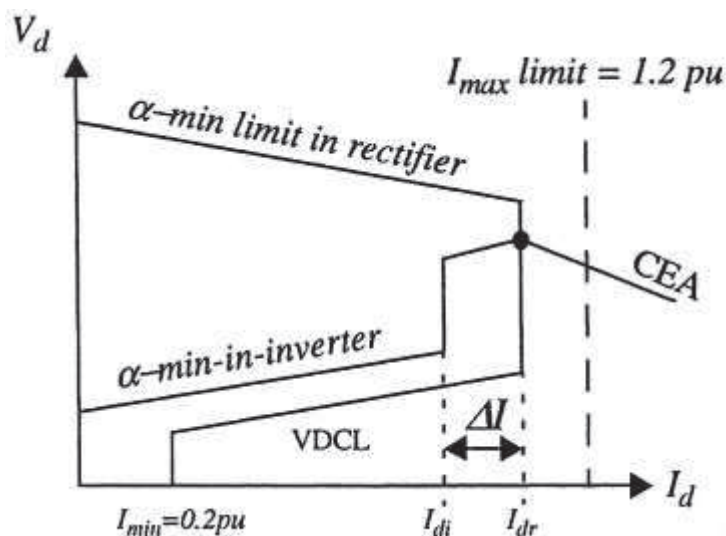


Figura 5.7 – Caratteristica statica V_d - I_d completa per un sistema HVDC a due terminali

Al raddrizzatore possiamo avere:

1. V.D.C.L. – Voltage Dependent Current Limit
Questa modifica è fatta per limitare la corrente DC in funzione della tensione DC o anche della tensione della rete AC ed è utile nel caso di ripristino veloce del sistema HVDC dopo un guasto. Esistono diversi tipi di V.D.C.L.; il più semplice consiste nell'utilizzare un valore fisso e dunque una retta, in sostituzione della linea inclinata di figura 5.7
2. Limite minimo di corrente I_d
Questa limitazione, tipicamente compresa in 0.2 - 0.3 p.u., serve ad assicurare una corrente DC minima per escludere la possibilità di una interruzione della corrente in linea causata da un abbassamento della corrente della valvola sotto il livello di hold-on dei tiristori. Tale eventualità può verificarsi transitoriamente a causa delle armoniche di corrente derivanti ad esempio da bassi valori di corrente lato DC che causerebbe elevate sovratensioni alla valvola. Il valore della minima corrente I_d è influenzato dalla taglia dell'induttanza di spianamento utilizzata al lato DC.

All'inverter possiamo invece avere:

1. Limite minimo dell'angolo di innesco
All'inverter non deve essere permesso di andare ad operare in modo non controllato, nella regione del raddrizzatore. Per farlo, si impone un angolo di firing minimo, di circa $100^\circ - 110^\circ$ gradi, al di sotto del quale il regolatore non può andare.
2. Current Error Region
Quando l'inverter è connesso ad una rete AC debole, l'inclinazione della caratteristica di controllo della C.E.A., è alquanto ripida e può determinare l'instaurarsi di più punti di lavoro possibili. Per escludere questa possibilità, la caratterista di controllo C.E.A. lato inverter solitamente viene modificata in una caratteristica a β costante oppure in una caratteristica a tensione costante all'interno della current error region.

Capitolo 5

5.5 Controllo di corrente, lato raddrizzatore

Il controllo di corrente solitamente usato al raddrizzatore è mostrato in Figura 5.8. Una misurazione della corrente DC è confrontata con il valore di riferimento I_o . L'errore di corrente risultante, I_e , è inviato al regolatore di tipo P.I. L'uscita del regolatore è il segnale di riferimento per l'angolo di innesco α , detto α_o , che va a controllare la frequenza di uscita del V.C.O. (Voltage Controlled Oscillator). Con la condizione limite di $\alpha = 0$, la frequenza di uscita del V.C.O. è costante a 300 Hz (se la rete AC funziona a 50 Hz; 360 Hz se la rete AC funziona a 60 Hz) ed è impostata dalla tensione di riferimento U_{ref} che potrebbe essere una tensione proporzionale ad una misura della frequenza del sistema AC. In questo modo ogni piccola variazione della frequenza del sistema AC può essere compensata, se richiesto. La somma di α_o e U_{ref} è inviata al V.C.O. che comprende un integratore resettabile e un comparatore. L'ingresso dell'integratore è selezionato per essere pari a $12 \times 50 = 600$ (se operiamo con reti a 50 Hz). L'output del comparatore sono una serie di impulsi a 300 Hz, pari a 6 volte la frequenza fondamentale. Il Ring-Counter dunque deriva uno ad uno gli impulsi di firing per il convertitore a 6 impulsi dall'output del comparatore.

La frequenza del VCO, come detto precedentemente, è pari a sei volte la frequenza fondamentale della rete AC a cui è collegato il convertitore, tuttavia la frequenza del VCO è totalmente indipendente dalla frequenza della rete AC; in questo modo è immune da eventuali piccole oscillazioni che possono verificarsi nel sistema AC. Il V.C.O. può operare su un certo range di frequenze pari a $f_o \pm \Delta f$ dove Δf è pari a $(f_{max} - f_{min})$. Tipicamente f_{max} è pari a $1.2 * f_o$ e f_{min} è pari a $0.8 * f_o$; le frequenze f_{max} e f_{min} rappresentano il limite superiore ed inferiore per il quale il VCO riesce a lavorare.

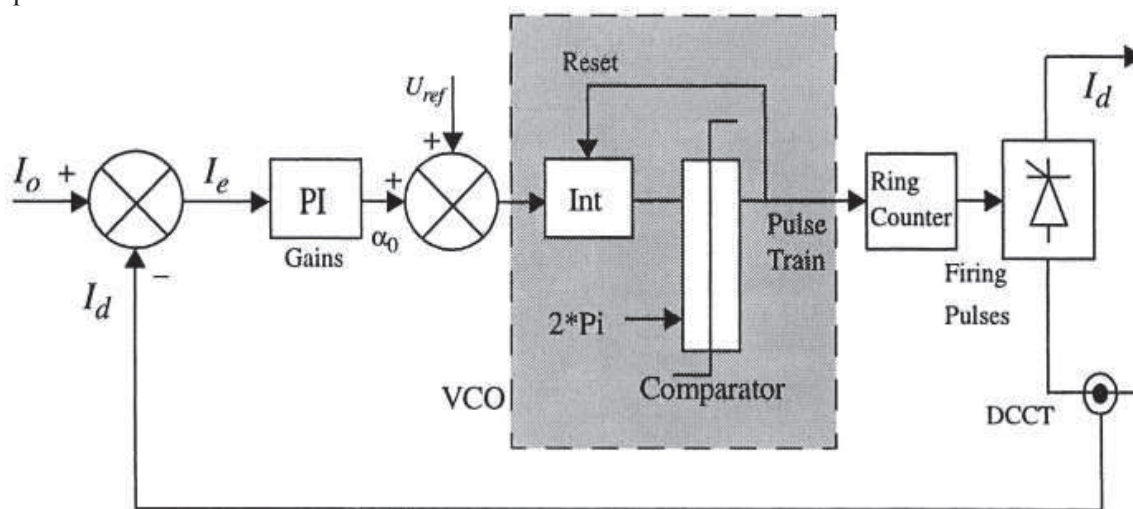


Figura 5.8 – Controllo di corrente lato raddrizzatore

Il metodo per la sincronizzazione della frequenza (indipendente) di uscita del V.C.O. al sistema AC è fornita dal sistema di controllo a retroazione negativa della corrente. Qualsiasi cambiamento del segnale di errore della corrente dal valore zero, provoca una accelerazione (o una decelerazione) del V.C.O. per mantenere il sincronismo con la frequenza del sistema AC. A causa di questo tipo di comportamento, il VCO è anche conosciuto come P.L.O. – Phase Locked Oscillator [35].

Nel funzionamento da inverter, il segnale di sincronizzazione è fornito dal sistema di controllo a retroazione negativa necessario a controllare l'angolo di spegnimento γ .

5.6 Controllo dell'angolo di spegnimento γ , lato inverter

Per il controllo dell'angolo di spegnimento, si utilizza una tecnica simile al controllo di corrente lato raddrizzatore. Tuttavia, l'approccio può risultare complicato a causa della determinazione dell'angolo γ . Per la sua rilevazione, un metodo diretto sarebbe quello di misurare la tensione sulla valvola -V.V. (Valve Voltage) – e gamma potrebbe ricavarsi dal periodo di tempo in cui V.V. rimane negativa. Questo tipo di misura però può non essere sempre applicabile ed ha peraltro costi particolarmente elevati dato che essendoci 6 o 12 valvole per convertitore, sarebbe necessario ottenere il valore minimo di gamma per tutte le valvole. Di conseguenza la tendenza è quella di utilizzare metodi di misurazione di tipo indiretto o metodi predittivi.

5.6.1 Misura diretta dell'angolo γ – Approccio [35]

Uno dei metodi possibili, utilizza per la determinazione del valore dell'angolo di commutazione μ , l'istante di firing della valvola in spegnimento e il passaggio di corrente della valvola per lo zero (Figure 5.9 e 5.10). Il passaggio per lo zero della tensione di commutazione AC che sta tornando ad essere positiva, determina la fine del tempo occupato dall'angolo γ .

Quindi, l'angolo di accensione β può essere calcolato dalla conoscenza del tempo che intercorre dall'invio del segnale di firing alla valvola in spegnimento, al momento dell'inversione della tensione di commutazione della valvola (quando la tensione diventa positiva), da cui $\beta = 180 - (\mu + \gamma)$

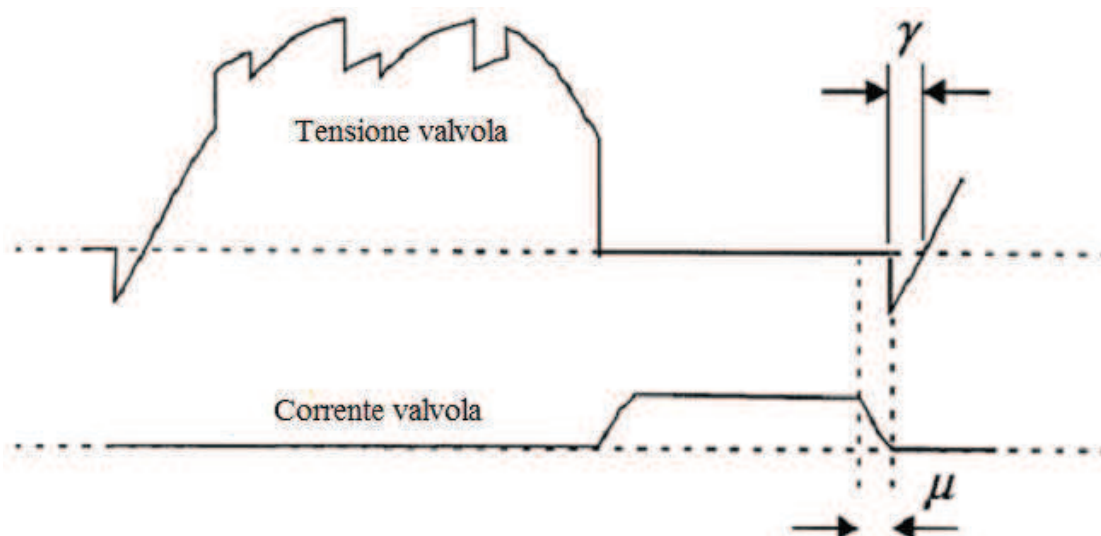


Figura 5.9 – Misura dell'angolo γ – approccio

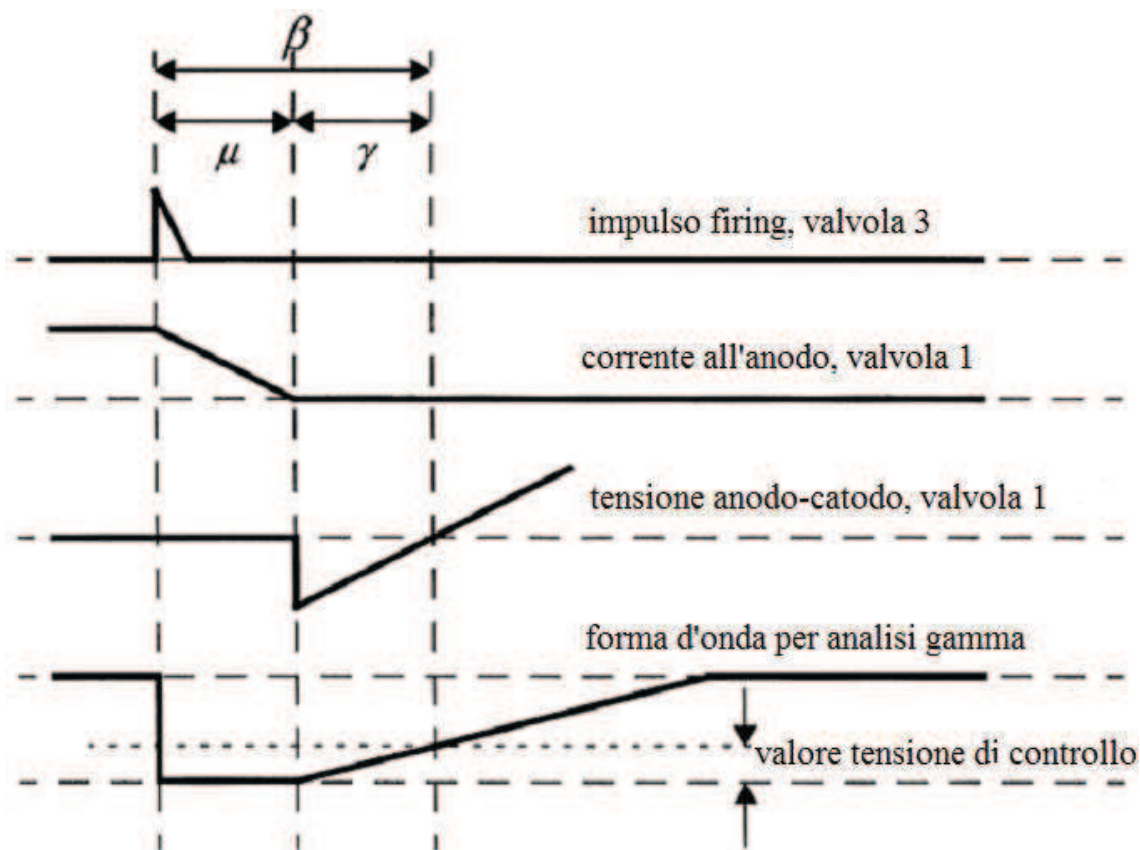


Figura 5.10 – Misura dell'angolo γ – approccio

5.6.2 Previsione dell'angolo γ – Approccio 2 [36]

Con questo metodo si va a prevedere l'area delineata dalla tensione di commutazione dopo che la commutazione è avvenuta e si fa in modo che sia mantenuta sufficientemente larga in modo tale da assicurarsi una corretta commutazione. La previsione è di per sé frutto di approssimazioni ma può essere resa più precisa tramite un controllo in retroazione per la misurazione dell'errore. La scelta dell'area delimitata dalla tensione di commutazione e dal tempo, è giustificata dal fatto che la commutazione di una valvola è funzione delle rimanenti aeree di commutazione e non solo del proprio tempo di commutazione.

L'algoritmo di previsione calcola in modo continuo (tramite approssimazione triangolare) a partire dall'istante di innesco della valvola, l'area tensione-tempo rimanente. Dato che la previsione è comune per tutte le sei valvole del convertitore, si lavora per un periodo di 60° per valvola. La Figura 5.11 mostra quanto detto sopra per la tensione di commutazione U_{sr} relativa a 3 valvole del convertitore.

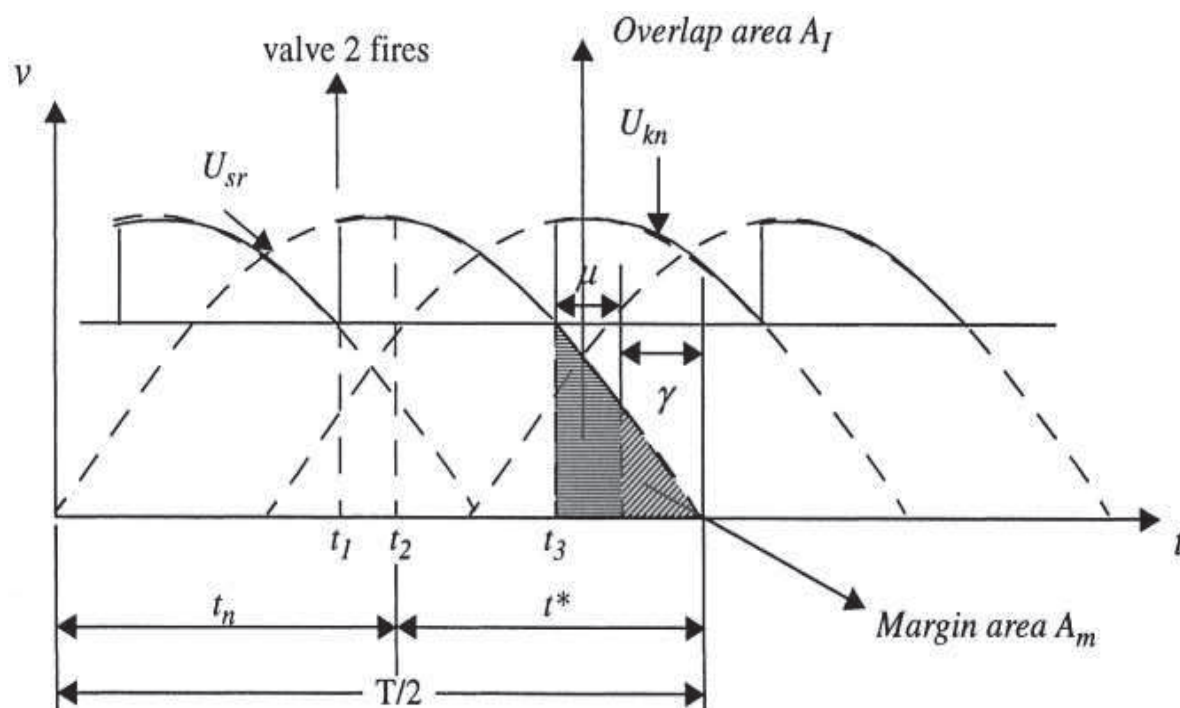


Figura 5.11 – Previsione dell'angolo γ

All'istante t_1 , arriva il segnale di firing alla valvola 2 e un selettore dedicato connette la tensione U_{sr} al circuito logico predittivo. Se il segnale di firing fosse arrivato al tempo t_2 la rimanente area delimitata dalla tensione, alla fine della commutazione sarebbe pari a

$$A_m(t_2) = \int_{(t-t_2)}^{T/2} (U_{sr} \sin \omega t) dt - (kI_d) \quad (5-10)$$

Il termine kI_d nell'equazione 5-10 è per mettere in evidenza che l'area data dall'angolo μ che si sovrappone, è direttamente proporzionale alla corrente I_d . L'integrale si può approssimare con un'area di tipo triangolare

$$A_p(t_2) = \frac{U_{kn}(t) \cdot t^*(t_2)}{2} \quad (5-11)$$

dove t^* è il tempo rimanente previsto per il successivo attraversamento per lo zero della tensione di commutazione; il t^* è calcolato come differenza tra la misura di $T/2$ e il periodo t_n , ovvero $t^* = T/2 - t_n$.

Il periodo t_n inizia dal precedente passaggio per lo zero da parte della tensione di commutazione U_{sr} (Figura 5.11).

La tensione t_n è generata in un apparato di tipo trifase dal quale la fase è selezionata ad ogni istante di firing e connessa al circuito predittivo di controllo. Questo è illustrato in Figura 5.12 dove la linea a dente di sega di spessore maggiore rappresenta la tensione desiderata.

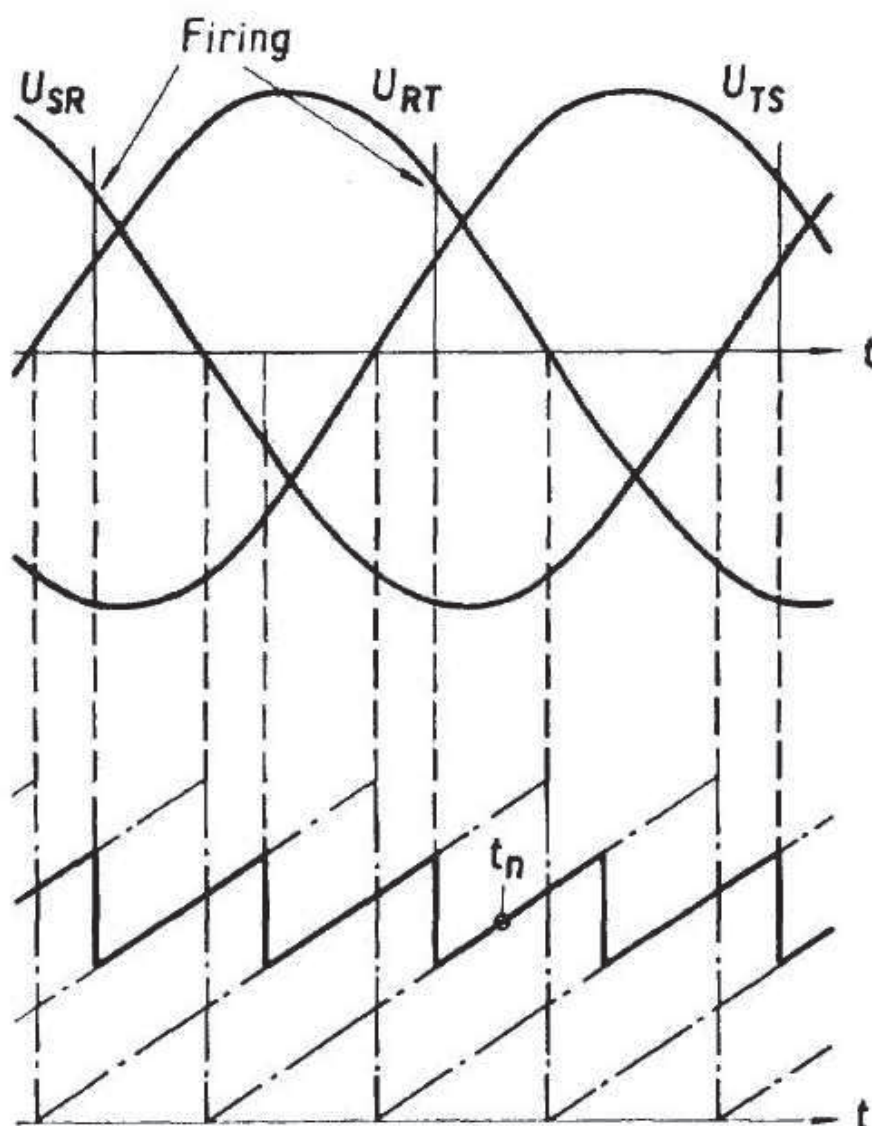


Figura 5.12 – Previsione dell'angolo γ

L'algoritmo di previsione usa la seguente relazione

$$A_{m_pred}(t) = U_{kn}(t) \cdot t^*(t) - kI_d \quad (5-12)$$

Tale metodo (approssimato) di previsione fornisce buoni risultati soprattutto per bassi valori di corrente lato DC e con tensioni di commutazione di tipo sinusoidale. Tuttavia, con valori di corrente DC elevati, elevati ritardi dovuti alla commutazione (μ elevati) o con tensioni di commutazione fortemente distorte dalle armoniche, l'errore diventa significativo e dunque diviene necessario ricorrere ad un controllo in retroazione. Per farlo, il valore effettivo di gamma del ciclo k+1 viene sottratto col valore di gamma stimato al k-esimo ciclo. L'errore di previsione dunque è definito come

$$\Delta A = A_{m_pred} - A_{m_real} \quad (5-13)$$

dove A_{m_pred} è il margine attuale al ciclo k+1. Dopo l'opportuno filtraggio, ΔA è usato per correggere il segnale di riferimento e creare la previsione di gamma del ciclo k+1 che sarà confrontato col valore effettivo di gamma del ciclo k+2.

L'espressione completa per la condizione di firing è definita da

$$(A_{m_pred})_k = A_{m_ref} + (\Delta A)_{k-1} \quad (5-14)$$

dove l'indice k indica il ciclo k -esimo e l'indice $(k-1)$ il corrispondente punto al ciclo precedente.

Il processo di previsione, senza opportune ulteriori modifiche, si applica alle singole fasi. Ogni valvola dunque dovrebbe operare con la condizioni di area A_m minima. Per non creare squilibri nel sistema è opportuno utilizzare un controllo che sincronizzi gli istanti di innesco delle valvole in modo tale che quando una valvola è innescata sotto la condizione di minimo angolo di spegnimento, le altre 5 valvole siano coordinate e dunque innescate con impulsi equidistanti generati dal V.C.O.

Dunque, una volta misurati gli angoli di spegnimento di tutte le valvole del convertitore, viene selezionato l'angolo minore - γ_{min} - il quale viene confrontato col valore desiderato per generare il segnale di errore da inviare al regolatore P.I. Il segnale di errore dell'angolo di spegnimento viene poi usato in maniera simile al segnale di errore di corrente utilizzato nel controllo di corrente lato raddrizzatore, per generare gli impulsi di innesco del convertitore.

5.7 Gerarchie del controllo

Il terminale di collegamento di uno dei poli della linea DC è illustrato in Figura 5.13a. Per una migliore analisi del controllo (Figura 5.13b), il terminale può essere diviso in più sottoparti funzionali ovvero

- Il bipolo comprendente il polo positivo e negativo del collegamento
- Ogni polo può essere a sua volta diviso in base al collegamento del secondario del trasformatore, in due parti: il gruppo a stella (star valve group) e il gruppo a triangolo (delta valve group).
- Ogni gruppo valvola è infine formato da un convertitore a sei impulsi.

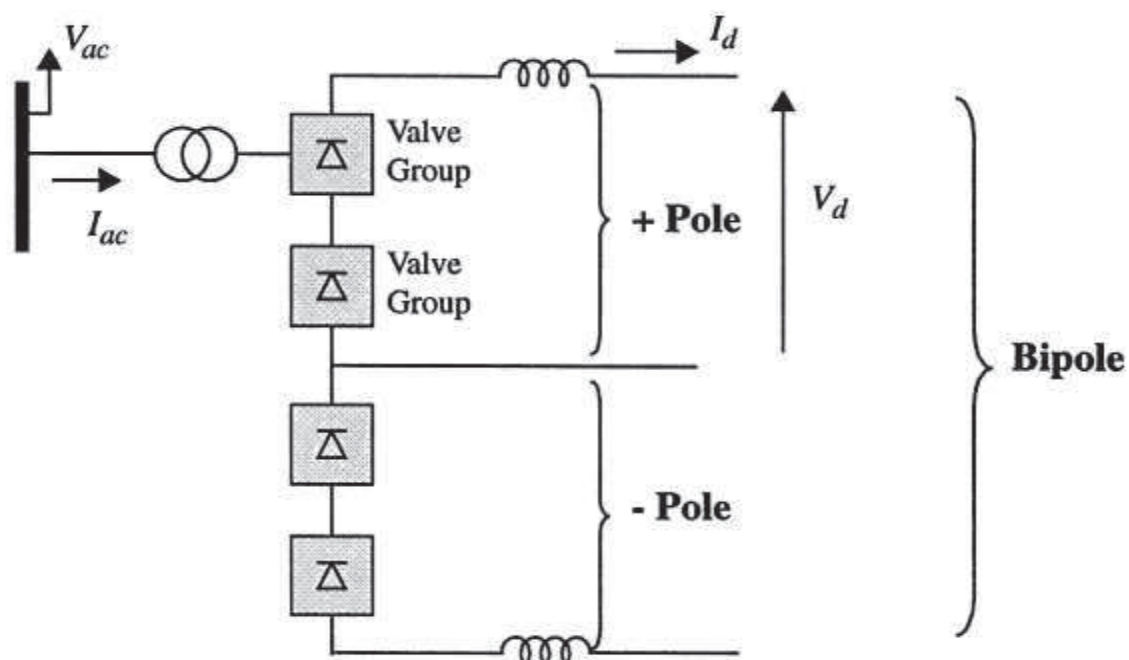


Figura 5.13a – Terminale linea HVDC bipolare

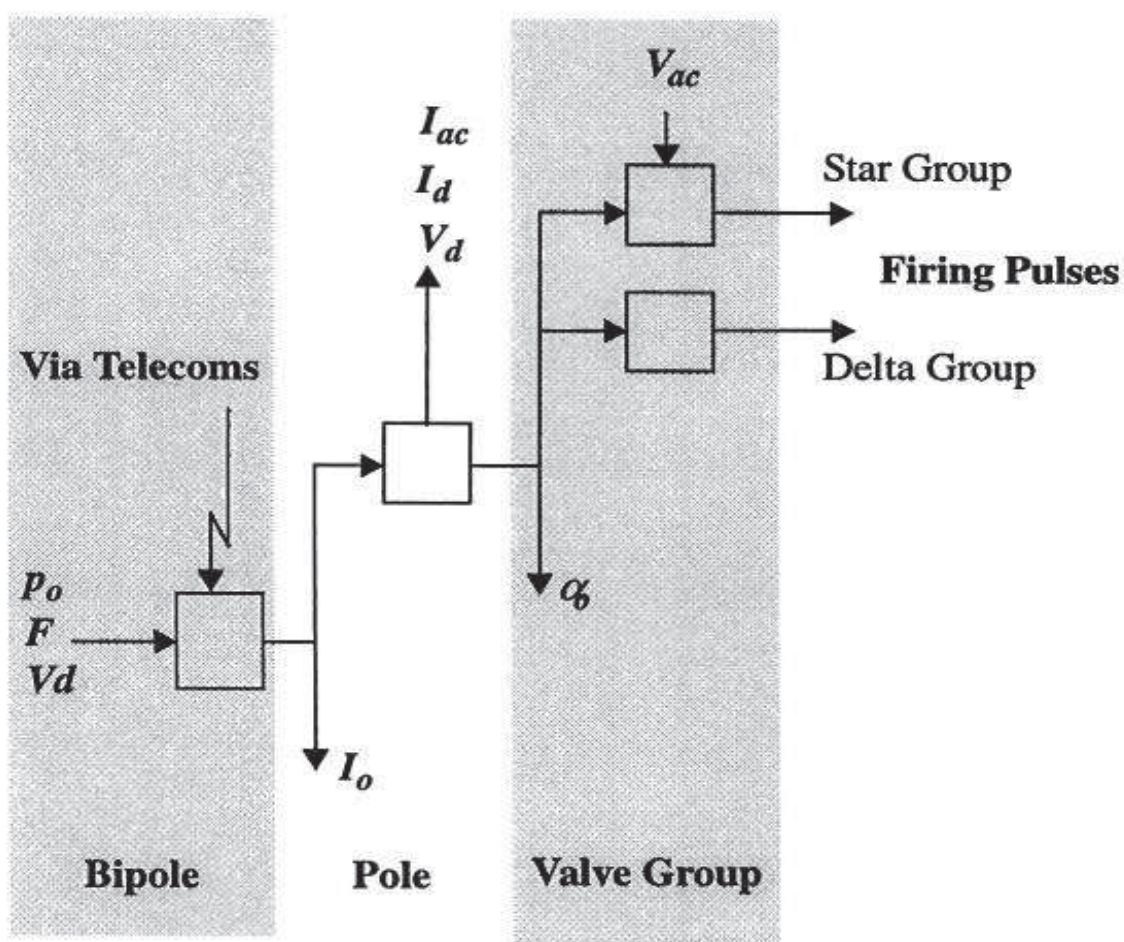


Figura 5.13b – Terminale linea HVDC bipolare – Gerarchia del controllo

5.7.1 Controllo del bipolo

Il controllo del bipolo solitamente riceve l'ordine di potenza $-P_o$ dalla centrale operativa. Tale ordine viene fatto passare attraverso un altro tipo di controllo per eventualmente aumentare o diminuire la potenza P_o per preservare il sistema da improvvisi cambi della potenza richiesta. Un modulatore supplementare del segnale di potenza ΔP_o può essere utilizzato se richiesto. Limiti alla massima e minima potenza $-P_{max}$ e P_{min} sono imposti. In ultimo, la richiesta di potenza è divisa per la tensione DC misurata, per ricavare l'ordine di corrente I_o da inviare ai controllori dei due poli. Per questo tipo di controllo, nella fase di avviamento del sistema, quando la tensione lato DC è nulla (o prossima allo zero) è necessario un circuito di polarizzazione per evitare problemi derivanti da una eventuale divisione per una funzione nulla. L'uscita del controllore, è il valore di I_o (limitato) che viene sottoposto alla ulteriore azione di limitazione attuata dal V.D.C.L. (Voltage Dependent Current Limit).

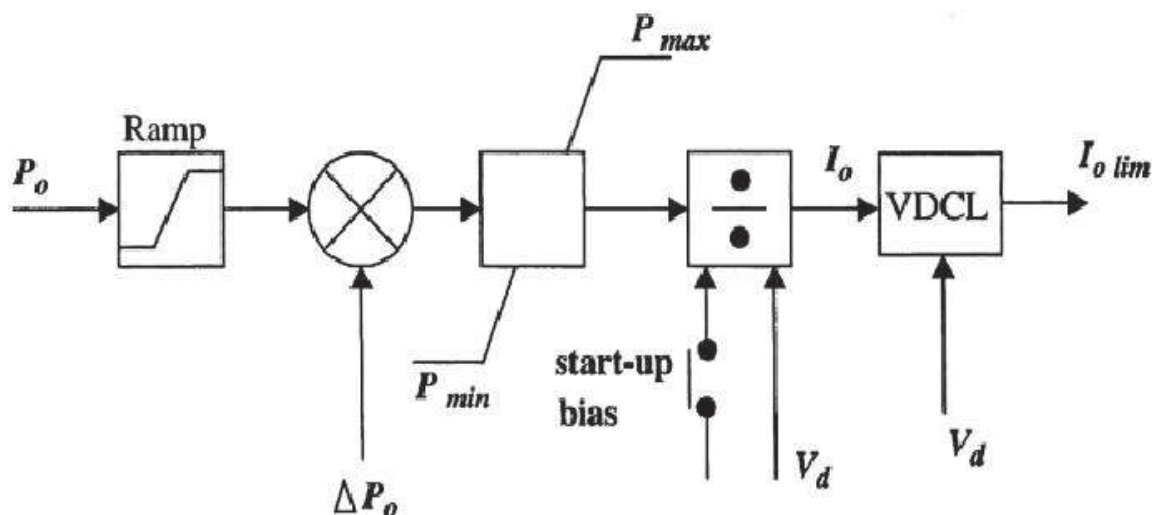


Figura 5.14 – Controllo del bipolo

5.7.2 Controllo del polo

La grandezza di input del sistema di controllo del polo è l'ordine di corrente I_o proveniente dal controllo del bipolo. Un input di corrente supplementare ΔI_o può essere aggiunto se richiesto, per ottenere qualsiasi tipo di modulazione dell'ordine di corrente. Per proteggere il sistema di trasmissione la corrente di input ha un limite superiore I_{max} e un limite inferiore I_{min} . Dopo il passaggio per il limitatore, l'ordine di corrente è comparato alla misura della corrente DC in linea I_d per generare il segnale di errore I_e . Un ulteriore segnale che va a modificare l'ordine di corrente è il margine di corrente ΔI richiesto solamente dall'inverter utilizzato per far prevalere il controllo dell'angolo di estinzione γ (e non far sovrapporre le caratteristiche dei due convertitori in modo da non creare instabilità).

Il circuito di controllo della corrente utilizza regolatori di tipo PI ed ha come uscita l'angolo di innesco di riferimento, α_o .

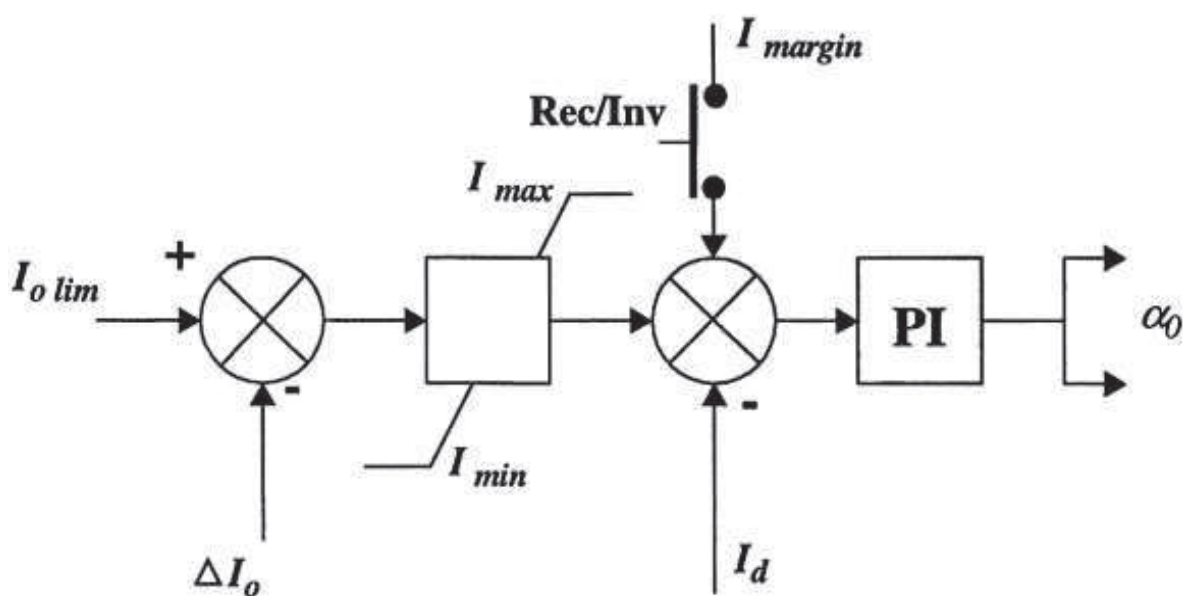


Figura 5.15 – Controllo di polo

5.7.3 Controllore del gruppo valvole (V.G. controller)

Il segnale di riferimento di alpha che arriva dal controllo del polo, è usato per la generazione degli impulsi di firing dei convertitori che avviene nel gruppo di controllo delle valvole. Il V.G. controller ha due anelli secondari di controllo ad esso associati

1. Controllo del variatore sotto carico – Tap Changer (TC) Controller

Questo è un anello di controllo dai tempi di intervento relativamente lunghi (le costanti di tempo sono dell'ordine di parecchie centinaia di millisecondi) il quale va ad agire sul variatore sotto carico del trasformatore di conversione. La sua funzione è quella di mantenere l'angolo di innesco α dentro un determinato range nell'intorno di 15° gradi modificando il rapporto spire del trasformatore, ogni volta in cui l'angolo di innesco tocchi uno dei suoi due limiti. Questa operazione quindi, minimizza la potenza reattiva assorbita dal convertitore ed assicura un sufficiente margine di controllo nel caso di operazioni in regime dinamico da parte del convertitore.

2. Il controllo di commutazione – Commutation Failure (CF) Controller

Questo anello di controllo avendo informazioni dalla corrente lato AC, dalla tensione di commutazione, dalla tensione lato DC e dalla corrente lato DC verifica che non ci siano errori nella fase di commutazione. La programmazione di rapidi cambiamenti al segnale di riferimento di alpha, α_0 , possono essere effettuati in funzione delle rilevazioni del CF per aiutare il corretto ripristino del sistema dopo una o più commutazioni fallite.

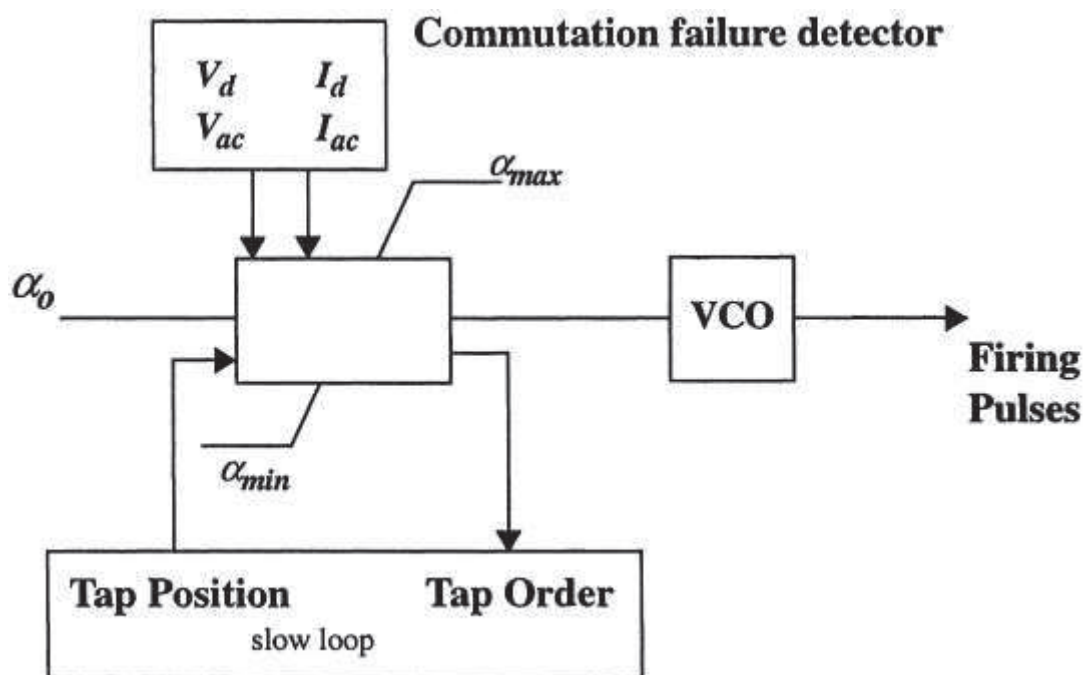


Figura 5.16 – Valve group controller

Le misurazioni disponibili per il controllo e la protezione del sistema comprendono anche la tensione di commutazione lato AC V_{ac} , la corrente alternata I_{ac} al primario (e secondario) del trasformatore di conversione, la corrente e la tensione lato DC, I_d e V_d . Le variabili di input/output necessarie per i vari circuiti di controllo sono raffigurate nella Figura 5.17

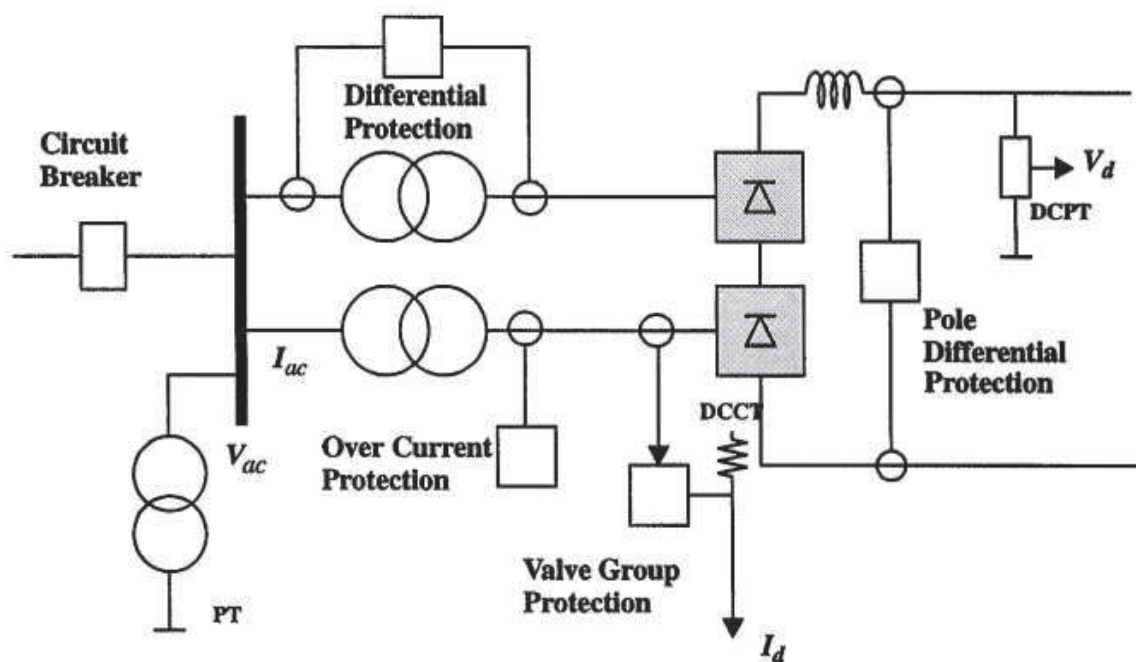


Figura 5.17 – Punti di monitoraggio dei controllori

5.8 Azione dei controllori dopo un disturbo

Alcune azioni che possono essere prese dai controllori successivamente a qualche disturbo sono descritte in tabella 5.3 [33 – punto 2]

Tipo di disturbo	Azione
Distorsione di fase	Limite di β_{min} alzato temporaneamente
Guasto lato AC – raddrizzatore	Limite di α_{min} alzato temporaneamente da 5° a 45°
Guasto lato AC – inverter - 1 commutazione fallita - n commutazioni fallite	γ alzato in modo transitorio γ alzato in modo semi-permanente
Blocco & Restart	Limite α_{min} alzato a 60° e abbassato in modo progressivo

Tabella 5.3 – Azione controllori dopo disturbi

6

Il programma di simulazione EMTP – RV

6.1 Introduzione

Il pacchetto software EMTP – RV (acronimo di Electromagnetic Transients Program - Restructured Version) è un programma commerciale ideato per lo studio di transitori in grandi sistemi di generazione/distribuzione di potenza o anche in reti elettriche in generale.

La versione “RV” del programma nasce dallo sviluppo attuato sulle precedenti versioni di EMTP da parte del D.C.G. - Development Coordination Group (gruppo di coordinamento per lo sviluppo) che è formato da numerosi enti ovvero:

- American Electric Power corporation;
- CEA Technologies;
- CRIEPI of Japan;
- Électricité de France;
- EPRI;
- Hydro One Networks,
- Hydro-Québec,
- US Bureau of Reclamation and Western Area PowerAdministration.

Il gruppo di lavoro del D.C.G. esegue attività di ricerca nello studio dei transitori nei sistemi elettrici di potenza da circa 20 anni e nel 1998, sotto la leadership della Hydro-Québec (IREQ), iniziò il lavoro di “ristrutturazione” dell’EMTP96 con l’obiettivo di riscrivere il codice del software aggiornandolo con nuovi tools e nuove tecniche computazionali. [37]

Il pacchetto EMTP-RV completato nel 2003, è andato a sostituire le vecchie versioni quali ATP-EMTP diffondendosi tra i vari gruppi di ricerca internazionali, diventando il veicolo col quale lo scambio di informazioni può aver luogo. Questo è inoltre testimoniato dalle varie pubblicazioni a livello internazionale legate all’IEEE che fanno ampio uso di questo software.

L’Università degli Studi di Padova, in un ottica di crescita e cooperazione a livello internazionale, ha anch’essa iniziato a fare uso di questo pacchetto applicativo.

Capitolo 6

6.2 Il programma e la struttura del DESIGN

Il programma si presenta con un'interfaccia grafica e il design dei vari progetti è di tipo "ad oggetti"; tali oggetti si possono scegliere tra diverse librerie precaricate nel programma.

Queste librerie precaricate comprendono sia oggetti "elementari" che oggetti più complessi costruiti collegando fra loro in modo opportuno i vari componenti. All'utente è ovviamente lasciata la possibilità di creare i propri oggetti e le proprie librerie. Inoltre il codice sorgente dello script di ogni oggetto contenente la gestione di tutte le funzioni dei dispositivi, è reso disponibile all'utente.

Per agevolare la visualizzazione degli schemi e mantenere piccoli i circuiti e le reti di scala molto grande, EMTP ha un sistema automatico di creazione di sottocircuiti con illimitati livelli di gerarchia. Nella costruzione dei sottocircuiti l'utente però deve stare attento a non incrociare nomi di riferimenti esterni ed alla denominazione dei vari pin di collegamento. Si possono inoltre definire e costruire i simboli dei vari sottocircuiti per ottenere un migliore impatto visivo e per facilitare il riconoscimento dei vari blocchi.

In EMTP il termine "design" si riferisce ad un'entità logica completa ed indipendente che viene salvata su un unico file. Le regole seguenti descrivono il modo in cui un design è conservato:

- un singolo progetto è salvato in un singolo file e non vengono attuate connessioni tra i vari file/progetto. Tutte le informazioni necessarie per visualizzare e modificare un progetto sono salvate nel file del progetto stesso;
- un progetto non ha collegamenti a librerie esterne. Quando un componente tratto da una delle librerie disponibili o create dall'utente (library device) è usato nel progetto, tutte le informazioni necessarie sono ricavabili dalla libreria e sono conservate nel design. Cambiare la definizione o il nome originale della libreria/e usata/e non aggiorna in modo automatico il componente usato nel progetto;
- quando un file progetto è aperto, il suo intero contenuto è letto dalla memoria del computer. Questo significa che l'ampiezza del (file) progetto è intrinsecamente limitata dalla memoria disponibile del computer; per aumentare le dimensioni del design su cui si vuole lavorare sarà necessario allocare più memoria al design stesso.
- Inoltre, un certo numero di parametri impostabili dall'utente vengono memorizzati con il progetto e lo influenzano ogniqualvolta vengono ad essere variati. Tra alcuni di questi parametri sono inclusi:
 - simbolo, numero e stile di scrittura dei pin;
 - la tabella di definizione dei vari simboli e valori dei componenti;
 - le impostazioni di auto-denominazione dei segnali e dei componenti;
 - opzioni di visualizzazione come ad esempio le interruzioni di pagina per la stampa;
 - formato della pagina;
 - le gerarchie del design;
- In un progetto dove sono presenti delle gerarchie nel disegno (ovvero dove un simbolo può rappresentare un circuito nidificato), tutti i livelli della gerarchia sono memorizzati in un unico file.

6.3 Il circuito

Un circuito in EMTP – RV ha le seguenti caratteristiche:

- può essere disegnato su una o più pagine fino ad un massimo di 1000 per la versione RV. Si può quindi decidere di disegnare l'intero progetto in una singola pagina oppure dividerlo in "zone funzionali" collocate in pagine diverse.
- Ogni pagina è visualizzata in una finestra separata dalle altre pagine all'interno del programma. Le varie pagine possono essere visualizzate sullo schermo singolarmente oppure in modo contemporaneo;

- una singola pagina di progetto è visualizzata a schermo in modo unito, compatto anche se nell'eventuale stampa la pagina dovesse essere divisa in più parti;
- il collegamento di elementi su pagine diverse può essere operato tramite le apposite librerie. L'utente dovrà porre attenzione che l'intercollegamento di elementi di potenza e l'intercollegamento di elementi di controllo necessitano di librerie diverse; dovrà inoltre prestare attenzione affinché i nomi degli elementi e dei collegamenti abbiano dei riferimenti di tipo univoco.

6.4 Gli oggetti del circuito

Un circuito di EMTP è formato da cinque tipi di oggetti : i DEVICE ovvero i componenti più o meno complessi veri e propri, i PIN di collegamento, i SEGNALI, gli OGGETTI di TESTO e gli OGGETTI DISEGNO.

- Il “DEVICE” è un oggetto identificato graficamente da un simbolo, dai segnali di collegamento chiamati “pin” e dalle informazioni opzionali aggiuntive date dagli oggetti di testo. Sono inoltre dotati di un circuito interno che corrisponde a delle equazioni per la sua modellizzazione e sono visualizzabili alcune opzioni relative alla simulazione. Un device in EMTP può corrispondere ad un dispositivo fisico/reale che si vuole utilizzare nel design oppure può rappresentare un sottocircuito oppure anche uno “Pseudo-devices” come ad esempio un connettore di pagina.
- Un “PIN” è un punto di connessione su un dispositivo device. Un pin non è un'unità indipendente poiché esiste solo come parte di un dispositivo e pertanto non possono essere creati o rimossi separatamente. Tuttavia i pin possono avere dei parametri propri che li distinguono dagli altri pin quali ad esempio numero o sigla di identificazione. I pin di componenti interni di blocchi “sottocircuito” pur non essendo visibili nell'interfaccia grafica durante l'elaborazione del progetto sono soggetti alla stessa logica ed hanno le stesse proprietà degli altri pin.
- Un “SEGNALE” è un collegamento che porta un'informazione tra due dispositivi siano essi di potenza oppure di controllo. Le varie connessioni possono essere rese visibili tramite il disegno del collegamento stesso tramite linee internodali oppure possono non essere visibili. In tal caso il collegamento deve essere effettuato tramite assegnazioni di etichette/nomi/sigle univoche nei vari PIN.
- Un OGGETTO di TESTO è usato per esempio per posizionare un titolo od un nome ai dispositivi o alle pagine. Il testo può essere digitato e modificato direttamente all'interno di EMTP – RV oppure può essere creato esternamente e incollato sul diagramma. Gli Oggetti di Testo non sono associabili ad altri oggetti o device; inoltre non sono accessibili attraverso le liste dei componenti.
- Un OGGETTO IMMAGINE viene utilizzato per posizionare qualsiasi elemento grafico importato da un altro programma oppure dallo strumento di creazione dei simboli (“symbol editor tool”). Il programma principale, EMTPSchematic non può modificare gli Oggetti Immagine in modo diretto ma li può soltanto spostare, copiare e cancellare in modo integrale (e non parti di). Tuttavia gli Oggetti Immagine possono essere incollati all'interno dello strumento per la creazione dei simboli dal quale possono essere modificati a piacimento e poi inseriti nuovamente all'interno del progetto.

Capitolo 6

6.5 Tipi di file

Nella creazione di un progetto il programma genera diversi tipi di file contenenti diversi tipi di informazione quali i tipi di componenti usati, i collegamenti, i risultati etc.

Nella tabella sottostante sono elencati i tipi di file creati, la loro estensione e le informazioni da esso contenute.

Descrizione	Estensione del file	Informazioni contenute
Desing File	ECF	Design Structure
Symbol Library File	CLF	About Device Symbols
Report Script File	RMF	EMTPWorks Export Script Languages file
Java Script File	JS	Scripting method in EMTPWorks based on JavaScript and EMTPWorks extensions to JavaScript
Design and Sheet Template File	ECF	How Design Templates Work
Netlist file for EMTP	NET	Netlist file for EMTP
Initialization File	INI	INI File General Format

Tabella 6.1 – *Tipi di file generati dal programma*

6.6 Opzioni di simulazione

Prima di far partire la simulazione di un progetto in EMTPWorks, l'utente deve selezionare le opzioni di simulazione. Queste opzioni sono disponibili tramite l'apposito menù.

EMTP è in grado di simulare le reti elettriche e i relativi circuiti di controllo ma nel solving gli oggetti presenti sono divisi in due categorie distinte: i "MODEL" e i "TACS".

I MODEL sono quelli che precedentemente sono stati definiti i DEVICE ovvero la rappresentazione dei vari componenti che possono essere lineari o non. I TACS (Transient Analysis of Controls) sono i blocchi pertinenti alla logica di controllo che si vuole implementare.

Questa distinzione è attuata in quanto il programma di simulazione gestisce i due tipi di oggetti e le equazioni a loro associate in modo diverso e separato.

EMTP ha 4 distinte opzioni di simulazione:

1) *LOAD – FLOW solution*

- ⤴ Le varie equazioni della rete sono risolte usando i fasori complessi. I DEVICE attivo (le sorgenti di potenza) sono gli unici dispositivi identificati come LF-devices (Load-Flow Devices). Uno dei carichi è utilizzato per l'immissione dei vincoli di potenza attiva e reattiva dei carichi.
- ⤴ In questa versione la soluzione del Load-Flow è effettuata alla sola frequenza fondamentale. Tale frequenza deve essere specificata dall'utente.
- ⤴ La stessa rete utilizzata per lo studio in transitorio, può essere usata per l'analisi del Load-Flow. Il sistema di solving di EMTP è in grado di operare anche con sistemi multifase e con reti sbilanciate.
- ⤴ I dispositivi di controllo sono disconnessi e non vengono risolti.
- ⤴ Al termine della simulazione, viene a crearsi un file contenente le varie informazioni (Load-Flow solution data file). Questo file può essere caricato automaticamente per inizializzare il "Start from Load-Flow solution" usato per riavviare il Load-Flow da una soluzione precedente.

2) *Stady – State solution*

- ⤴ Le equazioni della rete sono risolte usando fasori complessi. A tutti i dispositivi viene associato un modello a parametri concentrati. Questa opzione può essere utilizzata in modalità "stand-alone" o per l'inizializzazione della soluzione nel dominio del tempo.
- ⤴ Si può ottenere una soluzione armonica.
- ⤴ I sistemi di controllo sono disconnessi e non sono risolti.
- ⤴ Alcuni dispositivi non lineari sono linearizzati o disconnessi. Tutti i dispositivi hanno un loro specifico modello.
- ⤴ La simulazione viene eseguita se almeno un dispositivo di alimentazione ha un tempo di attivazione inferiore allo zero.

3) *Time – domain solution*

- ⤴ La rete elettrica e le equazioni del sistema di controllo sono risolti tramite tecniche di integrazione numerica.
- ⤴ Tutti i dispositivi non lineari sono risolti contemporaneamente con le equazioni di rete. Inoltre quando sono presenti dispositivi non lineari, vengono utilizzati algoritmi di risoluzione di tipo Newtoniani.

4) *Frequency scan solution*

Questa opzione è separata dalle due precedenti presentate. La frequenza di tutte le sorgenti di energia sono fatte variare all'interno del range e con il Δf specificato dall'utente. Per ogni frequenza analizzata viene trovata la condizione di stabilità.

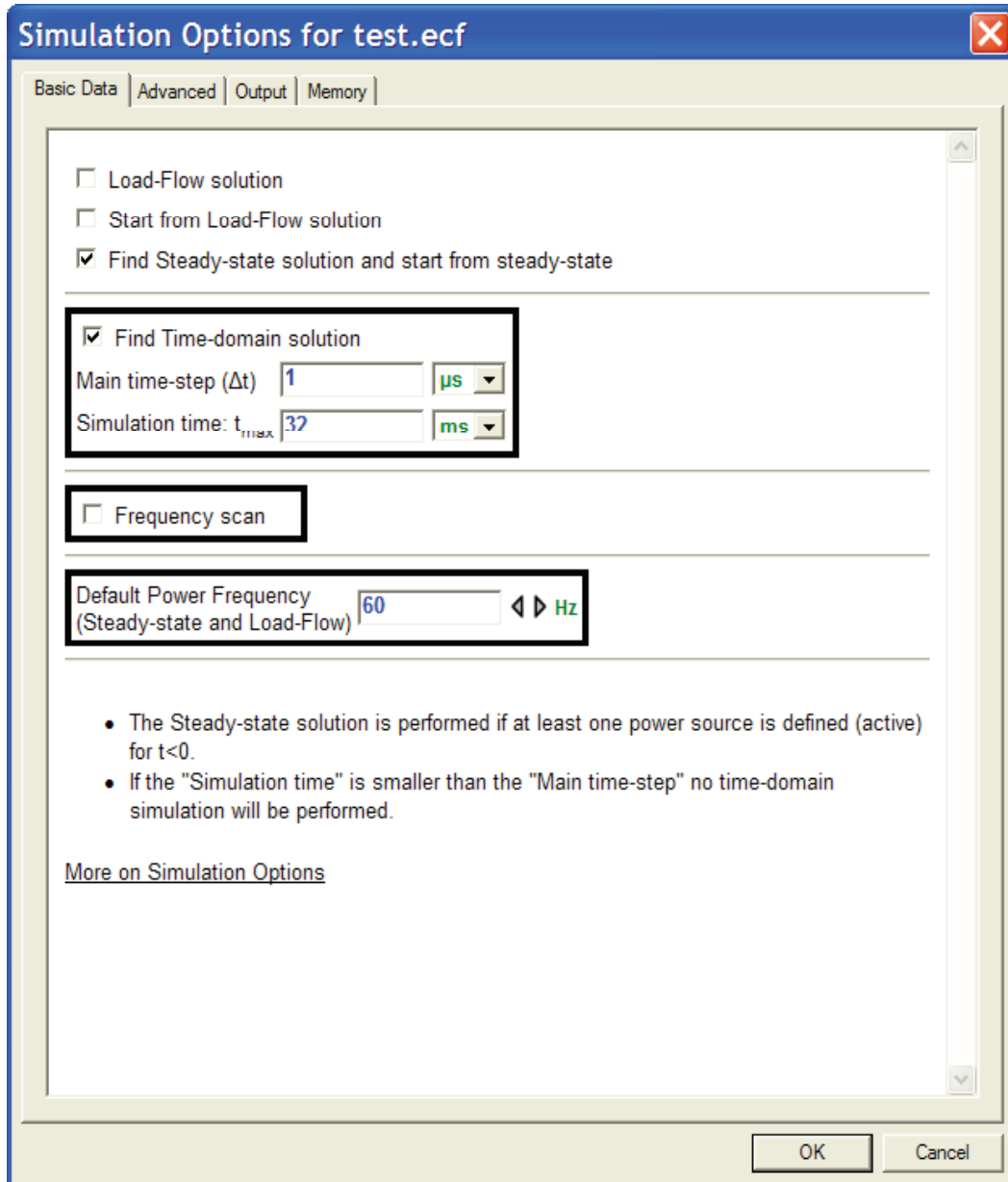


Figura 6.0 – Opzioni di simulazione all'interno del programma

6.7 I tempi di ritardo

L'EMTP- RV è in grado di simulare numerosi tipi di interruttori tra cui ovviamente i tiristori usati nei convertitori che funzionano da raddrizzatori e inverter nei poli delle linee HVDC. I tiristori possono essere modellati come degli interruttori controllati e il loro tempo di chiusura è governato dalle equazioni corrispondenti alla logica di controllo dell'angolo di innesco. L'apertura invece, ha luogo quasi istantaneamente quando la corrente passando da un valore positivo ad uno negativo, attraversa lo zero.

L'EMTP usa per la risoluzione delle equazioni, dei metodi iterativi con un passo di integrazione fisso; questo comporta che le operazioni di apertura e chiusura dell'interruttore non avvengano esattamente negli istanti specificati sopra. Si ha invece un ritardo tra il tempo di cambio di stato desiderato e quello effettivo [40].

La Figura 6.1 illustra la situazione per un dato angolo di commutazione del tiristore. La chiusura viene effettuata al time-step più vicino a T_{FIRE} L'apertura invece avviene dopo che la corrente è passata attraverso lo zero [41]

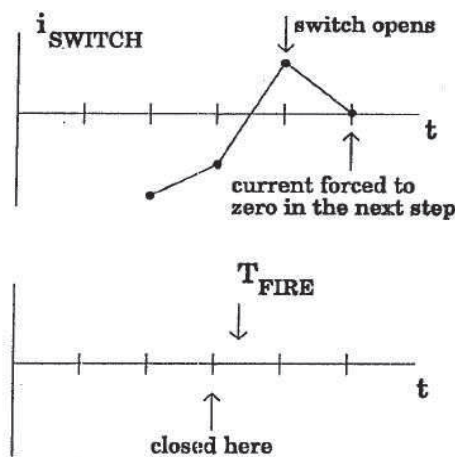


Figura 6.1 – Apertura e chiusura di un tiristore in EMTP

L'effetto della variazione del tempo di apertura e chiusura può essere mostrato tramite un semplice esempio. Considerando l'inverter trifase di Figura 6.2 con i seguenti dati [41]: tensione concatenata: 480 V; frequenza: 60 Hz; $L1$: 0.2 mH; $L2$: 1.0 mH; E : 600 ; α pari a 150°

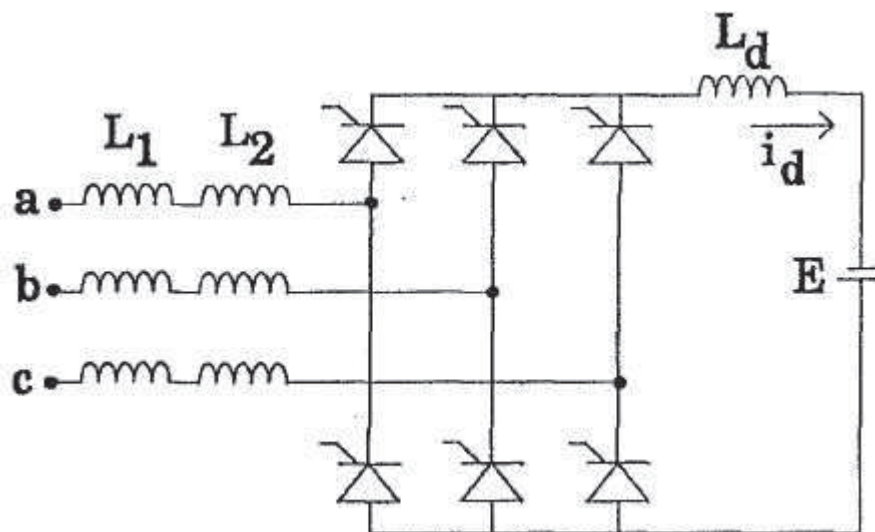


Figura 6.2 – Inverter trifase

Capitolo 6

Assumiamo che la simulazione sia effettuata tramite un intervallo di integrazione Δt pari a $50 \mu s$ che a 60 Hz equivalgono a circa 1.08° gradi elettrici.

Dunque, sapendo che $I_d = (1.35 V_{LL} \cos \alpha + E)/(3\omega L_S/\pi)$ dove $L_S = L_1 + L_2$ per α pari 150° , $I_D = 89.39 \text{ A}$; per α pari 151° , $I_D = 76.49 \text{ A}$.

La differenza tra i due valori è di circa il 14.4% ed è una imprecisione dovuta solamente al tempo di integrazione scelto per la risoluzione del circuito. Nella fase di implementazione del modello e nell'analisi dei risultati bisogna dunque prestare attenzione ad eventuali tempi di ritardo che possono influenzare l'andamento dei valori considerati.

In EMTP esistono due tipi di tempi di ritardo che possono essere introdotti durante la simulazione e sono:

- tempo di ritardo interno; appare ogniqualvolta una non linearità è simulata nel solutore delle equazioni di controllo - TACS;
- tempo di ritardo esterno; è presente perchè l'EMTP risolve in modo separato la parte di controllo e la parte di potenza.

Per eliminare questi tempi morti si possono citare alcuni metodi come il “Backtracking Procedure” e la “Simultaneous Solution”.

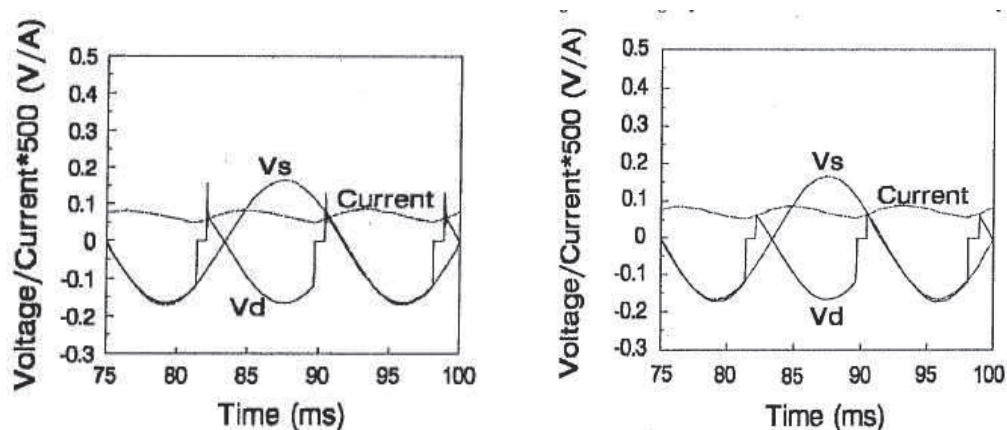


Figure 6.3 e 6.4 – Effetto dell'eliminazione del tempo di ritardo[Dommel]

Per l'analisi e l'approfondimento si rimanda al punto [41] della bibliografia.

6.8 Confronto fra EMTP – RV e MATHLAB-SIMULINK

6.8.1 Introduzione

Lo scopo di questo paragrafo è quello di andare a confrontare il programma SIMULINK, creato per implementare sistemi di tipo dinamico in generale tramite il motore di simulazione di MATLAB con l'EMTP – RV, programma progettato per analizzare fenomeni elettromagnetici in regime transitorio.

6.8.2 Confronto degli elementi dei due programmi

Entrambi i programmi sono dei simulatori “ad oggetti” con un'interfaccia grafica G.U.I. (graphical user interface). In entrambi ci sono due tipi di interconnessione tra i blocchi: elettrica/potenza e di segnali/dati.

Le tabelle sottostanti illustrano i blocchi più importanti che sono già pre-caricati nei due programmi, divisi per categorie.

Sources

EMTP

- Generatori tensione e corrente DC
- Generatori tensione e corrente AC
- Generatori di tensione AC/DC non connessi a terra
- Generatori di tensione AC trifase
- Sorgenti di tensione e corrente a rampa, gradino, cosinusoidali, point-by-point

MATLAB

- Generatori di tensione DC
- Generatori di tensione e corrente AC
- Generatori trifase programmabili

Sorgenti pilotate da segnali arbitrari sono implementabili in entrambi i programmi con una differenza modalità di implementazione dei parametri.

Machines

EMTP

- Macchina asincrona trifase
- Macchina DC
- Macchina asincrona AC monofase
- Macchina sincrona a magneti permanenti, trifase
- Macchina sincrona trifase

MATLAB

- Macchina sincrona trifase
- Macchina sincrona semplificata
- Macchina sincrona magneti permanenti
- Macchina asincrona trifase
- Macchina DC
- Turbina a vapore
- Turbina idraulica

Entrambi i software includono dei modelli di alcune macchine elettriche rotanti con la possibilità di impostare i diversi parametri. MATLAB non contiene la macchina asincrona monofase ma include modelli di turbine idrauliche o a vapore e macchine a magneti permanenti.

Lines, Cables

EMTP

Parametri concentrati

- Linea RLC equivalente monofase, trifase, multifase, multipla
- RL non simmetrica 2 – 3 – 2 X 3 fasi
- RL simmetrica 2 – 3 – 2 X 3 fasi

Parametri distribuiti

- linea trasposta 1 – 2 – 3 – 6 – 2 X 3 – 9 fasi
- linea non trasposta 2 – 3 fasi

L.C.C. aerea / cavo

Definita tramite dimensioni geometriche e dei materiali. 1 – 9 fasi

MATLAB

Parametri concentrati

- linea a Π ; parametri: valori di RLC, numero dei tratti Π

Parametri distribuiti

- Parametri forniti da matrice NXN
- Parametri forniti da componenti sequenziali

Capitolo 6

EMTP è più idoneo per una modellizzazione di una linea sia reale che ideale in quanto esistono già delle procedure interne al programma che permettono di considerare anche i vari effetti secondari. Nel Simulink invece non esiste un modello precaricato di linea aereo o in cavo.

Trasformatori

EMTP

- Trasformatore ideale monofase
- Trasformatore ideale a m avvolgimenti
- Trasformatore saturabile monofase
- Trasformatore saturabile trifase, collegamenti Yy , $YNyn$, $Yd(\pm 30^\circ)$, $YNd(\pm 30^\circ)$, Dd , $Dy(\pm 30^\circ)$, $Dyn(\pm 30^\circ)$, Yz , Dz
- Trasformatore a 3 avvolgimenti

MATLAB

- Trasformatore lineare monofase
- Trasformatore saturabile monofase
- Trasformatore saturabile trifase (Yy , Yd)
- Trasformatore trifase (Yny , $YnD(\pm 30^\circ)$, $Dyn(\pm 30^\circ)$)
- Trasformatore lineare a tre avvolgimenti

I trasformatori sono definiti dai parametri di magnetizzazione, dalle tensioni, le resistenze e le induttanze degli avvolgimenti. La caratteristica non-lineare di magnetizzazione di un trasformatore saturabile, può essere fornita manualmente punto per punto oppure letta da un file esterno.

Linear elements

EMTP

- R con o senza collegamento a terra
- C polarizzato, non polarizzato, connesso a terra
- L con o senza collegamento a terra
- RL serie monofase o trifase
- LC serie monofase o trifase
- RLC serie monofase o trifase

MATLAB

- RLC serie monofase o trifase
- RLC parallelo monofase o trifase
- Mutua induttanza trifase

In questa categoria i due programmi sono molto simili tra loro. EMTP ha due elementi addizionali ovvero la capacità e l'induttanza con tensione e corrente iniziale. Anche MATLAB è in grado di gestire delle simulazioni con condizioni iniziali imposte ma per definirle il modo è più laborioso [42].

Non – Linear elements

EMTP

MATLAB

- | | |
|---|--|
| - R dipendente dal tempo | - Scaricatore all'ossido di zinco monofase e trifase |
| - R dipendente dalla corrente | |
| - R controllata | |
| - L dipendente dalla corrente | |
| - L dipendente dalla corrente con flusso iniziale diverso da zero | |
| - L con isteresi | |
| - L con isteresi e flusso iniziale diverso da zero | |
| - Scaricatore all'ossido di zinco monofase e trifase | |

Si nota la maggior ricchezza di elementi nel programma EMTP.

Power electronics

EMTP

MATLAB

- | | |
|-----------------------------------|--|
| - Diodo ideale | - Diodo ideale |
| - Tiristore ideale | - Tiristore |
| - Tiristore con GTO | - IGBT |
| - Switch controllato | - GTO |
| - Ponte a sei impulsi a tiristori | - Mosfet |
| | - Ponte mono o trifase costituito da uno degli elementi precedenti |

Nel MATLAB possiamo fornire più in dettaglio parametri relativi ai componenti (es. corrente conduzione minima, tempo di de-ionizzazione, etc.) e sono già implementati molteplici ponti da 1, 2 o 3 rami.

EMTP possiede inoltre alcuni tipi di switch controllati mentre MATLAB ne possiede alcuni in grado di essere controllati da funzioni di tipo logico.

Power electronics control blocks

EMTP

MATLAB

- | | |
|-------------------------------|-------------------------------|
| - Generatore a 6 o 12 impulsi | - Generatore a 6 o 12 impulsi |
|-------------------------------|-------------------------------|

Capitolo 6

User defined

In entrambi i programmi l'utente può costruirsi autonomamente i componenti. La differenza sta nel linguaggio di programmazione.

Entrambi i programmi di simulazione sono in grado di risolvere gli stessi tipi di problemi fornendo risultati congruenti tra loro, dato che in entrambi si è in grado di costruire individualmente gli elementi. In riferimento alle librerie prevaricate ci sono ovviamente alcune differenze. EMTP è infatti improntato alla simulazione di linee di trasmissione, trasformatori ed elementi di elettronica di potenza mentre il Matlab può spaziare sicuramente in più campi. Questo fa sì che, per quanto riguarda problematiche di tipo elettrico EMTP sia più veloce rispetto al MATLAB [43].

7

La preparazione del modello

Per arrivare alla modellizzazione completa del sistema di trasmissione monopolare HVDC in cavo, è stato necessario procedere per stage successivi utili a prendere confidenza con il programma, implementando via via configurazioni sempre più elaborate.

Di seguito saranno illustrati i passaggi più significativi che sono stati percorsi.

Si fa notare che:

- se non altrimenti specificato la frequenza di lavoro è di 50 Hz;
- i valori delle grandezze elettriche e dei parametri utilizzati non si riferiscono a dei sistemi reali, ma sono stati usati solo per verificare l'attendibilità del software nelle simulazioni.

7.1 Convertitore non controllato

Un primo modello che si è andati a testare è stato un semplice convertitore a diodi.

La rete AC è stata modellizzata tramite generatore di tensione equivalente mentre al lato DC si sono simulate due diverse configurazioni di carico ovvero una resistenza pura ed una resistenza connessa in serie ad un generatore ideale di corrente per simulare una elevata induttanza.

Verificata la configurazione monofase, si è passati a quella trifase (Ponte di Graetz) dapprima senza e poi tramite interfacciamento alla rete con un trasformatore dove si è anche osservato l'effetto dell'induttanza L_s posta a monte del ponte di conversione.

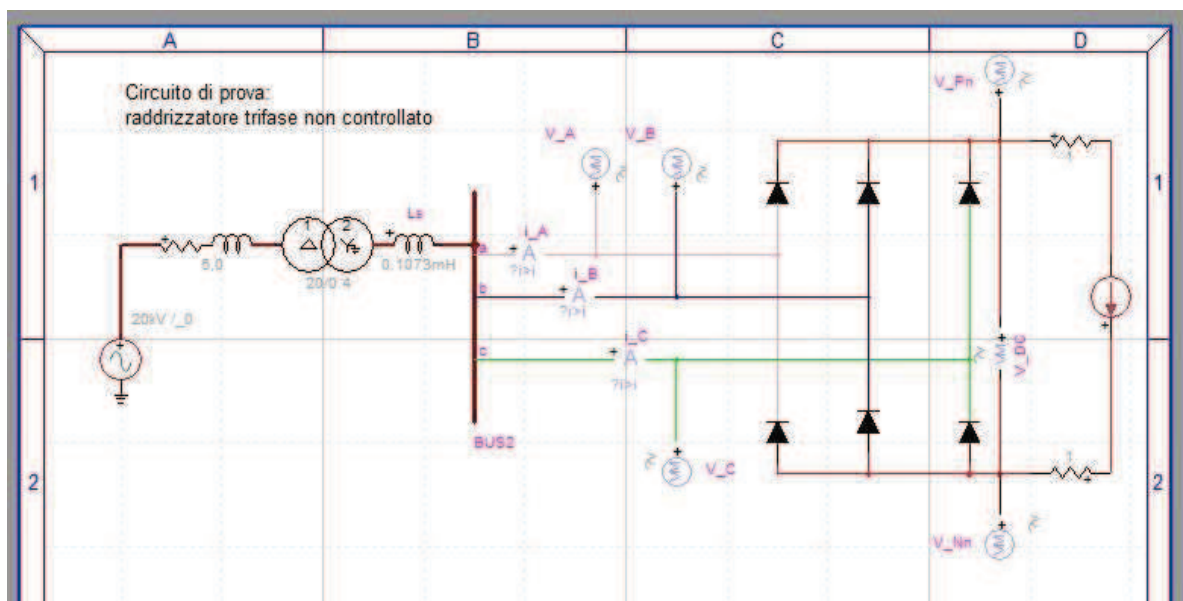


Figura 7.1 – Convertitore trifase a diodi

Dunque per $L_s = 0$ si riportano le tensioni delle tre fasi, la tensione lato DC e le tensioni dei due lati DC rispetto al nodo di terra.

Capitolo 7

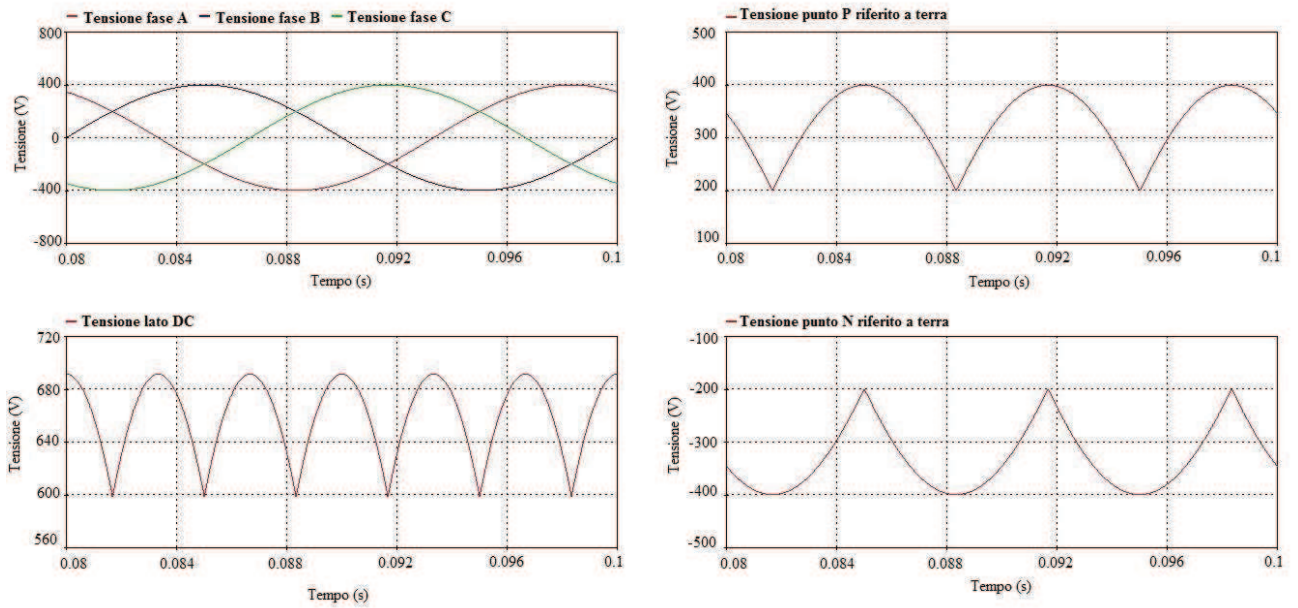


Figura 7.2 – Tensioni AC e DC, ponte a diodi trifase, L_s nulla

Di seguito l'andamento delle correnti lato alternata

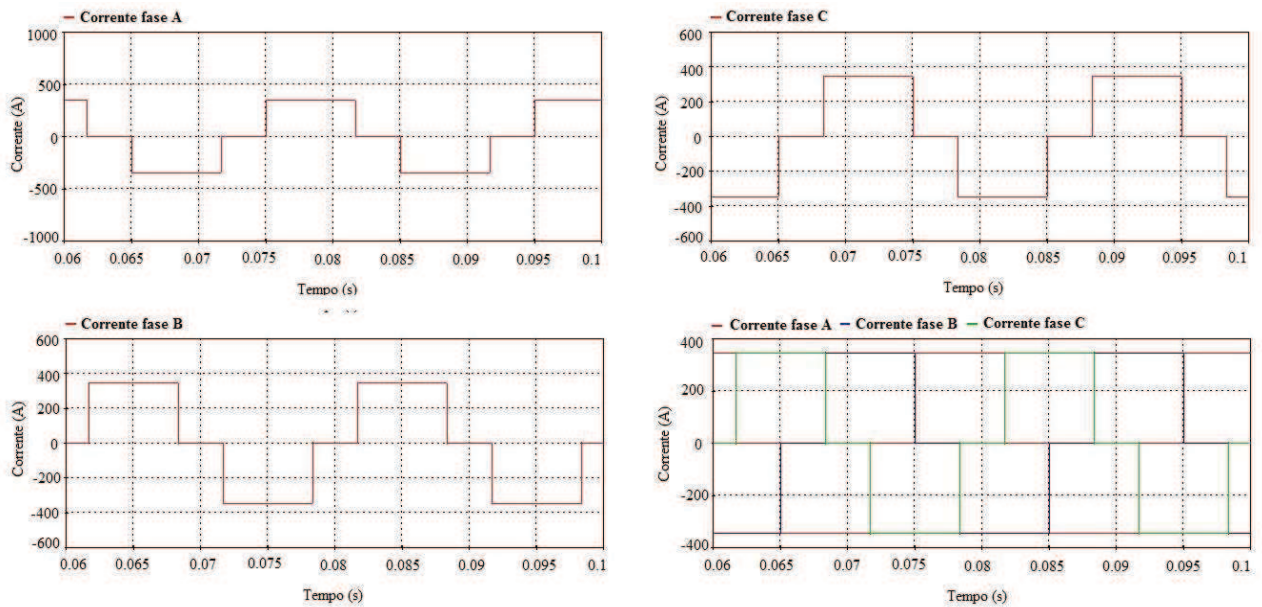


Figura 7.3 – Correnti lato AC, ponte a diodi trifase, L_s nulla

Considerando la corrente della fase A, è stata effettuata la sua analisi armonica tramite trasformata di Fourier da cui si ricava che

Numero armonica	Valore RMS (A)	Valore teorico (A)	Scarto percentuale
1 (50 Hz)	269,101	269,100	0,000371
5 (250 Hz)	53,903	53,820	0,154
7 (350 Hz)	38,323	38,443	0,312
11 (559 Hz)	24,349	24,463	0,466
13 (650 Hz)	20,797	20,700	0,469
17 (850 Hz)	15,928	15,829	0,625
19 (950 Hz)	14,053	14,163	0,777
23 (1150 Hz)	11,590	11,700	0,940
25 (1250 Hz)	10,865	10,764	0,938

Tabella 7.1 – Valori componenti armoniche corrente fase A, Δt di 0,1 μs

Si nota come le armoniche siano solamente quelle di ordine dispari, escluse le multiple di 3, di valore

$$I_h = \frac{I_{s1}}{h}$$

in accordo con i risultati teorici ricavati per i raddrizzatori ideali

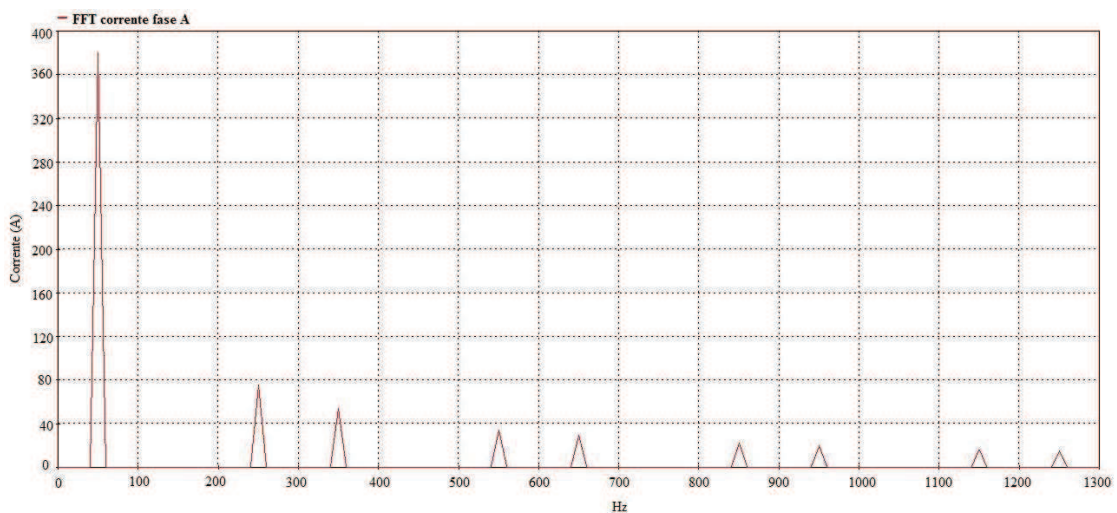


Figura 7.4 – FFT corrente fase A

Si è potuto anche riscontrare in che modo la scelta di differenti passi di integrazione influenzi i risultati. Le prove sopra esposte infatti, sono state effettuate con un Δt di integrazione pari a 0,1 μs (tempo totale da simulare: 0,1 s; durata della simulazione: 30,25 s) mentre i risultati riportati nel seguito sono ad un passo di integrazione di 2 μs (tempo totale da simulare: 0,1 s; durata della simulazione: 1,59 s)

Capitolo 7

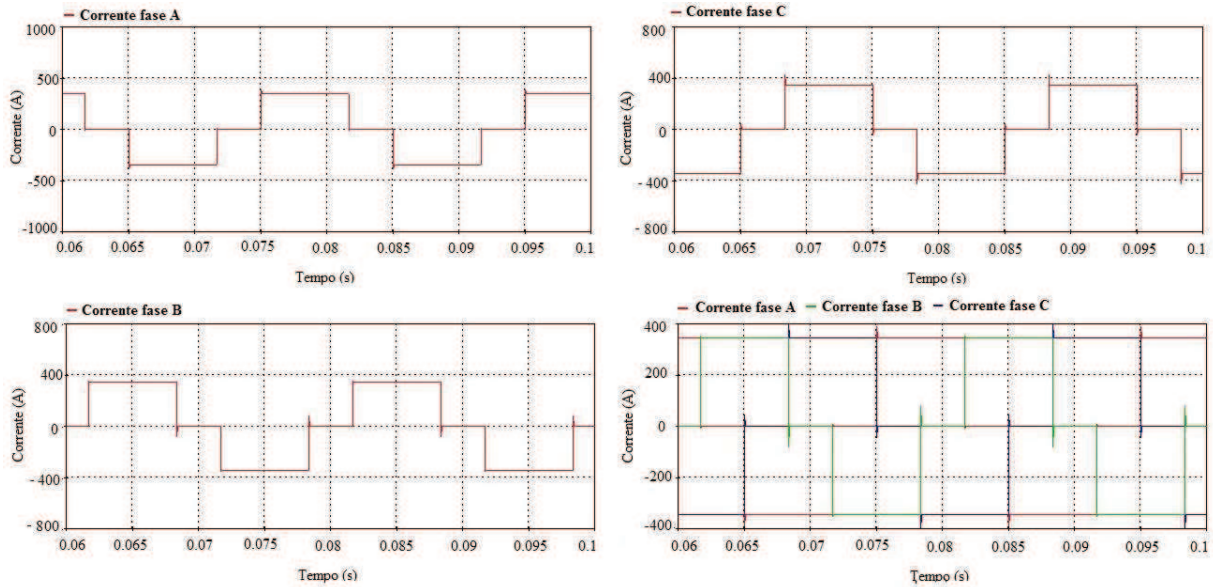


Figura 7.5 – Correnti lato AC, ponte di conversione a diodi, L_s nulla, Δt pari a $2 \mu s$

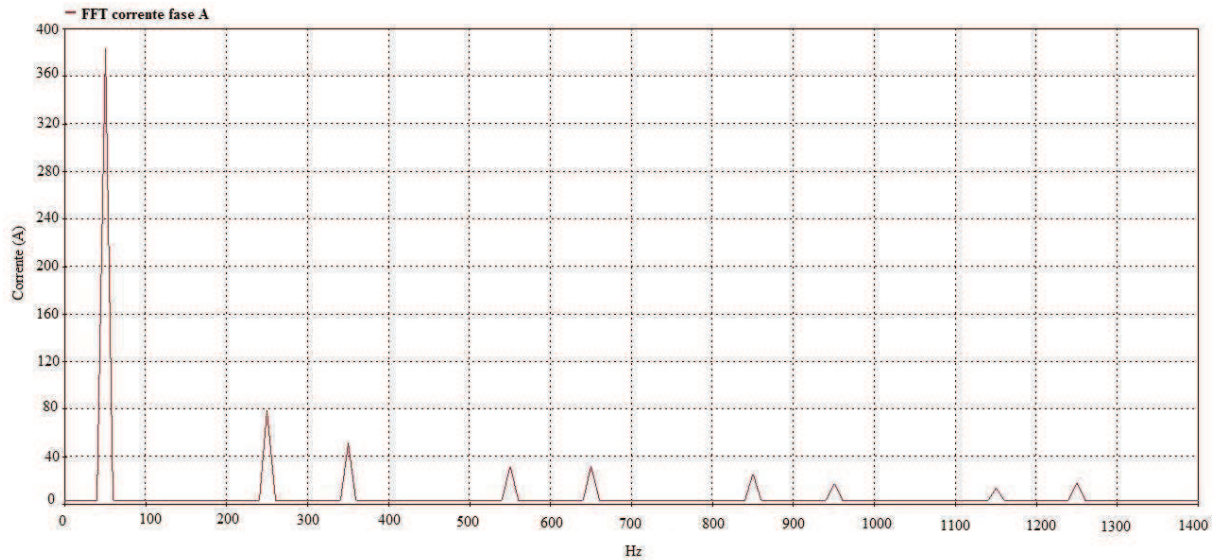


Figura 7.6 – FFT corrente fase A, ponte di conversione a diodi, L_s nulla, Δt pari a $2 \mu s$

Si nota come le forme d'onda siano più “sporche” e questo si ripercuote sull'analisi armonica con degli errori abbastanza vistosi come si vede dalla tabella seguente:

Numero armonica	Valore (A)	Valore teorico (A)	Scarto percentuale
1 (50 Hz)	271,083	269,100	0,737
5 (250 Hz)	55,923	53,820	3,907
7 (350 Hz)	36,350	38,443	5,444
11 (559 Hz)	22,390	24,463	8,474
13 (650 Hz)	22,800	20,700	10,145
17 (850 Hz)	17,983	15,829	13,608
19 (950 Hz)	12,135	14,163	14,319

23 (1150 Hz)	9,660	11,700	17,436
25 (1250 Hz)	12,219	10,764	13,517

Tabella 7.2 – Valori componenti armoniche corrente fase A, Δt di $2 \mu s$

Se andiamo a considerare invece un valore di induttanza L_s non nullo possiamo osservare gli effetti causati alla commutazione (che non avviene più in un tempo nullo) nelle tensioni AC e DC e nella corrente.

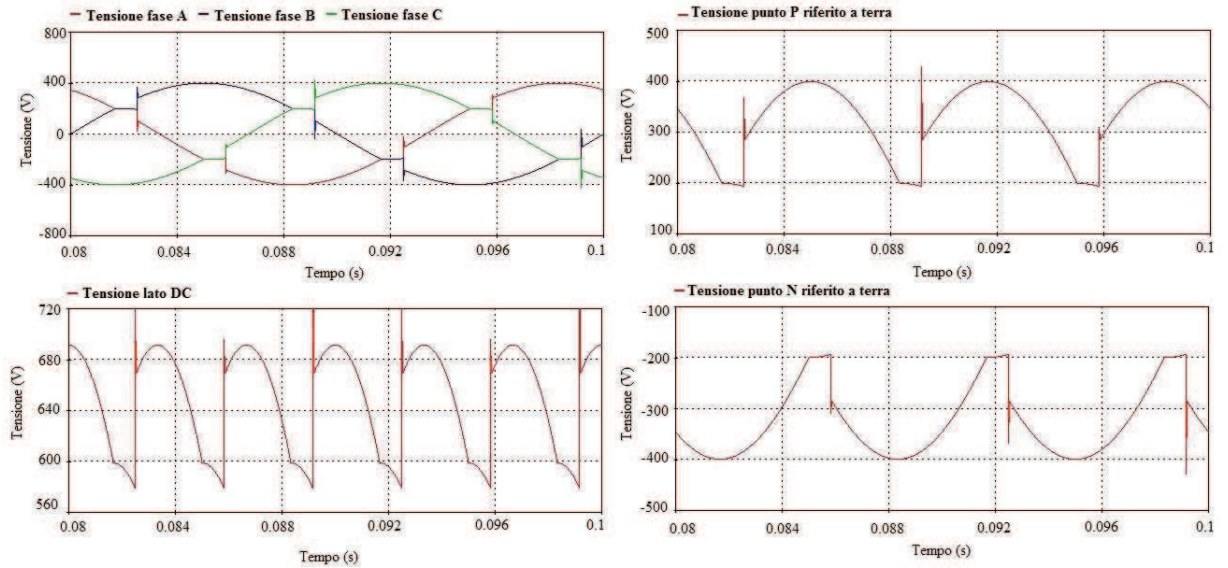


Figura 7.7 – Tensioni AC e DC, ponte a diodi trifase, L_s non nulla

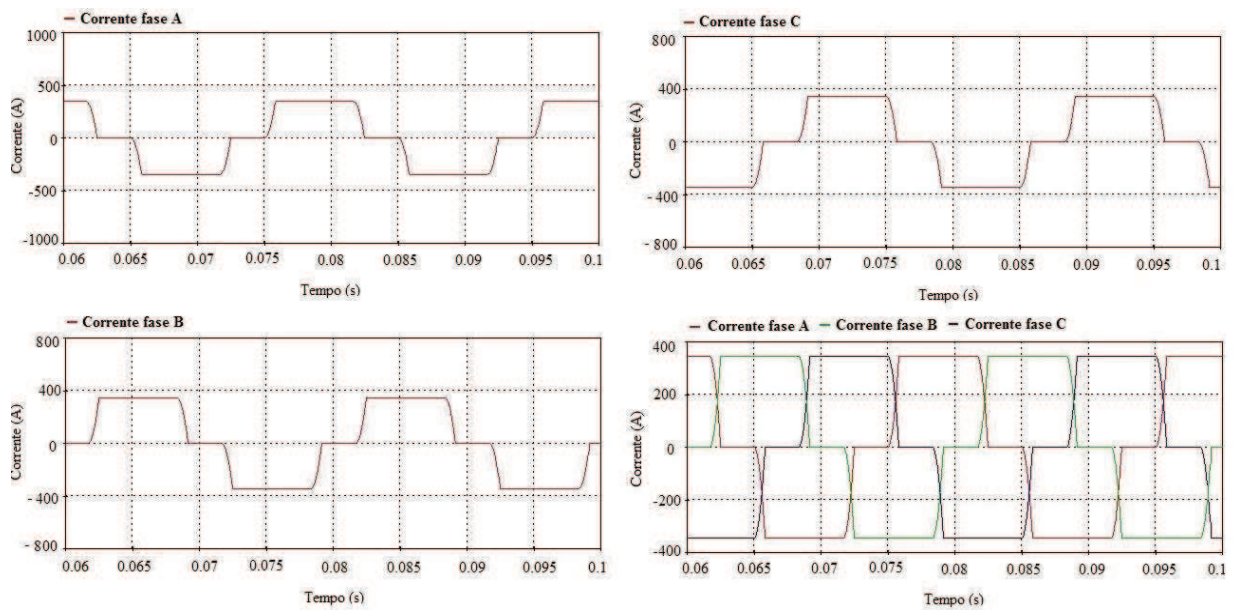


Figura 7.8 – Correnti lato AC, ponte a diodi trifase, L_s non nulla

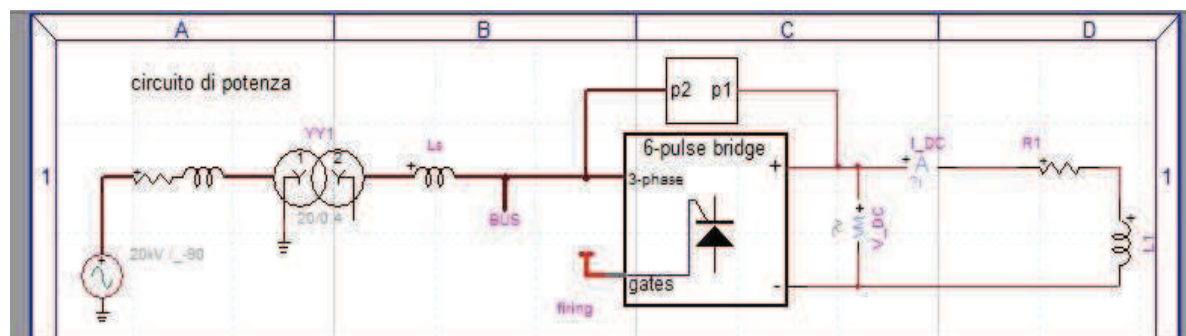


Figura 7.9 – Circuito di potenza, raddrizzatore a sei impulsi

Per l'implementazione del ponte a tiristori, rispetto al ponte non controllato a diodi bisogna considerare alcuni aspetti aggiuntivi ovvero

- gli snubber di protezione dei tiristori
- il sistema di controllo per l'invio degli impulsi ai tiristori

Lo *snubber* è un circuito di protezione formato solitamente da un elemento RC serie, posto in parallelo alla valvola, necessario per controllare la rapidità di inversione della tensione ai capi del tiristore medesimo.

Da un punto di vista numerico lo snubber stabilizza il modello evitando fenomeni di instabilità che potrebbero sorgere a seguito di transitori con valori elevati della di/dt .

L'impatto della resistenza $R_{snubber}$ sulla tensione del tiristore è stato testato su diversi valori di R . Nel corso dei test si sono osservate ampie oscillazioni della tensione quando i valori erano bassi mentre per valori elevati, da qualche decina di $k\Omega$ in su, l'andamento della tensione era pressochè uguale. Il valore scelto dunque dopo i test, è stato di $10k\Omega$.

La Figura 7.10 mostra l'andamento della tensione sul tiristore per tre $R_{snubber} = 0.2 k\Omega, 1.0 k\Omega$ e $10 k\Omega$.

Invece per i valori considerati per la capacità $C_{snubber}$ (da 0.0125 a $1.25 \mu F$) l'andamento della tensione sul tiristore non ha sostanziali cambiamenti. Dopo la fase di ottimizzazione, è stato scelto come valore di $C_{snubber}$ il valore $1.0 \mu F$.

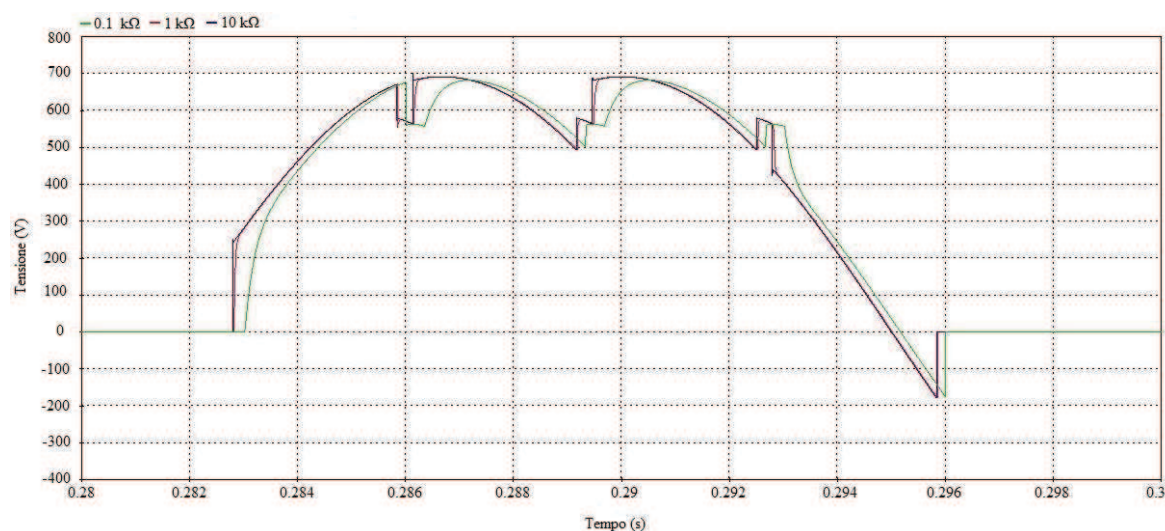


Figura 7.10 – Impatto della $R_{snubber}$

I valori selezionati potrebbero non avere riscontri con gli snubber realmente utilizzati nei convertitori. Sono stati selezionati solamente per assicurare un andamento di tensione soddisfacente per il componente idealizzato utilizzato dal programma EMTP – RV. Tuttavia risultati simili, relativi a simulazioni in ambiente EMTP – RV possono essere riscontrati in letteratura (vedere punto [41]).

Il sistema di controllo. In questa fase della simulazione un primo semplice sistema di controllo è stato implementato. La sua funzione è quella di sincronizzare gli impulsi di accensione dei tiristori con la tensione di rete mantenendo l'angolo di innesco fisso.

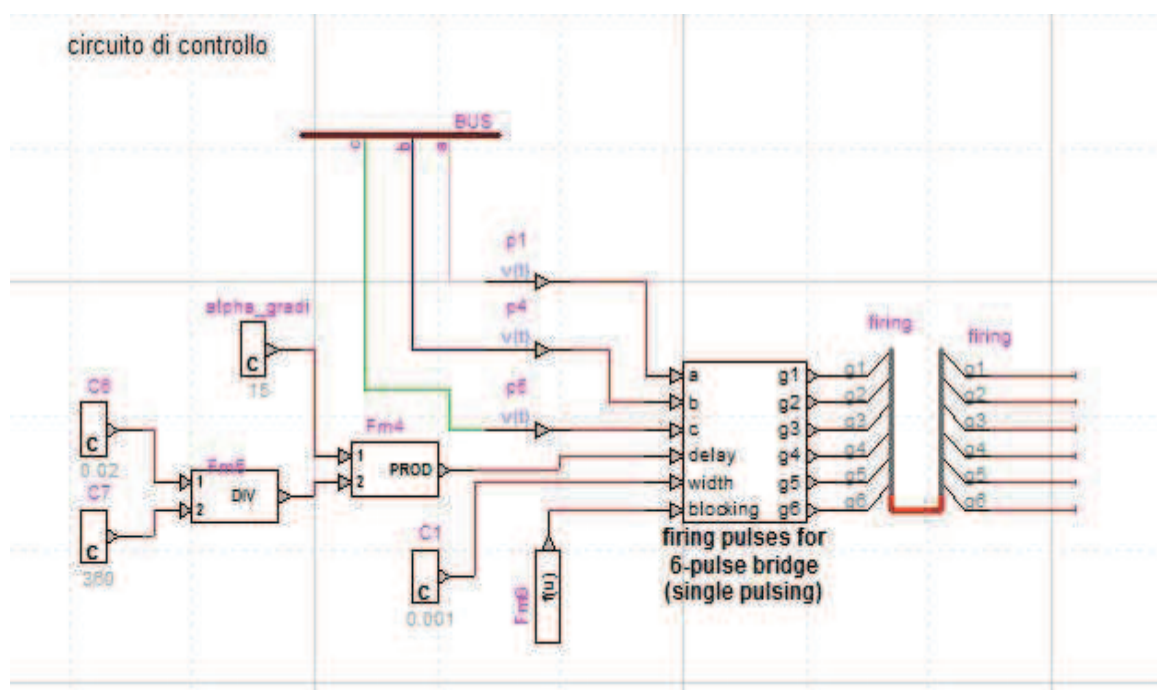


Figura 7.11 – Sistema di controllo – 1

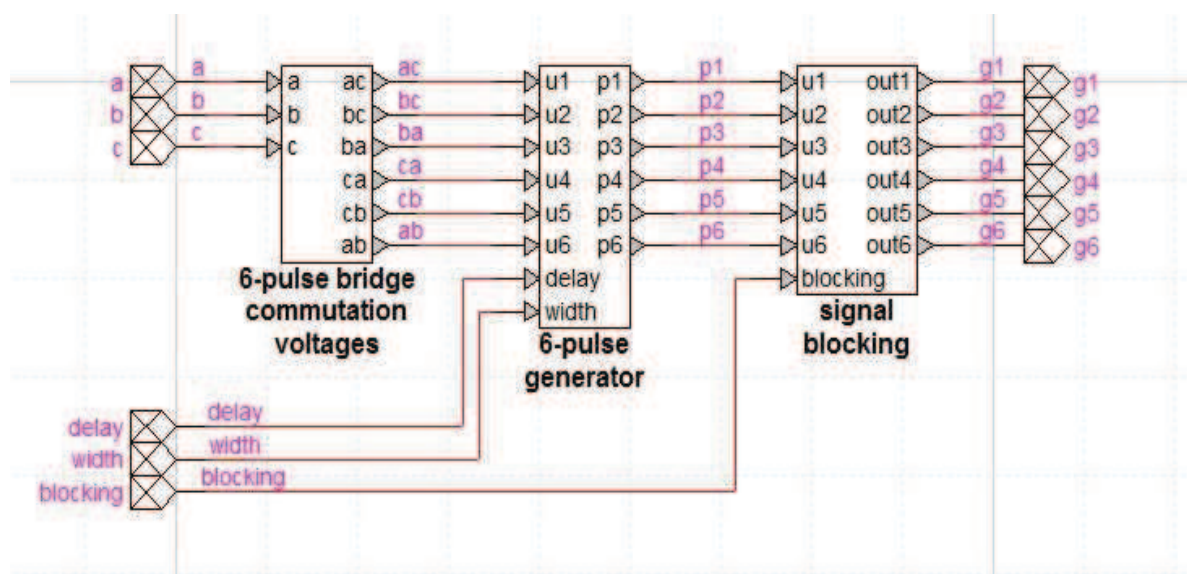


Figura 7.12 – Circuito di controllo – Firing pulses

Capitolo 7

Per implementare il ponte raddrizzatore a dodici impulsi occorre effettuare solo qualche cambiamento. Nella parte del circuito relativa alla potenza bisogna introdurre due trasformatori con opportuno gruppo di collegamento (0-11, 6-5) per ottenere lo sfasamento di 30° gradi elettrici tra le forme d'onda. Anche le due sequenze di innesco dovranno essere opportunamente sfasate.

Alcuni esempi dell'andamento di tensioni e correnti ottenuto tramite il raddrizzatore a dodici impulsi, sono illustrati sotto, nell'ipotesi di $L_s = 0$ (tempo di commutazione nullo).

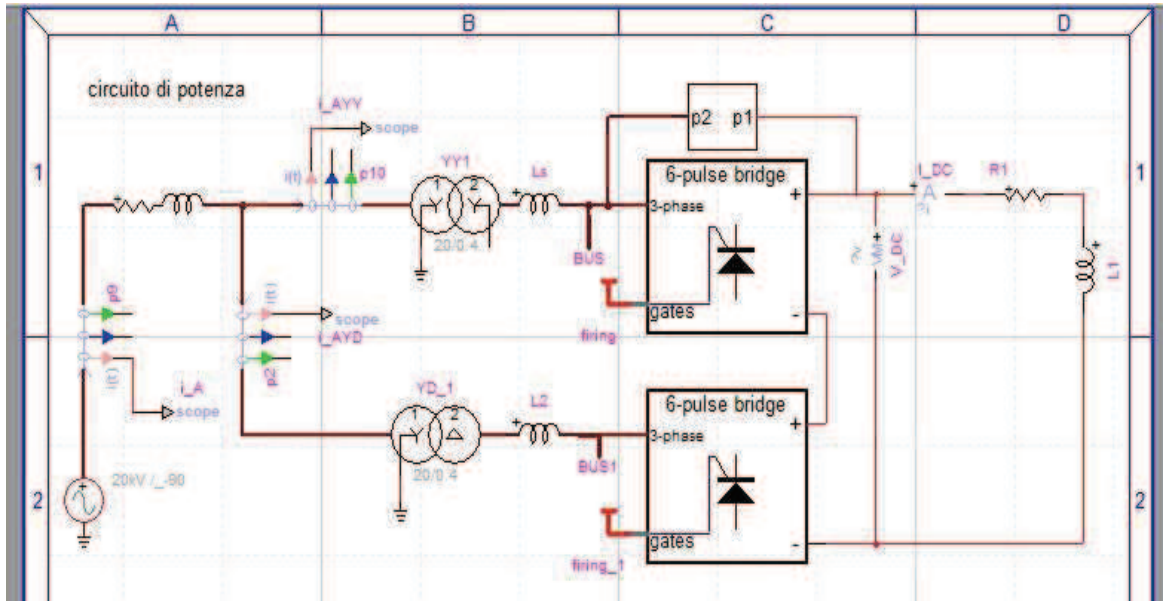


Figura 7.13 – Circuito raddrizzatore a 12 impulsi

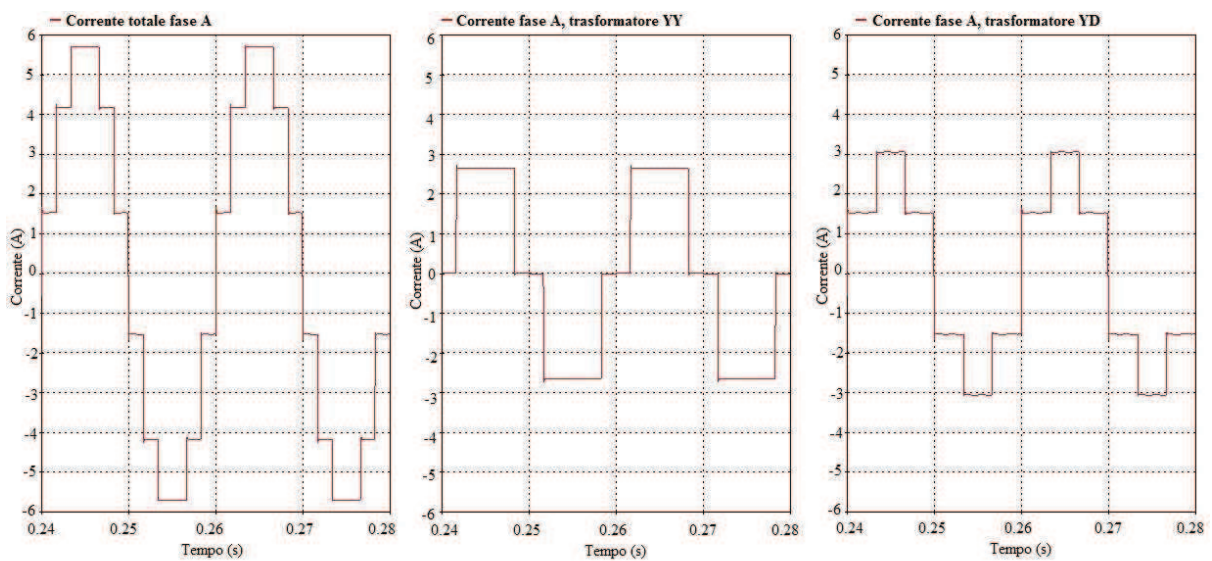
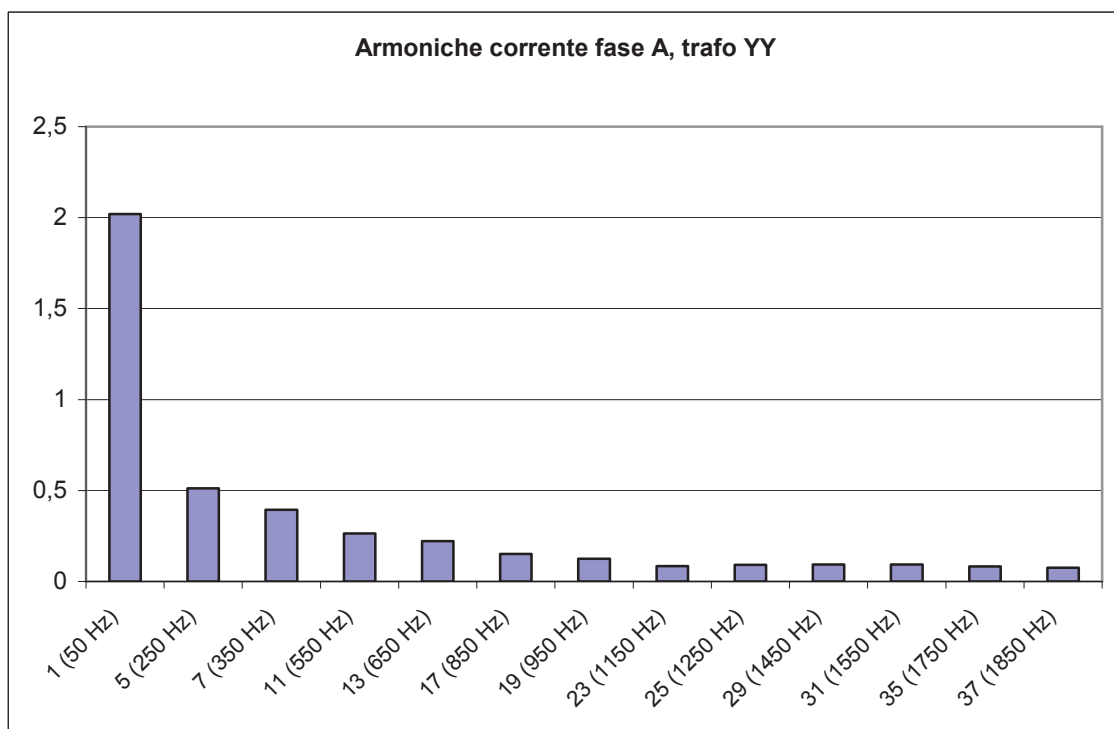
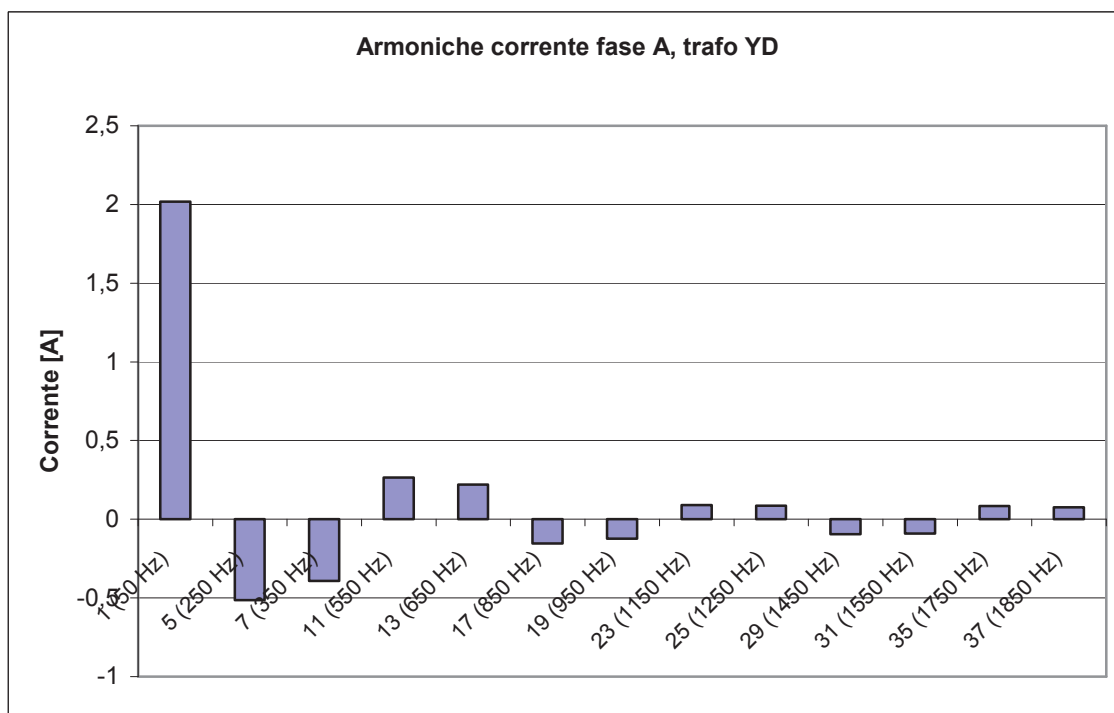


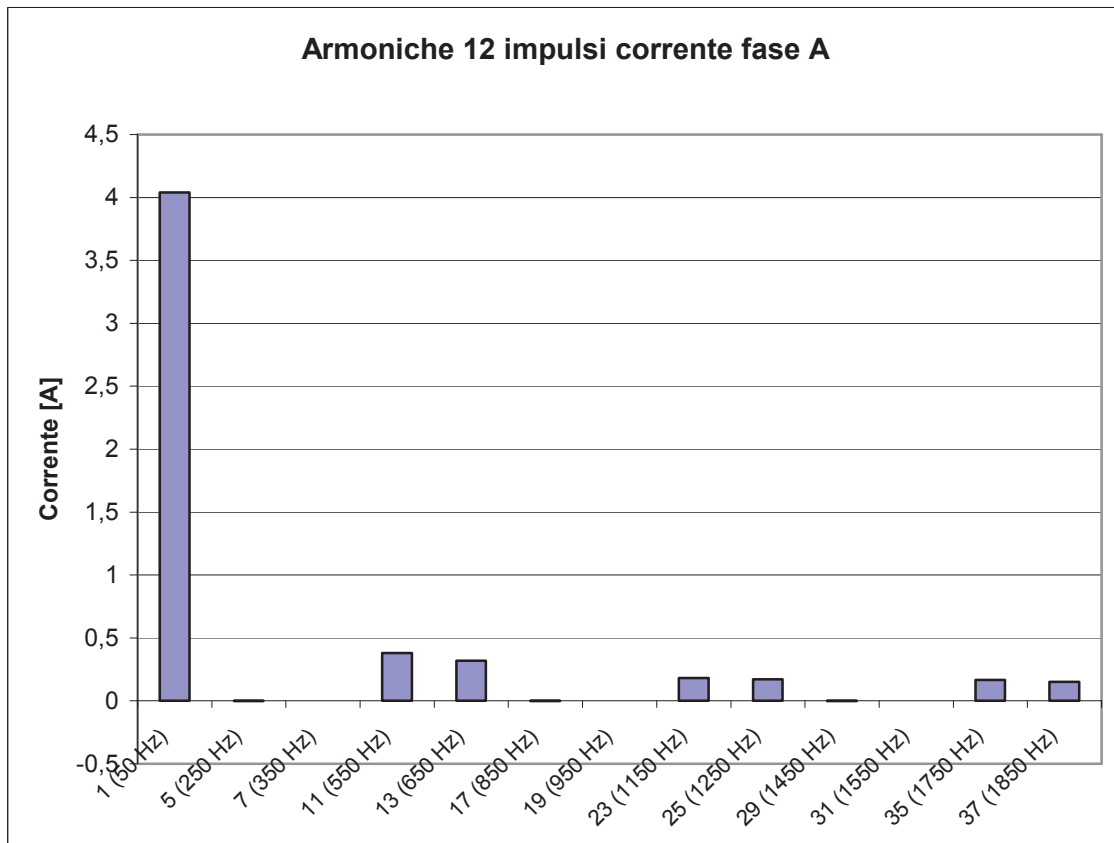
Figura 7.14 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD
($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)



(a)



(b)



(c)

Figure 7.15 a,b,c – FFT delle correnti di fase A, trasformatore YY, trasformatore YD, totale ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

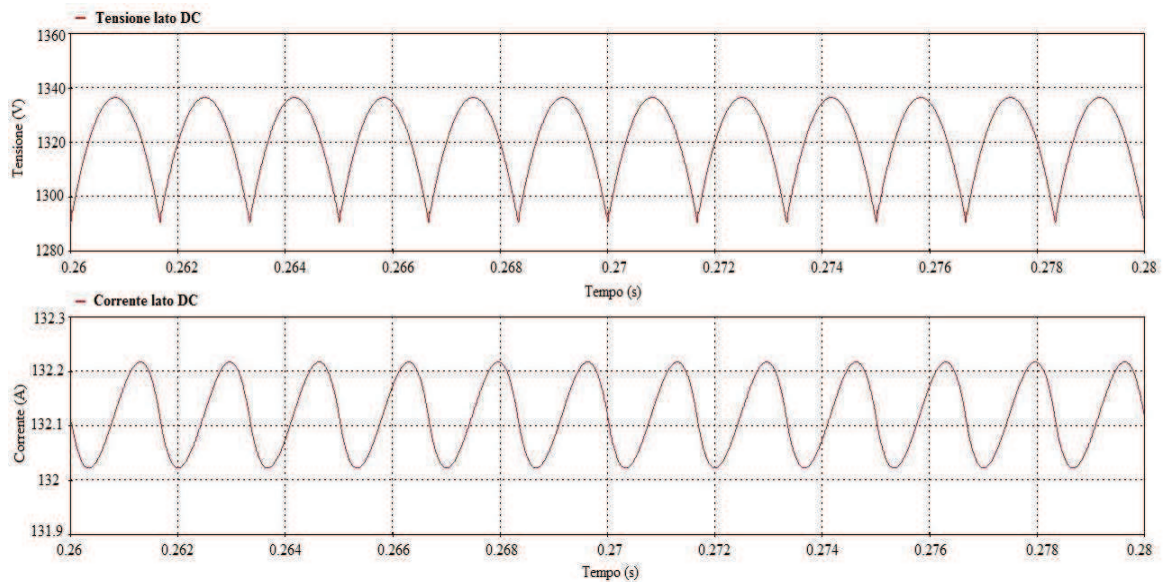


Figure 7.16 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

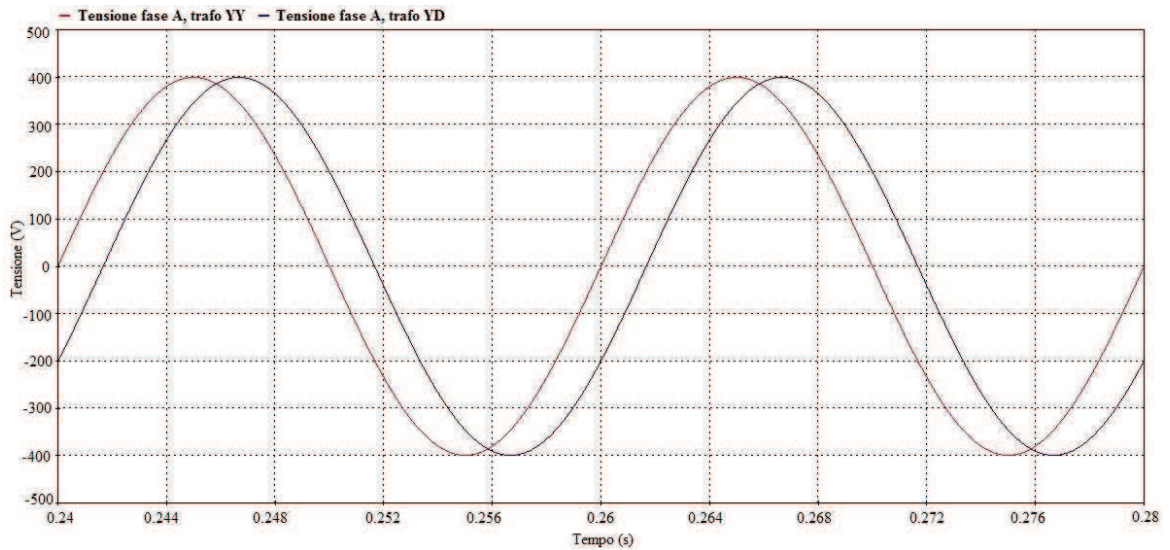


Figura 7.17 – Tensione fase A, secondario dei trasformatori ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

Le forme d'onda ottenute sono come quelle che si otterrebbero utilizzando un semplice convertitore non controllato a diodi ($\alpha = 0$).

Inoltre, essendo L_s nulla, non abbiamo nessun ritardo al momento della commutazione; l'onda di tensione DC risulta "non tagliata".

Dai risultati dell'analisi armonica ottenuta tramite FFT, si nota come alcune armoniche presenti sul convertitore a sei impulsi, vadano poi ad annullarsi a vicenda nella configurazione a 12 impulsi. Nella corrente di fase totale quindi abbiamo solamente le armoniche di ordine $12 \cdot k \pm 1$; dai valori ricavati inoltre si verifica che il valore dell'armonica h è pari a $1/h$ volte la fondamentale.

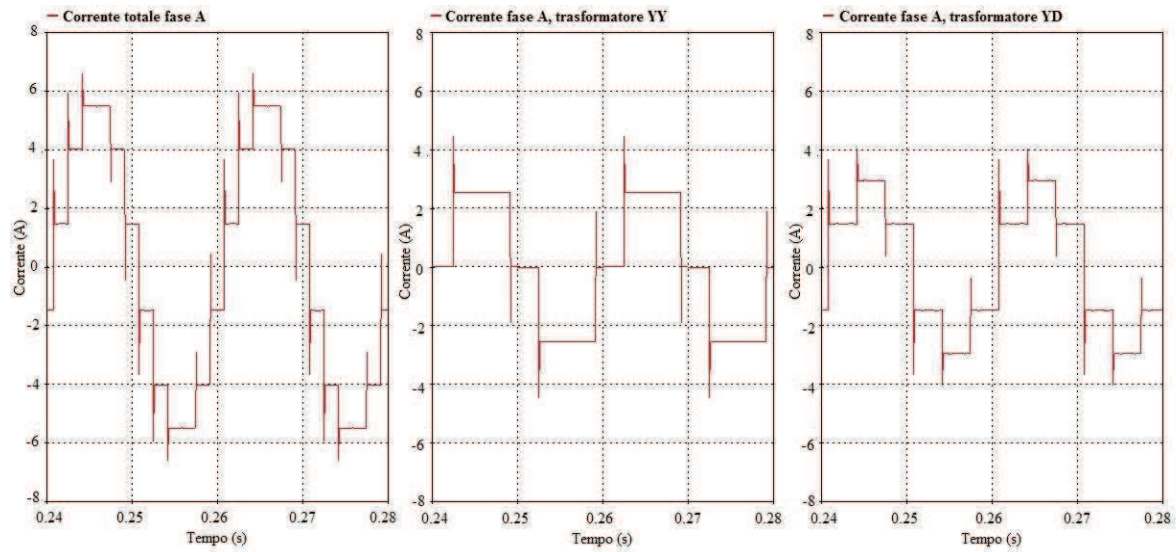


Figura 7.18 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

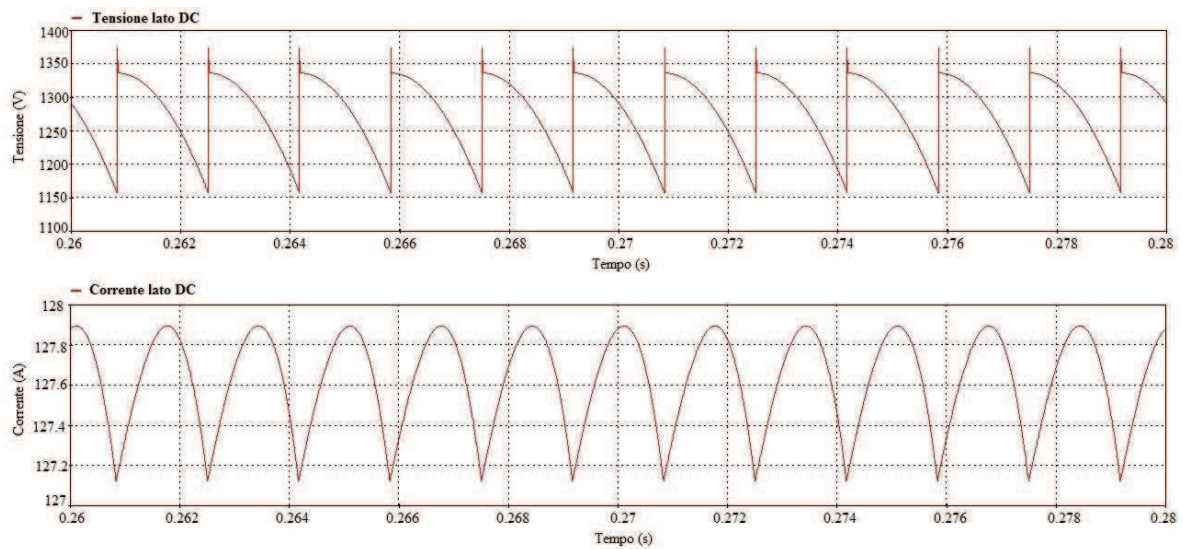


Figura 7.19 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

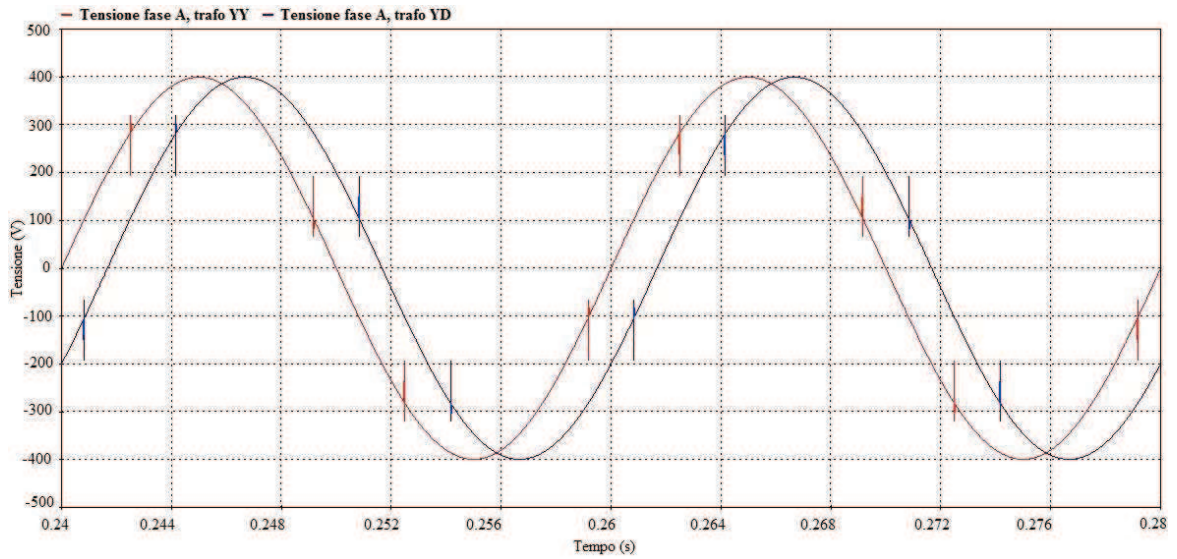


Figura 7.20 – Tensione fase A, secondario dei trasformatori ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

Rispetto la configurazione precedente si è cambiato l'angolo di innesco dei tiristori che da 0° gradi è stato portato a 15° . Questo comporta un “taglio” nelle forme d'onda di tensione e dunque un abbassamento del valore medio della tensione e della corrente lato DC con conseguente minore potenza inviata.

Anche in questo caso L_s è nulla pertanto non si hanno ritardi nella commutazione.

Nel seguito i risultati ricavati utilizzando un valore non nullo di L_s

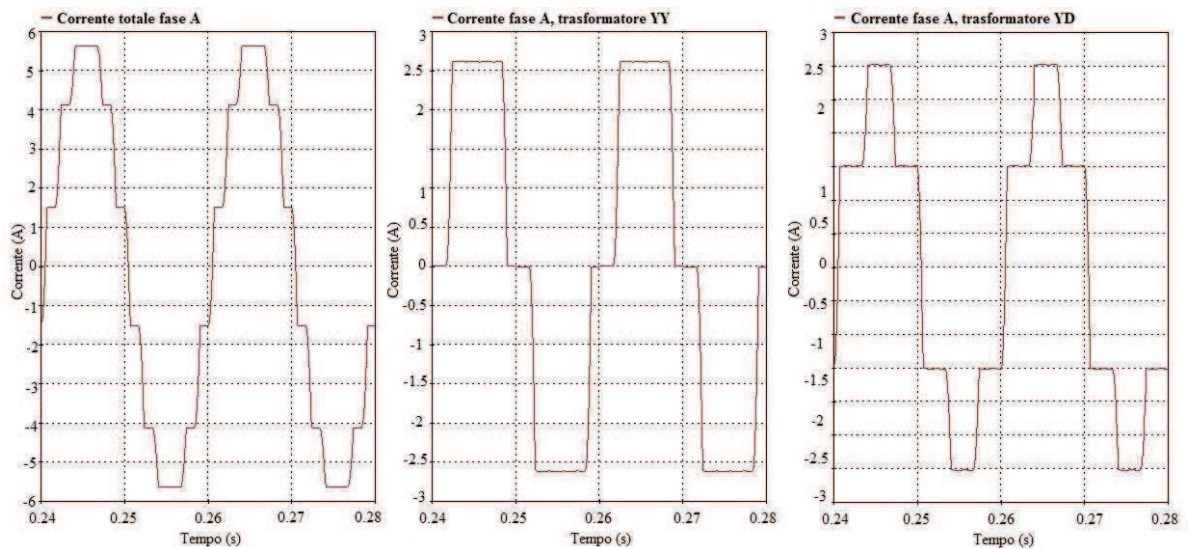


Figura 7.21 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

Capitolo 7

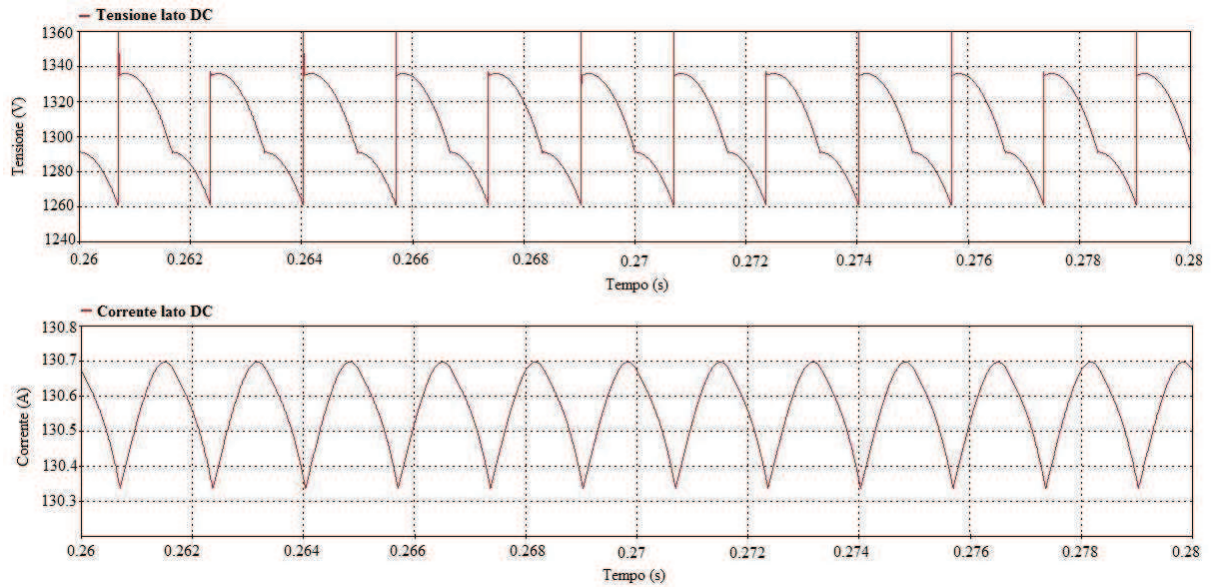


Figura 7.22 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

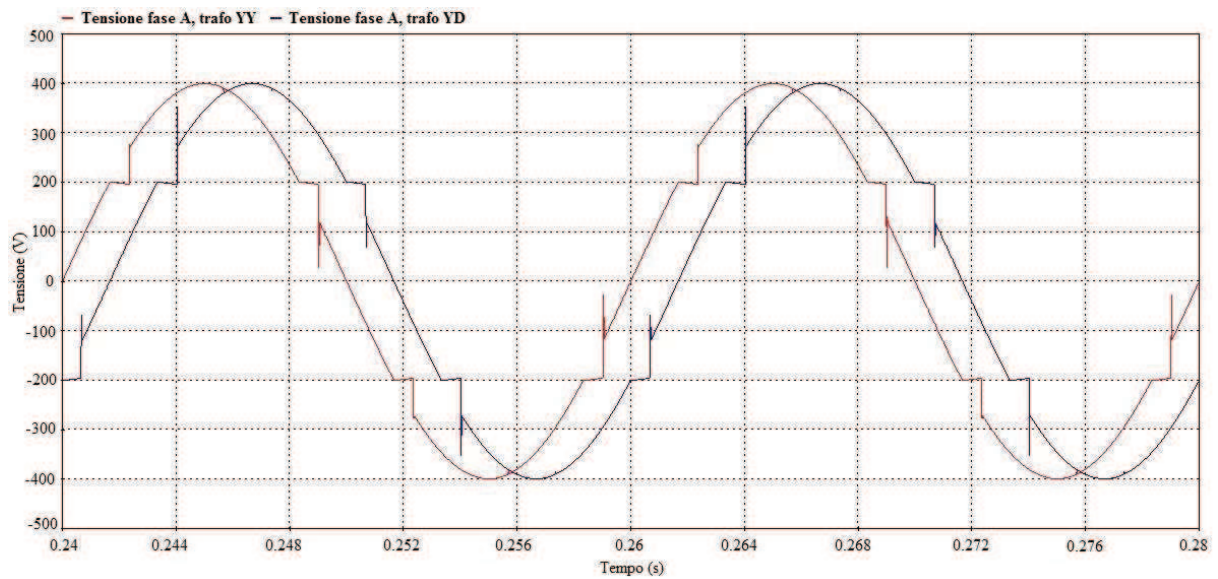


Figura 7.23 – Tensione fasi A, secondari dei trasformatori ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 0^\circ$)

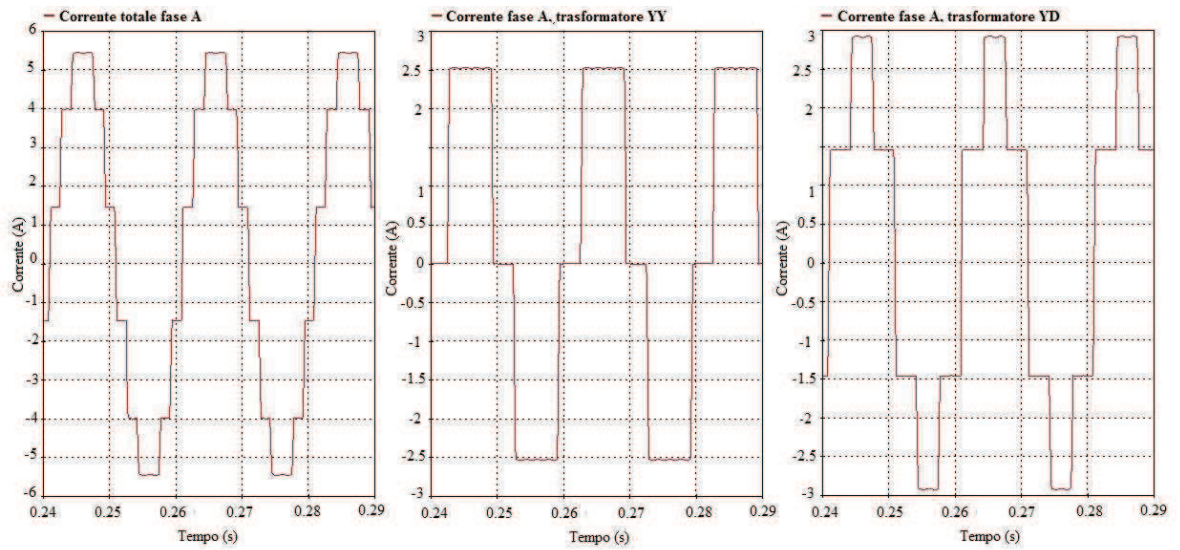


Figura 7.24 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

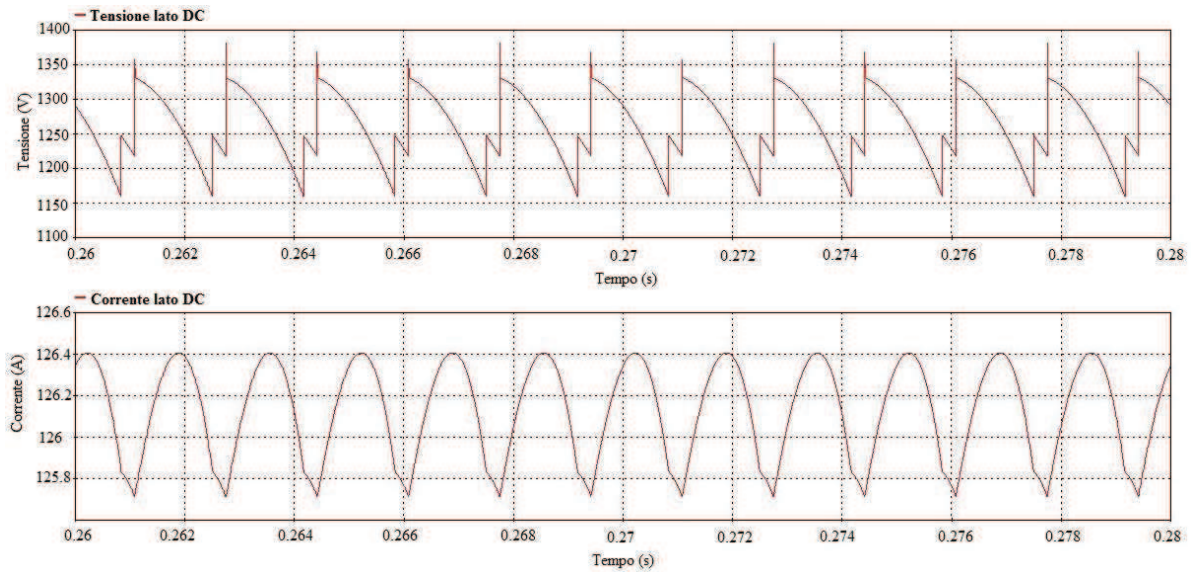


Figura 7.25 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

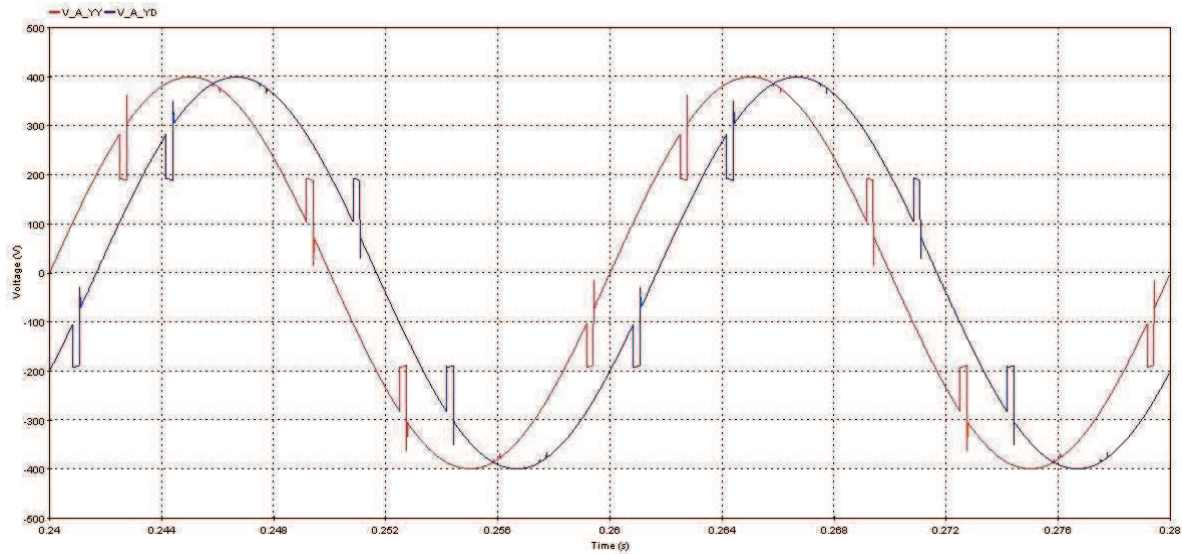


Figura 7.26 – Tensione fasi A, secondari dei trasformatori ($L_s = 0,2 \text{ mH}$, $\alpha = 15^\circ$)

Nelle ultime due simulazioni è stato evidenziato l'effetto dell'induttanza L_s nelle forme d'onda di tensione e corrente, sia per $\alpha = 0$ che per α pari a 15° gradi.

Rispetto alle simulazioni con L_s era nulla, nella fase di commutazione c'è un certo ritardo e questo è visibile dai buchi di tensione lato AC e dalla forma d'onda di tensione lato DC.

Considerando l'esempio dove $\alpha = 15^\circ$, dalla teoria vista in precedenza l'angolo di ritardo u è ricavabile dalla (2-44) che viene riportata sotto per semplicità:

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \frac{2\omega L_s}{\sqrt{2}V_{LL}} I_d$$

ed è pari a $5,2^\circ$ gradi.

Dalle simulazioni si ottiene un ritardo di $4,7^\circ$ gradi in linea con i risultati teorici

7.3 Ponte di conversione controllato a tiristori, funzionamento da inverter

Per provare il convertitore nel funzionamento da inverter, dove la potenza fluisce dal lato DC al lato AC, è necessario inserire una sorgente di tensione lato DC. Il valore della tensione dovrà ovviamente essere maggiore rispetto la tensione creata dal ponte che è pari a $2 \times 3 \times V_{LL} \cdot \cos \alpha$. Per gli esempi riportati sotto è stato inserito un generatore ideale di tensione continua con tensione nominale pari a 1500 V.

Come fatto per il funzionamento da raddrizzatore, andiamo ad osservare il comportamento del convertitore in modalità inverter con e senza l'induttanza posta al secondario del trasformatore. L'angolo di innesco dei tiristori è di 150° gradi ed è stato scelto in maniera arbitraria ma tale da visualizzare in modo ottimale i risultati.

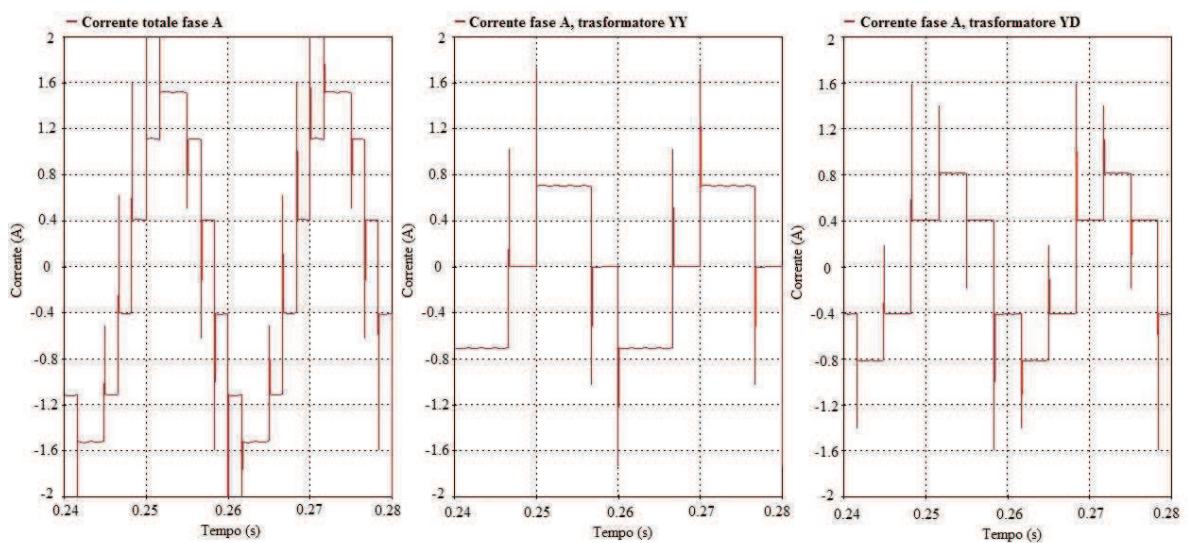


Figura 7.27 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 150^\circ$)

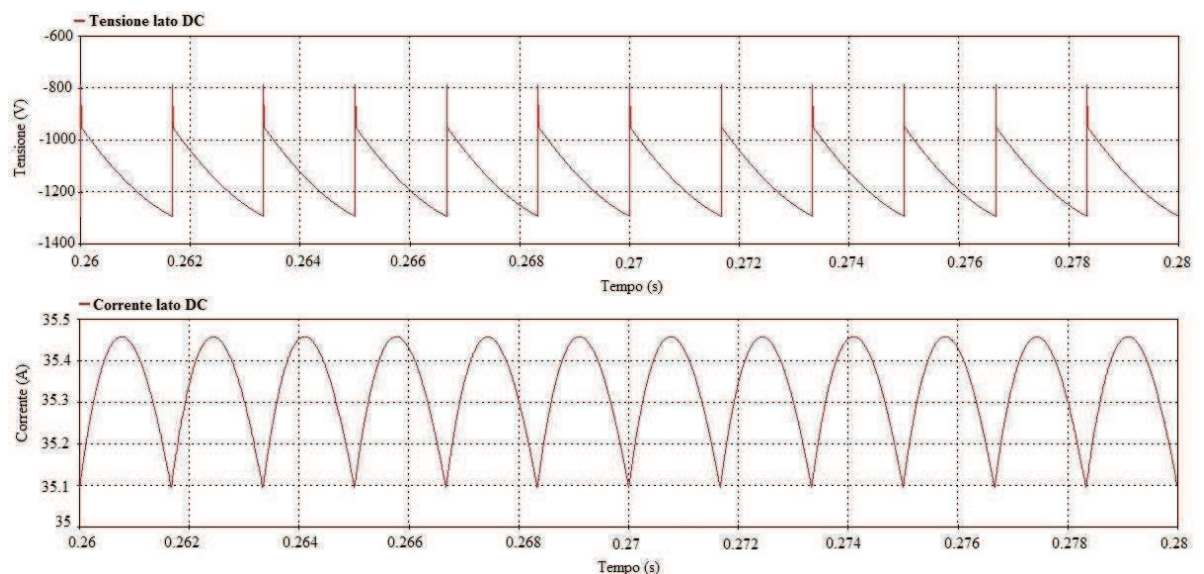


Figura 7.28 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0 \text{ mH}$, $\alpha = 150^\circ$)

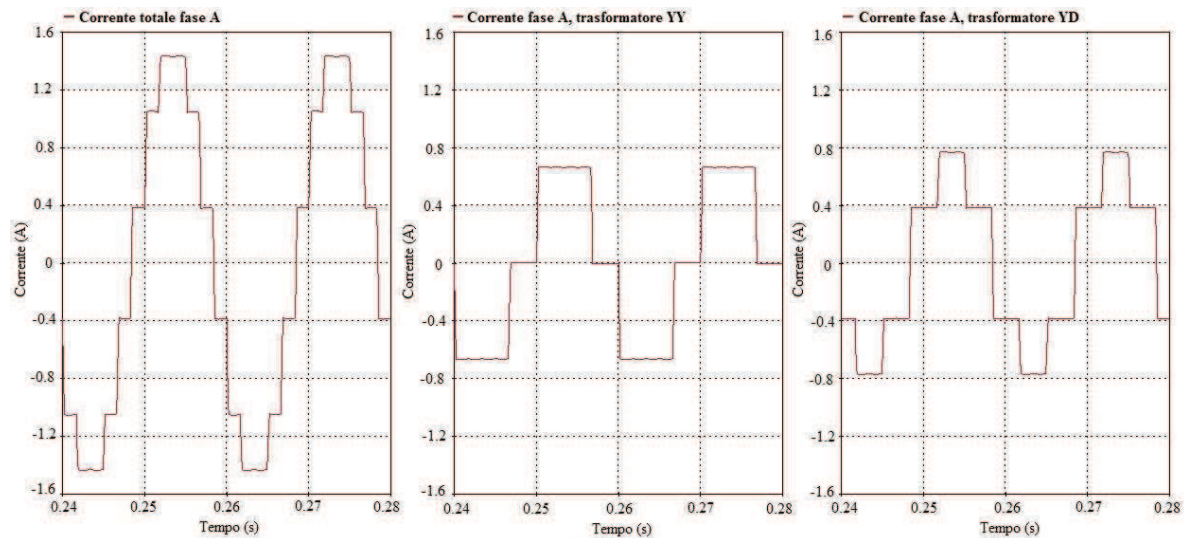


Figura 7.29 – Correnti di fase A, totale, trasformatore YY, trasformatore YD
($L_s = 0,8 \text{ mH}$, $\alpha = 150^\circ$)

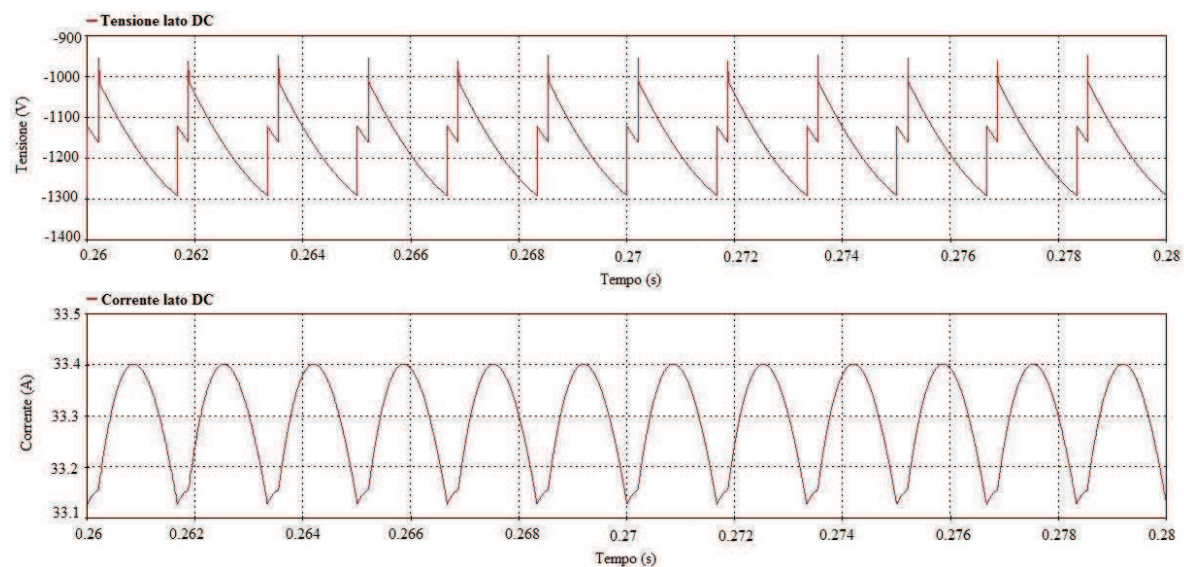


Figura 7.30 – Tensione e corrente lato DC ($L_s = 0,8 \text{ mH}$, $\alpha = 150^\circ$)

Anche nel funzionamento da inverter, l'angolo di ritardo introdotto dalla L_s è ricavabile dalla (2-44).

Dal punto di vista teorico ci si aspetta un angolo di commutazione u pari a $3,5^\circ$ gradi, l'angolo di ritardo rilevato è invece pari a $3,1^\circ$ gradi.

Il modello pertanto risponde correttamente per entrambi i tipi di comportamenti per il quale verrà impiegato nella modellizzazione della rete HVDC monopolare.

8

Implementazione del modello e prove effettuate

Dopo la verifica dei due modi di funzionamento del convertitore, si era pronti per modellizzare un sistema HVDC completo di linea di trasmissione. Il modello scelto è del tipo monopolare, con collegamento in cavo sottomarino e ritorno via mare; i valori scelti per la simulazione sono realistici anche se non si riferiscono a nessun collegamento reale.

Per ottenere tale configurazione sono stati implementati i modelli delle due stazioni di conversione ai capi della linea di trasmissione, dove la prima lavora come raddrizzatore e la seconda come invertitore, è stato implementato il sistema di controllo, calcolati opportunamente i parametri dei componenti, calcolati e testati i filtri ed è stato modellizzata la linea di trasmissione in cavo.

Lo schema di principio è riportato nella figura seguente:

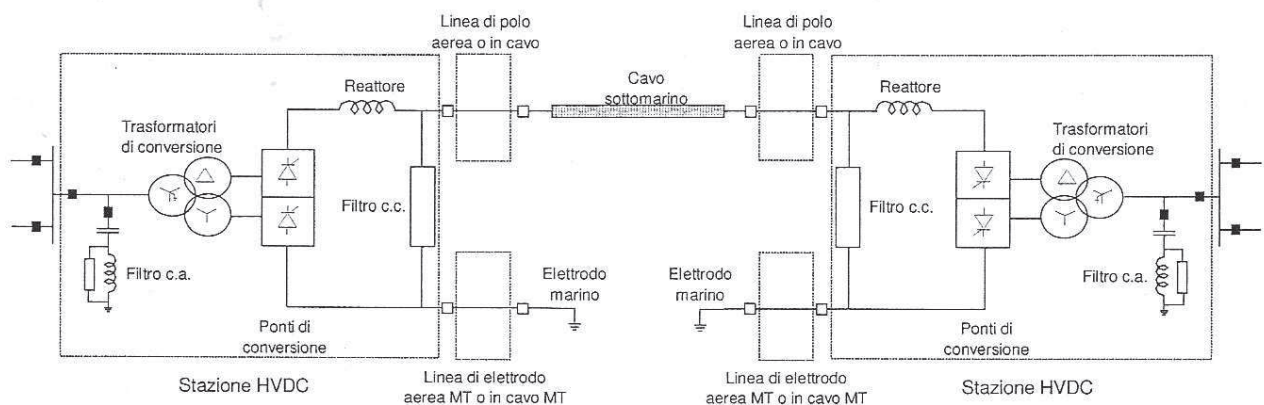


Fig 8.1 – Schema HVDC monopolare con ritorno marino

8.1 Lato AC

La potenza nominale della linea è pari a 250 MW con una tensione di 500 kV. Assumendo che la rete AC abbia le stesse caratteristiche per entrambi i nodi, gli altri dati salienti della rete AC sono i seguenti

- Frequenza: 50 Hz
- Tensione concatenata nominale lato AC: 400 kV RMS
- Tensione concatenate al primario dei trasformatori di conversione: 400 kV RMS
- Tensione concatenate al secondario dei trasformatori di conversione: 190.5 kV RMS

8.1.1 Il trasformatore

Per il calcolo della potenza di dimensionamento del trasformatore occorre prima definire la tipologia di trasformatore da impiegare.

La soluzione scelta riproduce quella maggiormente adottata negli impianti reali ed è quella che impiega trasformatori trifasi a due avvolgimenti.

Capitolo 8

Tenendo conto che per il loro dimensionamento, il parametro di riferimento è la potenza apparente abbiamo:

$$P_{app} = \sqrt{3} V_{LL} I_s \quad (8-1)$$

dove V_{LL} è la tensione concatenata del sistema e I_s è la corrente di linea.

La potenza attiva invece, è la potenza che fluisce attraverso il collegamento DC

$$P = V_{do} \cdot I_d \quad (8-2)$$

dove V_{do} è il valore medio di tensione lato DC e I_d è la corrente lato DC.

Ricordando le relazioni

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \quad (2-25)$$

e

$$I_s = \sqrt{\frac{2}{3}} I_d \quad (2-32)$$

Combinando le equazioni sopra si ottiene che la potenza per cui i trasformatori di conversione devono essere progettati è pari a

$$P_{app} = \frac{\pi}{3} P \cong 1,05 \cdot P \quad (8-3)$$

Data la configurazione scelta, la potenza attiva P di ogni trasformatore è pari a

$$P'_{trafo} = \frac{P}{2} = \frac{250}{2} = 125 \text{ [MW]}$$

Dunque potenza di dimensionamento è pari a

$$P_{trafo} = 1,05 \cdot 125 \cong 132 \text{ [MVA]}$$

Considerando un fattore di sicurezza di circa 1,2 si sceglie la potenza del trasformatore pari a 160 MW e lo si modella come trasformatore ideale.

Basandosi su dati medi di trasformatori con le caratteristiche sopra citate [43], al secondario è stata assunta una induttanza di dispersione pari a 70 mH.

8.1.2. I filtri

I filtri lato AC sono posizionati in modo da assorbire le armoniche generate dai convertitori. Tipicamente sono utilizzati tre tipi di filtri:

- Single tuned
- Double tuned
- High pass
 - o Second order
 - o C type

La loro configurazione e la loro impedenza caratteristica in funzione della frequenza sono riportate nella seguente tabella.


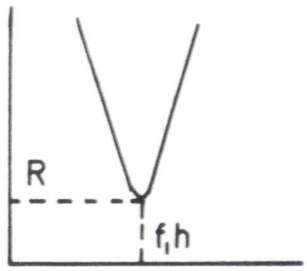
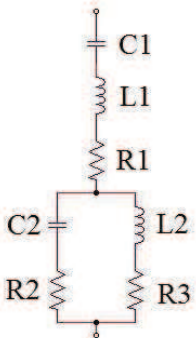
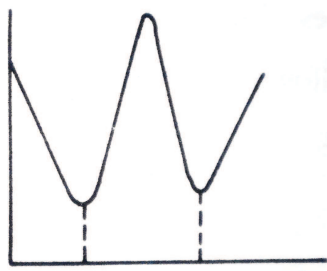
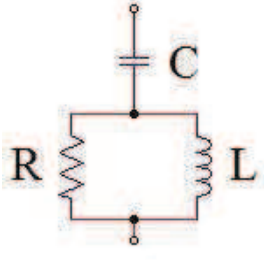

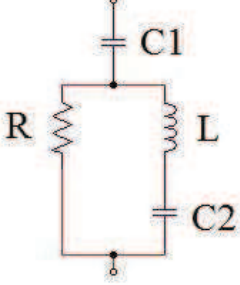
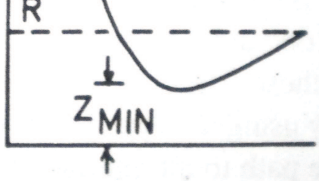
Tipo	Circuito	Z in funzione della frequenza
Single tuned		
Double tuned		
Passa alto – secondo ordine		
Passa alto – C type		

Tabella 8.1 – Tipi di filtri AC

Nel programma sono stati implementati tre filtri RLC due dei quali impostati sulla 11a e 13a armonica (550 Hz e 650 Hz); il terzo invece è un filtro passa alto (High Pass Filter) del secondo ordine per il filtraggio delle armoniche superiori. Capita che nei sistemi reali HVDC, in particolare quando sono inter-allacciati a reti AC deboli, venga incluso anche un filtro accordato sulla 3a armonica per il filtraggio delle armoniche non caratteristiche. Nel presente modello però non è stato incluso.

Capitolo 8

8.1.2.1 Progetto del filtro passa alto (HPF)

Per poter andare a filtrare le armoniche a partire dalla 17a è stato predisposto un filtro passa alto del secondo ordine definito dai seguenti parametri:

$$h_o \omega_1 = \frac{1}{\sqrt{LC}}; \quad Z_o = \sqrt{\frac{L}{C}}; \quad \sigma = \frac{R}{Z_o} \quad (8-4)$$

dove il valore di σ è solitamente scelto tra 0,5 e 2.

Per quanto riguarda il valore dell'armonica da impostare,

$$h_o \leq \sqrt{2} \cdot h_{min} \quad (8-5)$$

dove h_{min} è l'armonica minore sulla quale il filtro riesce ad agire.

La potenza reattiva fornita dal filtro è pari a

$$Q_f = \left(\frac{h_o}{(h_o^2 - 1)} \right) \cdot \left(\frac{V_1^2}{Z_o} \right) \quad (8-6)$$

8.1.2.2 Progetto dei filtri accordati

Per la progettazione dei filtri accordati a singole armoniche, nel nostro caso l'11a e la 13a, si definiscono i seguenti parametri

$$h \omega_1 = \frac{1}{\sqrt{LC}}; \quad Z_o = \sqrt{\frac{L}{C}}; \quad \psi = \frac{Z_o}{R}$$

dove il valore di ψ è solitamente scelto tra 130 e 150.

La potenza reattiva fornita dal filtro è ricavabile grazie alla formula (8-6)

Si è supposto che i filtri dovessero fornire all'incirca l'80% della potenza reattiva necessaria al ponte in condizioni nominali [44]. Tale potenza è data dall'equazione (2-49) (relativa al convertitore a sei impulsi) qui riportata:

$$Q_1 = \sqrt{3} V_{LL} \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \right) \sin \alpha = 1.35 V_{LL} I_d \sin \alpha.$$

Ipotizzando un angolo di innesco di 15° , per il dodici impulsi $Q_1 = 67 \text{ MVAR}$

Dunque per i filtri i parametri scelti in accordo con le equazioni sopra riportate, sono stati

11a armonica: $R = 1,8 \Omega$; $L = 76,13 \text{ mH}$; $C = 1,1 \mu\text{F}$; $Q = 18,4 \text{ MVAR}$

13a armonica: $R = 1,5 \Omega$; $L = 54,5 \text{ mH}$; $C = 1,1 \mu\text{F}$; $Q = 18,4 \text{ MVAR}$

HPF: $R = 120 \Omega$; $L = 12,205 \text{ mH}$; $C = 1,442 \mu\text{F}$; $Q = 24 \text{ MVAR}$

Per compensare eventuali ulteriori richieste di potenza reattiva che possono incorrere ad esempio quando l'angolo di innesco del raddrizzatore (inverter) si alza (abbassa) si predispongono tre ulteriori banchi di condensatori.

8.2 Componenti lato DC

Relativamente ai filtri lato DC, questi non sono stati implementati nel modello dato che per linee puramente in cavo non sono richiesti [26].

Per l'induttanza di spianamento, considerando che mediamente i valori vanno dai 100 ai 300 mH [16], è stato selezionato il valore di 250 mH.

8.3 Il sistema di controllo

Il modello di controllo consiste principalmente in un sistema di misurazione degli angoli α e γ e la generazione dei segnali di firing da applicare ai due convertitori.

Dal P.L.O. (Phase Locked Oscillator) viene generato il segnale di firing della valvola 1 e da questo vengono derivati tutti gli altri. Di conseguenza si realizza un EFP (Equidistant Firing Pulse).

Nel modello vengono utilizzati i seguenti tipi di controllo:

- controllo del minimo angolo di estinzione lato inverter - γ
- controllo della corrente DC

8.3.1 Sistema di controllo lato raddrizzatore

Il sistema di controllo usa la tecnica C.C.C. ovvero Constant Current Control. Il riferimento della corrente è ricavato dalla richiesta di potenza e dal rilevamento della tensione DC lato inverter. Questo è fatto per garantire la protezione del convertitore in situazioni in cui lato inverter non ci sia una tensione sufficientemente elevata (ad esempio a causa di un guasto) o quando non si ha una richiesta sufficientemente elevata di potenza.

La corrente DC lato convertitore è misurata tramite appositi trasduttori ed è opportunamente filtrata prima di essere comparata con la corrente di riferimento che serve per poi creare il segnale di errore.

Il segnale di errore è mandato al regolatore tipo P.I. che produce il giusto segnale di α . Il circuito di creazione dei segnali di firing poi usa quest'ultima informazione per generare degli impulsi di firing equidistanti.

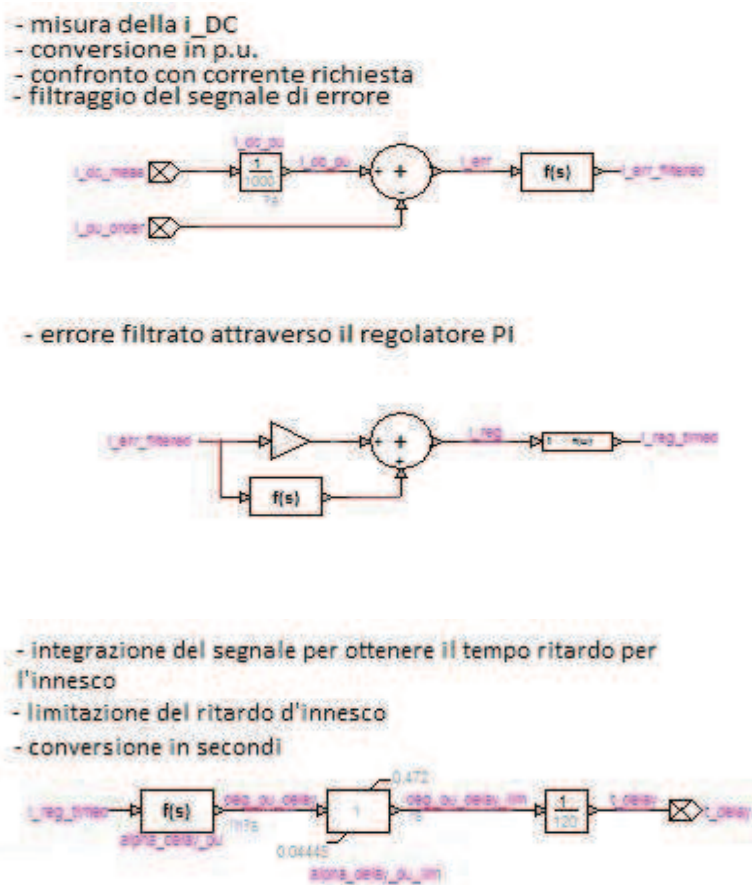


Figura 8.2 – Implementazione Regolatore lato raddrizzatore

Capitolo 8

8.3.2 Sistema di controllo lato inverter

Per il sistema di controllo dell'inverter è stata implementata una sola tipologia di controllo ovvero quella del minimo angolo di estinzione γ .

Il controllo di γ utilizza una logica simile al controllo di corrente, anch'esso infatti impiega un controllore di tipo P.I. per produrre il giusto angolo di firing. La misurazione dell'angolo viene effettuata tramite metodo diretto utilizzando degli opportuni trasduttori di segnale; la misura viene poi confrontata con il valore desiderato per produrre un segnale di errore da inviare al controllore.

8.4 Il cavo

Per la modellizzazione del cavo, utilizzato in posa sottomarina, possiamo ipotizzare che questo venga interrato ad una ad una profondità notevole e che quindi la resistività con cui l'armatura del cavo è a contatto sia costante e pari a quella del terreno sottomarino [45].

Per quanto riguarda il cavo la tipologia scelta è la M.I.; sotto si riportano le sue caratteristiche:

- Sezione del conduttore di fase: 1500 [mm²]
- Diametro conduttore di fase: 43.8 [mm]
- Resistività elettrica conduttore di fase a 20°C: $1.8 * 10^{-5}$ [Ω *mm]
- Coefficiente di variazione della resistività conduttore di fase – $\alpha = 0.004$ [°C⁻¹]
- Permeabilità magnetica assoluta conduttore di fase: $4\pi * 10^{-10}$ [H*mm⁻¹]
- Diametro interno dello schermo: 82.5 [mm]
- Diametro esterno dello schermo: 89.1 [mm]
- Resistività elettrica dello schermo a 20°C: $2.14 * 10^{-4}$ [Ω *mm]
- Coefficiente di variazione della resistività dello schermo – $\alpha = 0.004$ [°C⁻¹]
- Permeabilità magnetica assoluta dello schermo: $4\pi * 10^{-10}$ [H*mm⁻¹]
- Diametro interno armatura: 100.7 [mm]
- Diametro esterno armatura: 111.7 [mm]
- Resistività elettrica dell'armatura a 20°C: $1.38 * 10^{-4}$ [Ω *mm]
- Coefficiente di variazione della resistività armatura – $\alpha = 0.004$ [°C⁻¹]
- Costante dielettrica relativa del primo isolante: 4.3
- Permeabilità magnetica assoluta del primo isolante: $4\pi * 10^{-10}$ [H*mm⁻¹]
- Fattore di perdita del primo isolante – $\tan\delta = 0.001$
- Costante dielettrica relativa del secondo isolante: 2.3
- Permeabilità magnetica assoluta del secondo isolante: $4\pi * 10^{-10}$ [H*mm⁻¹]
- Fattore di perdita del secondo isolante – $\tan\delta = 7 * 10^{-4}$
- Lunghezza totale del cavo: 400 km

Il terreno sottomarino ha una resistività pari a 0,25 Ω m ed una permeabilità relativa pari a 1.

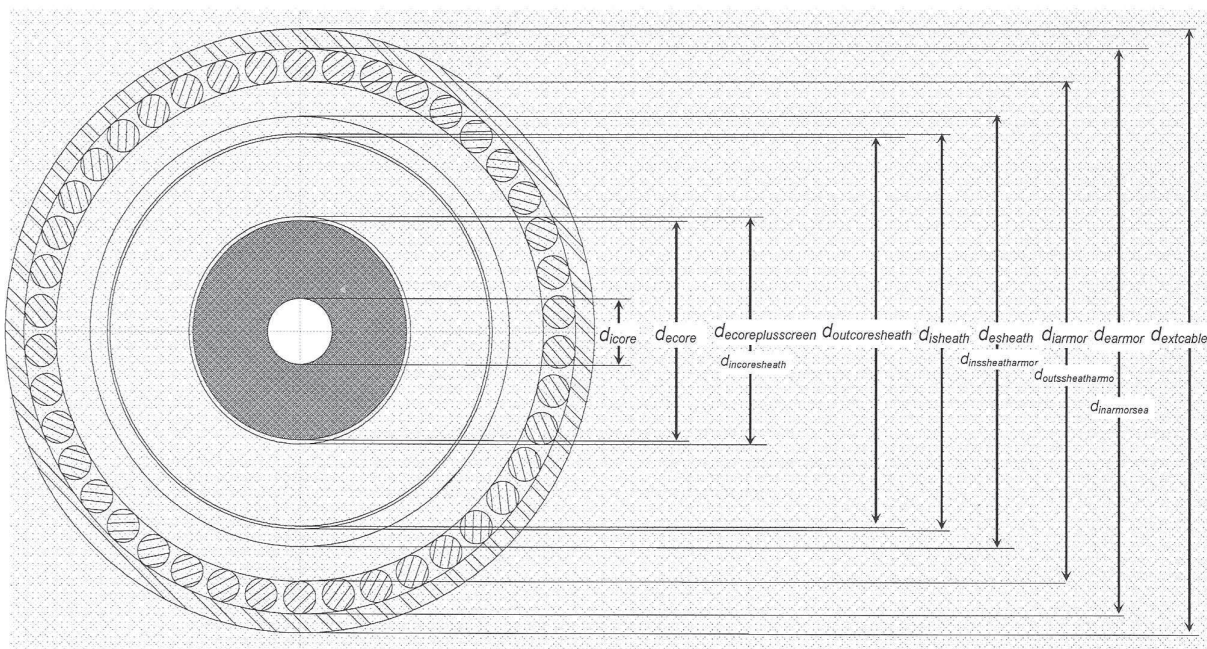


Figura 8.3 – Struttura del cavo modellizzato

L'analisi del intero sistema e stata effettuata con diversi tipi di modellizzazione del cavo consistenti in piu o meno “tronchi” di cavo collegati in serie tra loro.

Ad esempio, la Figura 8.5 si riferisce alla modellizzazione del cavo tramite 4 tronchi ciascuno dei quali lungo 100 km mentre nella Figura 8.6, il cavo e stato modellizzato tramite 16 tronchi ognuno dei quali lungo 25 km.

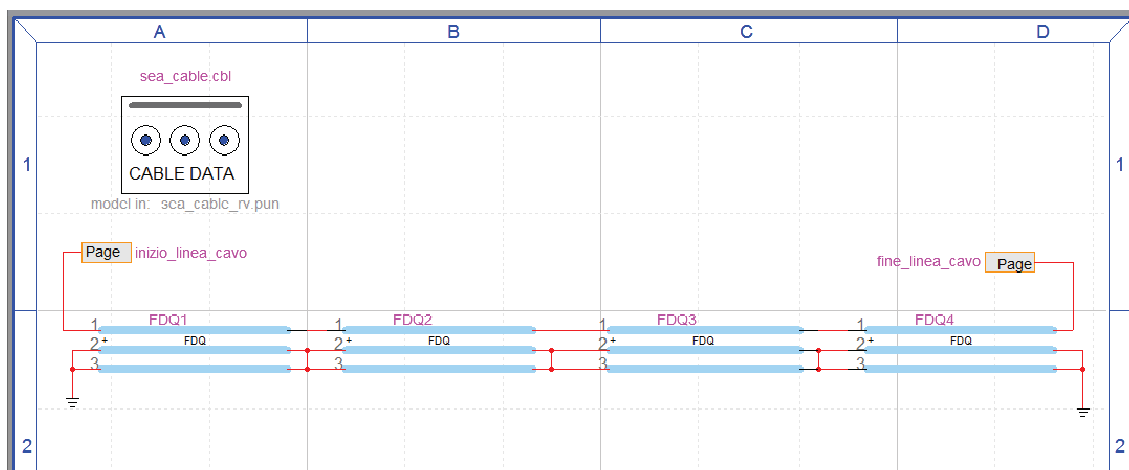


Figura 8.4 – Modellizzazione del cavo 1

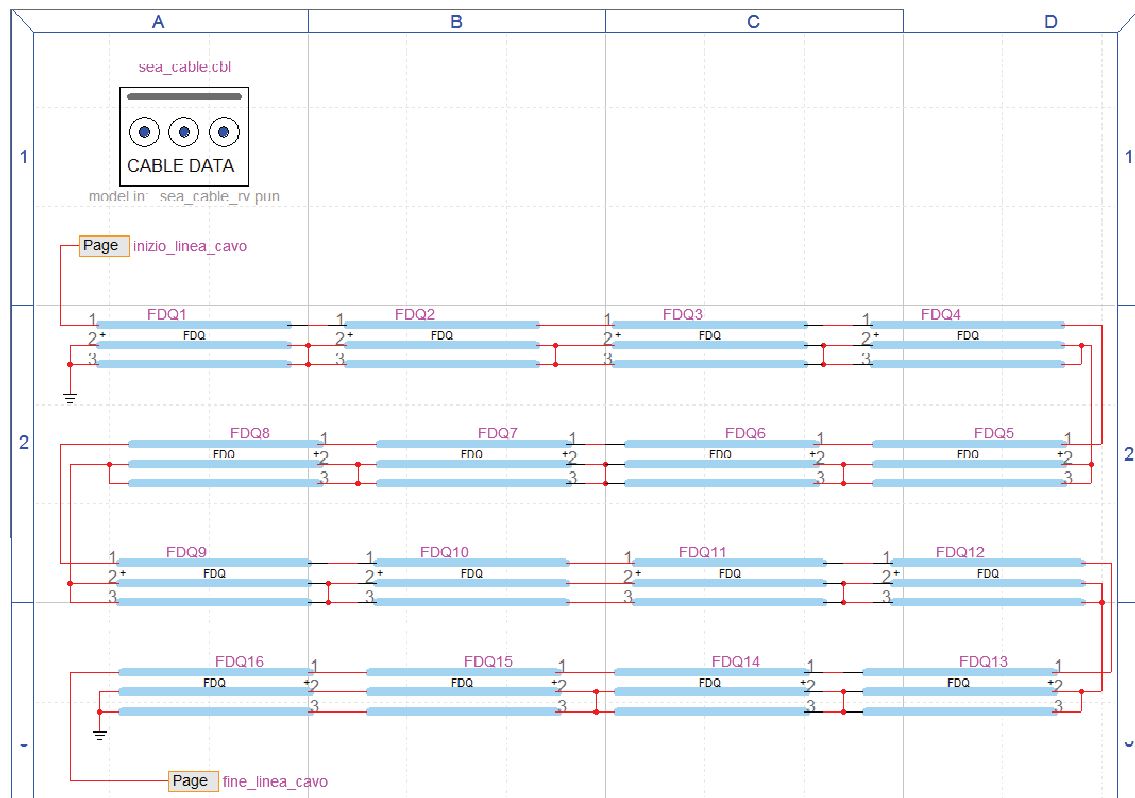


Figura 8.5 – Modellizzazione del cavo 2

La differenza tra le diverse modellizzazioni si ripercuote in due aspetti molto importanti ovvero il tempo di simulazione e la precisione dei risultati.

Quando i tronchi di cavo usati per la rappresentazione sono corti, il programma richiede tempi di esecuzione più lunghi dato che il passo di integrazione è limitato dal ritardo di propagazione all'interno del cavo [38]; dall'altra parte, tratti di cavo più corti con conseguenti passi di integrazione più brevi permettono di ottenere risultati qualitativamente migliori.

A titolo di esempio di seguito vengono mostrate due simulazioni effettuate entrambe tramite pc DELL a 32 bit con processore tipo Intel(R) Core(TM) 2 Duo – T7250, 2GHz con RAM di 2 GB.

In Figura 8.7 si riporta l'andamento della corrente DC negli ultimi 20 ms, di una simulazione effettuata con le seguenti caratteristiche:

- Lunghezza linea : 400 km con 4 tratti di cavo lunghi 100 km;
- Passo di integrazione : 12 μ s
- Intervallo di tempo analizzato: 20 s
- Tempo totale impiegato: 313.156 s

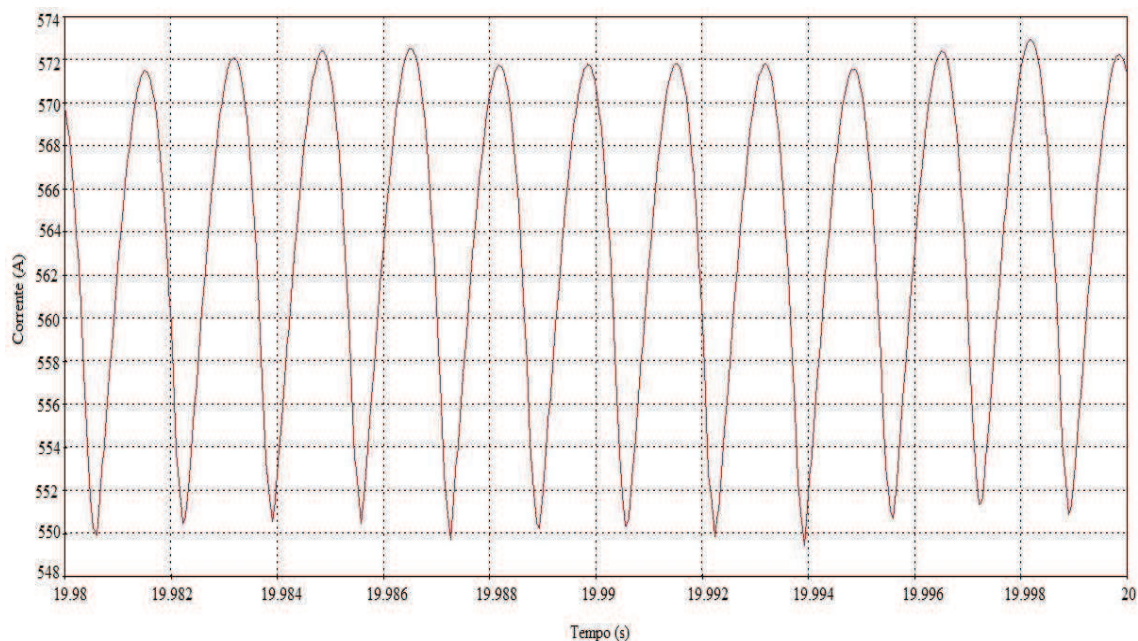


Figura 8.6 – Corrente DC ultimi 20 ms – Δt pari a 12 μ s

Dalla figura, si può già vedere come la corrente sia affetta da una subarmonica di circa 40 Hz

In Figura 8.8 si riporta l'andamento della corrente negli ultimi 20 ms, di una simulazione effettuata con le seguenti caratteristiche:

- Lunghezza linea : 400 km con 40 tratti di cavo lunghi 10 km;
- Passo di integrazione : 3 μ s
- Intervallo di tempo analizzato: 20 s
- Tempo totale impiegato: 4178.075 s

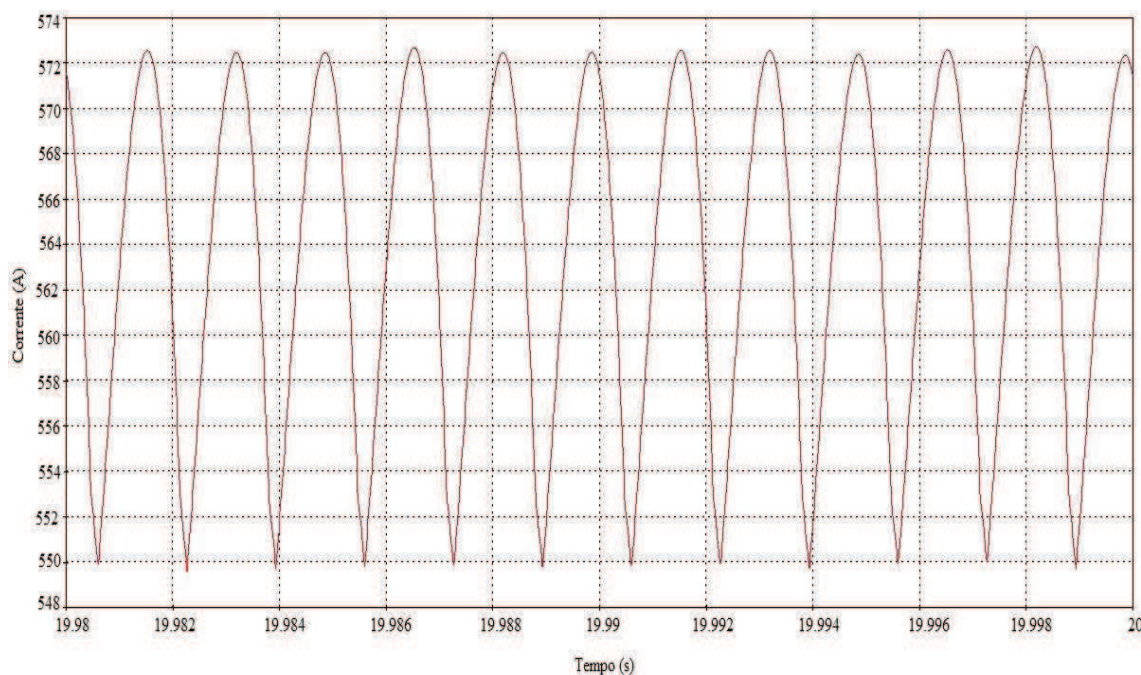


Figura 8.7 – Corrente DC ultimi 20 ms – Δt pari a 3 μ s

Capitolo 8

Un minore intervallo di integrazione scelto dunque porta ad avere forme d'onda più precise. Nell'analisi dei problemi allora bisognerà tenere sempre presente cosa andare a ricercare e conseguentemente fornire le giuste le indicazioni al programma. Ad esempio per verificare qualitativamente l'andamento di certe grandezze si procederà con l'effettuare simulazioni “grossolane” ovvero con Δt elevati; quando invece si vorrà fare un'analisi più accurata lo step di integrazione dovrà essere sufficientemente piccolo.

A seconda del tipo di forma d'onda da analizzare dunque è stato scelto con quanti “tronchi” modellizzare il cavo.

Inoltre si fa notare che, schermo ed armatura sono cortocircuitati alla fine di ogni tronco di cavo e ad inizio e fine linea sono cortocircuitati e messi a terra. Questo è fatto per uniformare le tensioni su di essi (che devono essere nulle su tutta la linea in condizioni stazionarie).

Il modello così definito, risulta rappresentato su 8 schermate del programma EMTP-RV; per semplicità si riporta solamente la parte di potenza (Figura 8.9).

Verranno nel seguito illustrate le varie prove effettuate.

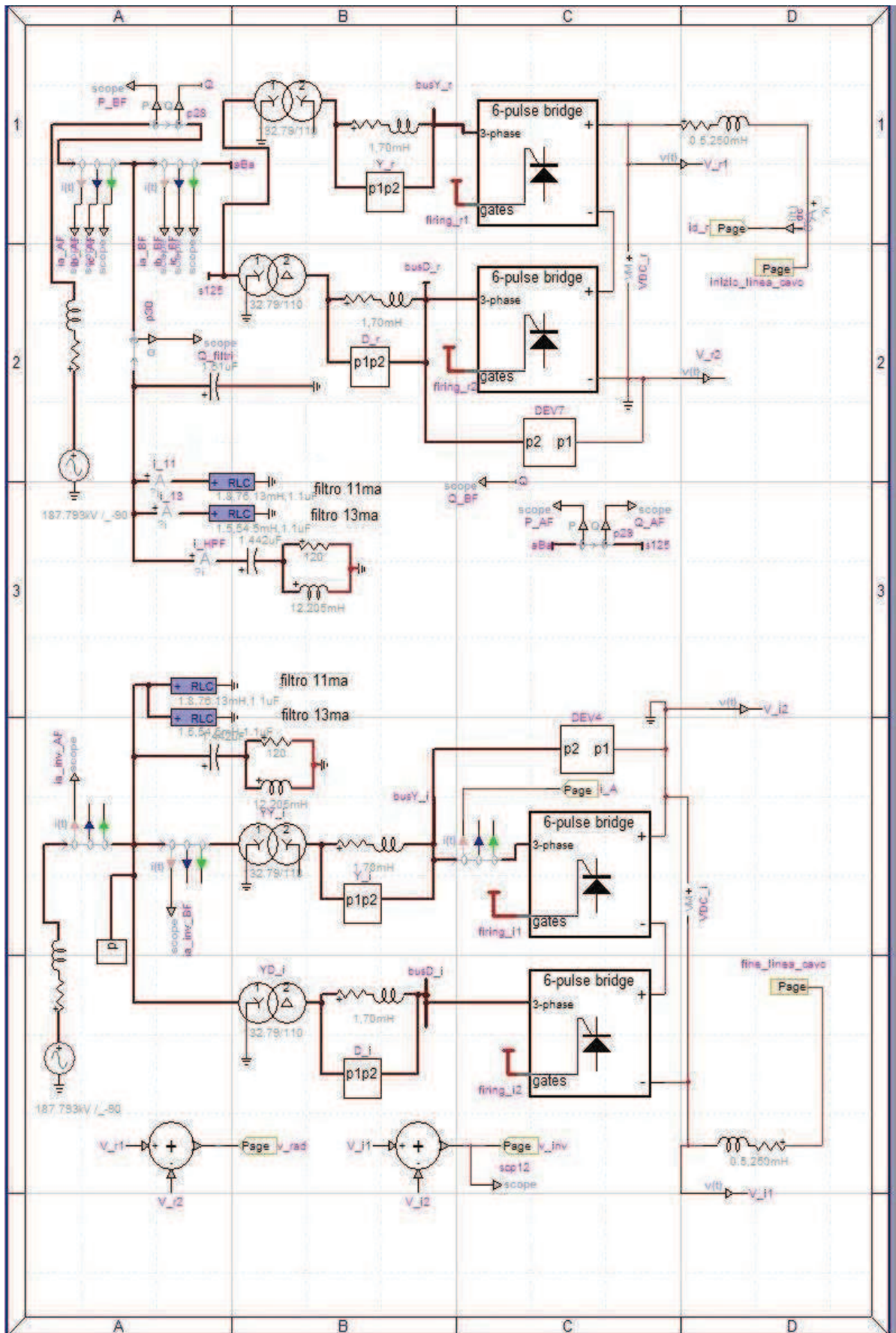


Figura 8.8 – Modellizzazione in EMTP-RV della linea HVDC monopolare

Capitolo 8

8.5 Prove effettuate

Utilizzando il modello sopra illustrato sono state effettuate diverse prove per testarne il funzionamento; sotto si riporta un elenco.

Lato AC

1. Buchi di tensione causati dalla commutazione
2. Corrente della fase A, lato raddrizzatore, prima e dopo l'azione dei filtri
3. Influenza dell'induttanza AC
4. Analisi armonica della corrente della fase A per le variazioni di α
5. Analisi contenuto armonico al variare di P (I_{DC})
6. Andamento della richiesta della potenza Q in funzione di P e β
7. Regione operativa del convertitore nel piano P - Q
8. Variazione di I_{DC} e α con Q costante
9. Andamento armoniche in relazione all'angolo di commutazione u

Lato DC

1. Analisi armonica della corrente DC
2. Simulazione del collegamento con generatori delle reti AC aventi angoli di fase diversi
3. Simulazioni del collegamento con reti AC aventi frequenze diverse
4. Andamento tensione/corrente nel cavo

Analisi in condizioni transitorie

1. Variazione a gradino della P – reazione del sistema di controllo
2. Variazione a gradino della Q – reazione del sistema di controllo

Guasti

1. Corto circuito trifase lato inverter
2. Corto circuito monofase lato raddrizzatore
3. Guasto fase-schermo

8.5.1 – Prove lato AC

8.5.1.1 Buchi di tensione

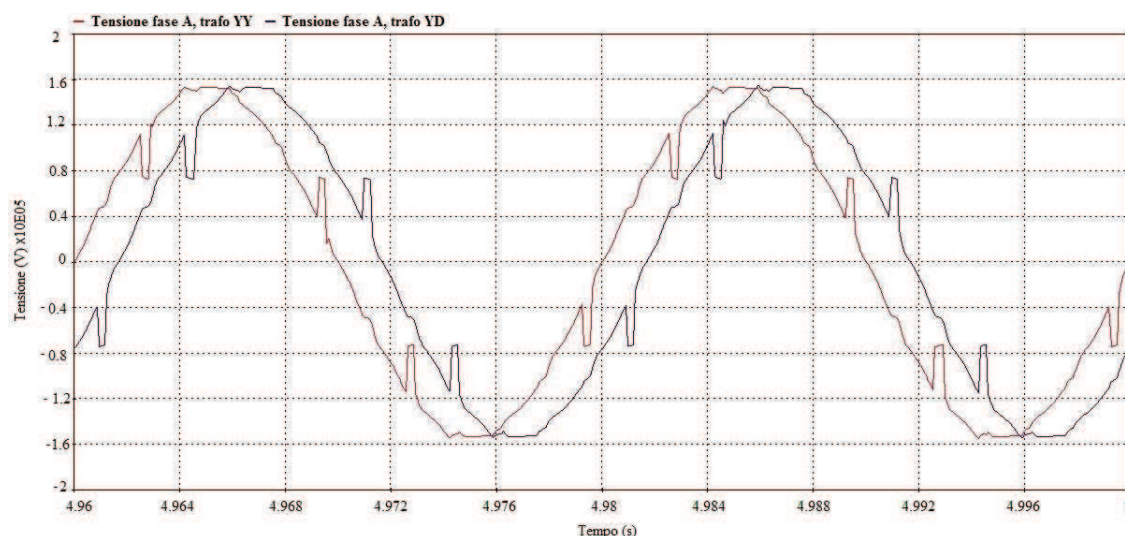


Figura 8.9 - Tensioni fase A al secondario dei trasformatori lato raddrizzatore

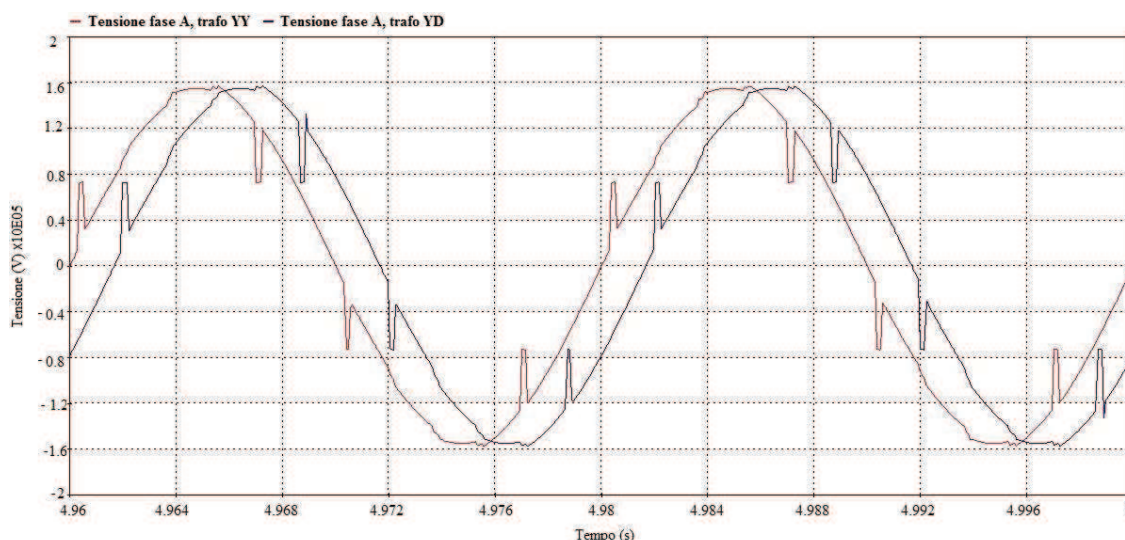


Figura 8.10 - Tensioni fase A al secondario dei trasformatori lato inverter

Le forme d'onda riportate si riferiscono alle tensioni delle fasi A, dei primari dei trasformatori di conversione (collegamenti YY e YD) sia lato raddrizzatore sia lato inverter.

Si notano i buchi di tensione dovuti al fatto che durante le commutazioni due delle tre tensioni di fase sono cortocircuitate dai tiristori del convertitore attraverso l'induttanza al secondario del trasformatore di ciascuna fase.

Dall'equazione (2-44), riportata sotto, si può ricavare l'ampiezza dell'angolo di ritardo u :

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \frac{2\omega L_s}{\sqrt{2}V_{LL}} I_d \quad (2-44)$$

Al lato raddrizzatore, tenendo conto che la potenza trasmessa è di 250 MW e che la corrente è di circa 500 A, α sarà mantenuto nell'intorno del suo valore nominale di 15° gradi, l'angolo u è stimato in 7° - 8° elettrici.

Dalle simulazioni si ottiene un angolo di 6,85°, in linea con quanto ci si aspettava.

Lato inverter, si ottiene invece un angolo pari a 5,5°.

Capitolo 8

8.5.1.2 Corrente fase A prima e dopo l'azione dei filtri

I filtri progettati sono nella configurazione “classica” per le linee HVDC; questa prevede due filtri accordati rispettivamente alla 11^a e 13^a armonica ed un filtro passo-alto accordato alla 24^a armonica.

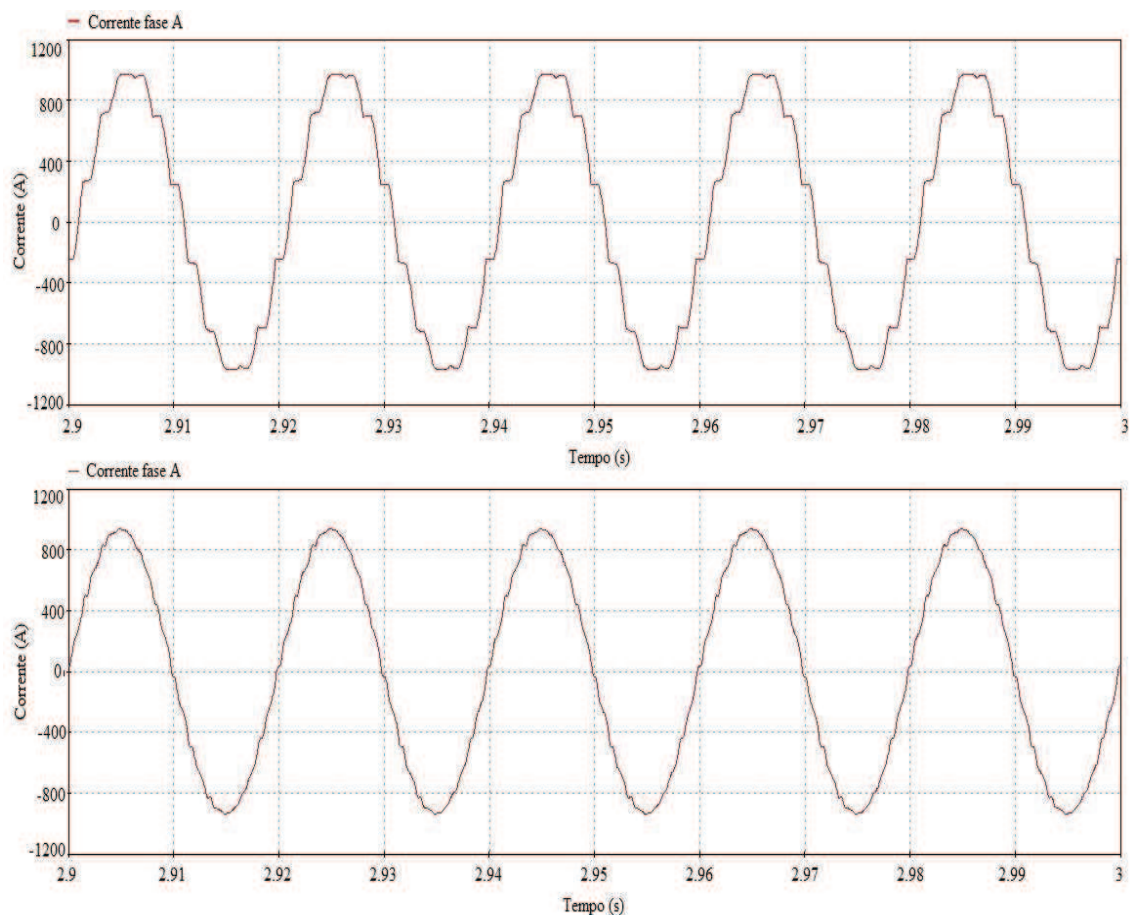


Figura 8.11 – Corrente fase A prima e dopo l'azione dei filtri

Nella valutazione dell'inquinamento armonico di una forma d'onda, un parametro importante è il T.H.D. – Total Harmonic Distortion. Considerando i valori efficaci delle varie componenti armoniche, esso è definito come

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1} I_{sh}^2}}{I_{s1}} \quad (8-7)$$

I grafici sopra riportati si riferiscono alla corrente di fase A (totale), osservata prima e dopo l'azione dei filtri. Si può apprezzare già a livello qualitativo il notevole miglioramento apportato dai filtri dal confronto delle forme d'onda di corrente la quale, a valle dei filtri risulta quasi sinusoidale e non più a gradini. Dall'analisi di Fourier si vede che il THD passa da 6,78% a 1,71% con una riduzione pari a circa il 75%.

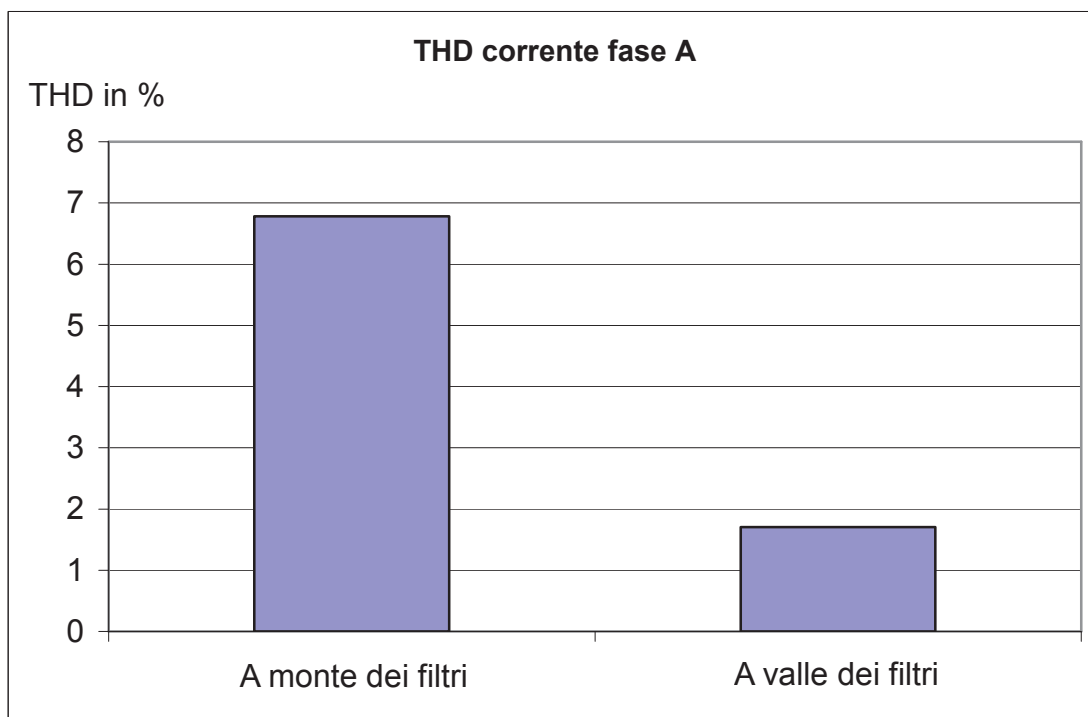


Figura 8.12 – THD corrente fase A, prima e dopo i filtri

Dal confronto dei valori delle armoniche prima e dopo il filtraggio inoltre possiamo osservare come l'effetto filtrante sia concentrato in particolare sulle frequenze caratteristiche del ponte a 12 impulsi per le quali si sono posizionati i due filtri accordati.

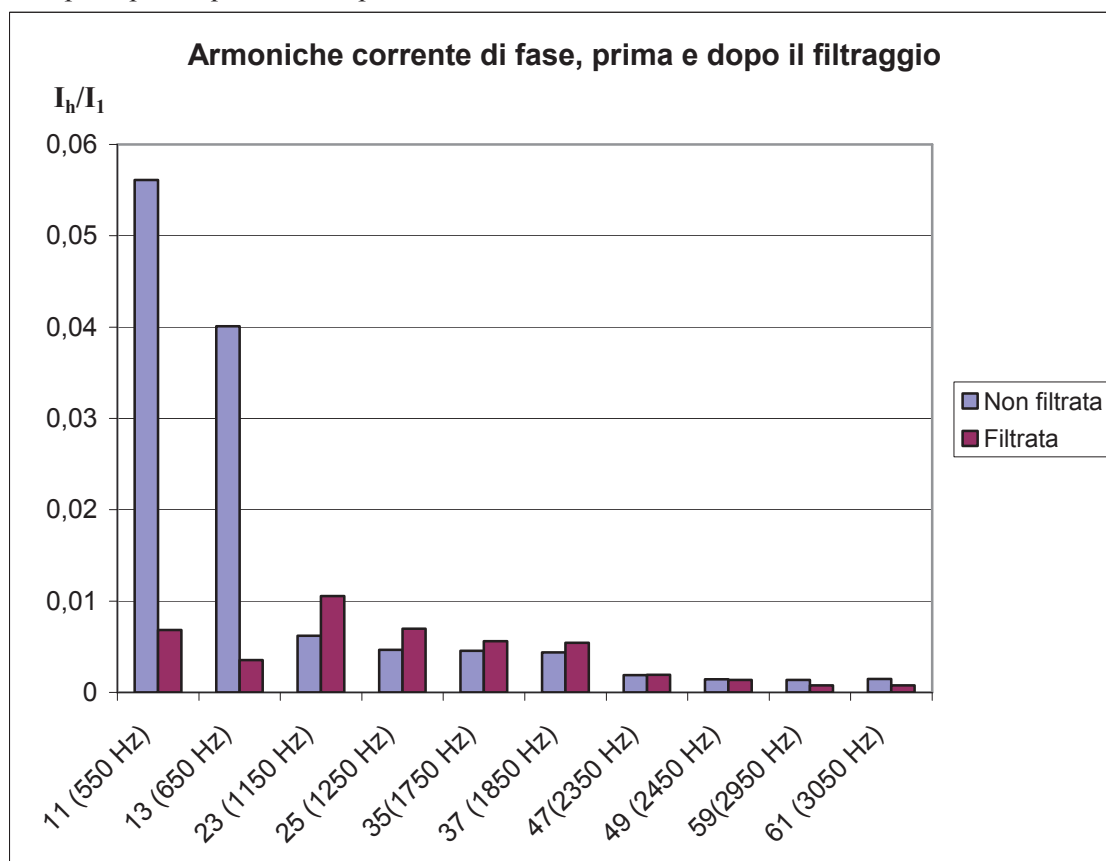


Figura 8.13 – armoniche corrente fase A, prima e dopo i filtri

Capitolo 8

In seguito gli andamenti relativi alle correnti circolanti nei filtri

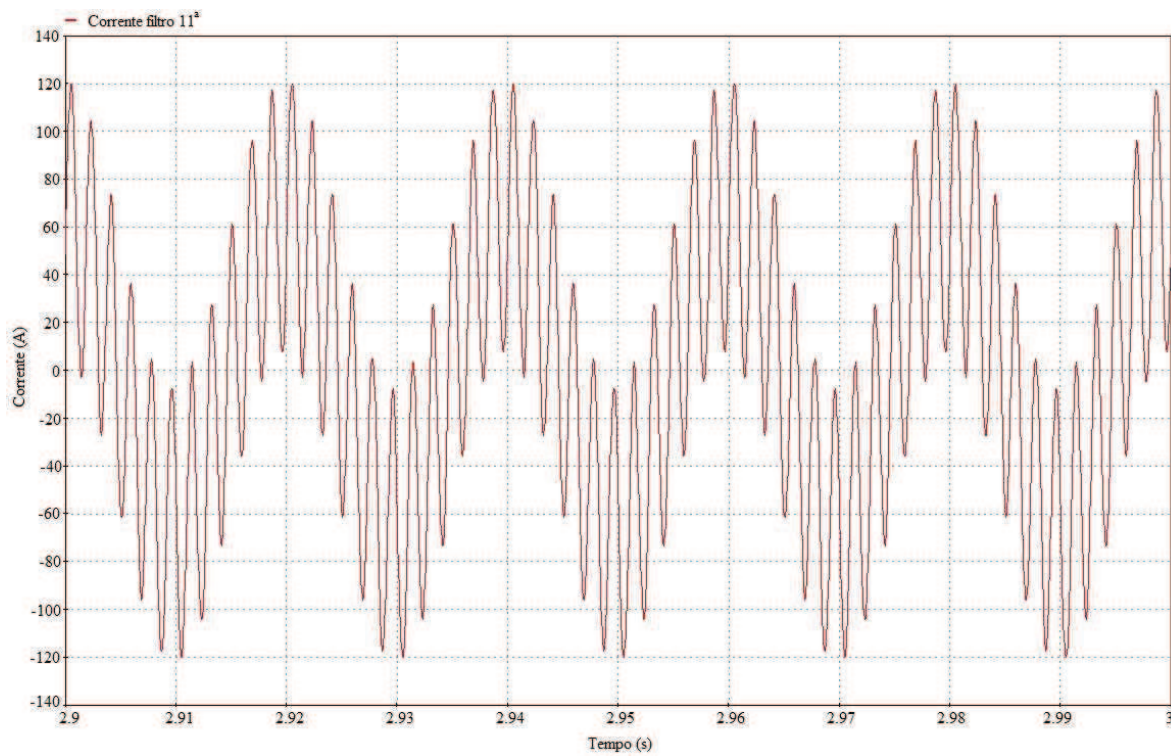


Figura 8.14 – Corrente filtro 11a armonica

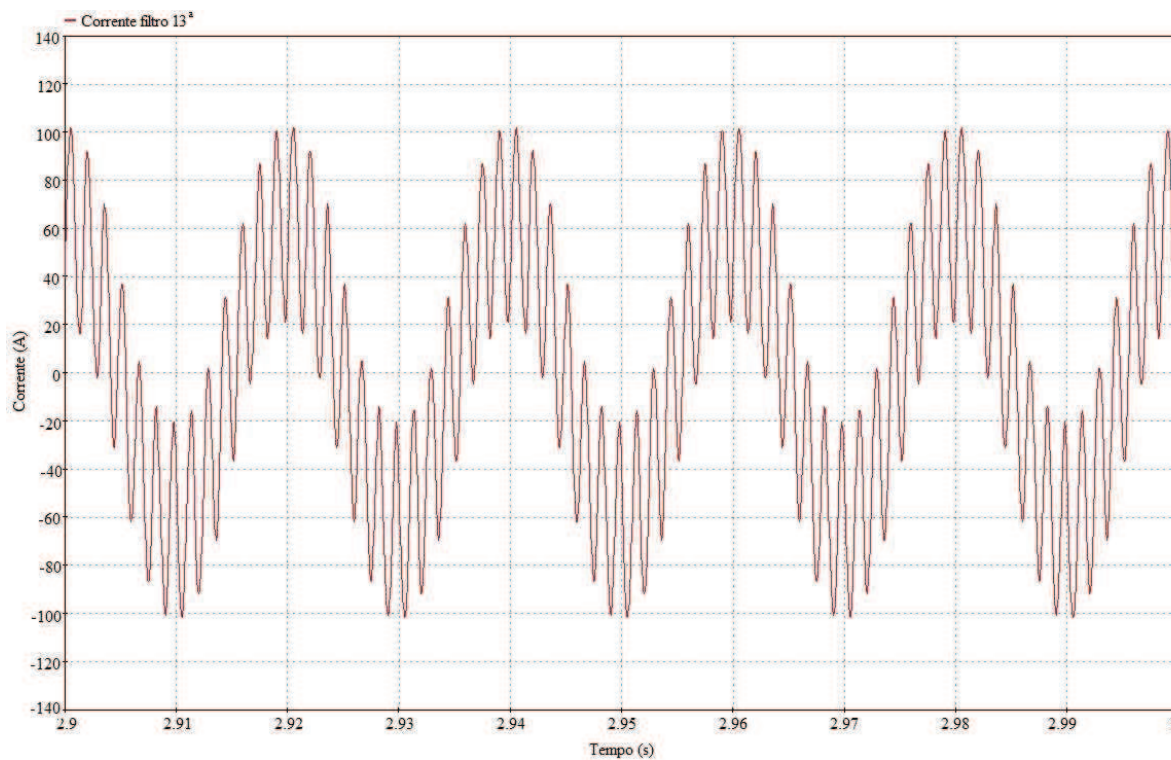


Figura 8.15 – Corrente filtro 13a armonica

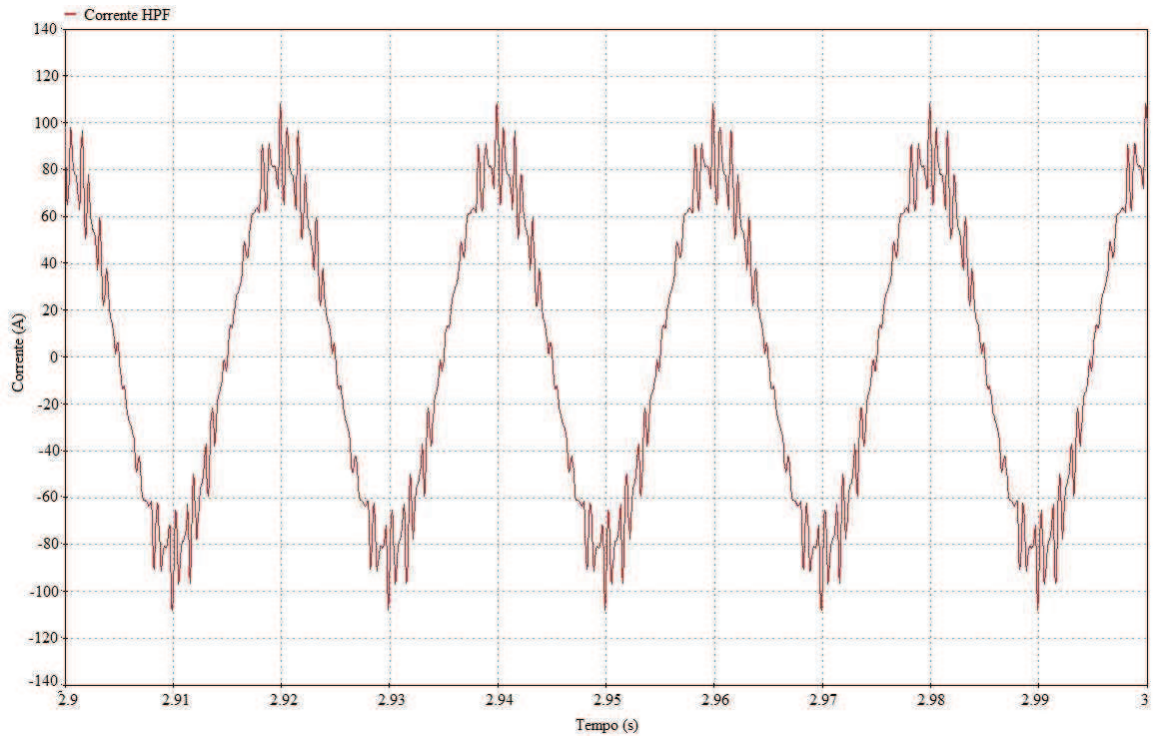


Figura 8.16 – Corrente filtro HPF

Capitolo 8

8.5.1.3. Influenza dell'induttanza lato alternata - L_s

Fermo restando che i parametri del trasformatore sono dei valori sui quali non si può intervenire ad impianto finito, si è voluto indagare sull'effetto filtrante della induttanza serie introdotta dopo i trasformatori (per questo scopo, induttanze lato AC sono talvolta inserite negli impianti HVDC)

Si è evidenziato il suo effetto filtrante soprattutto relativamente alle armoniche superiori.

La differenza tra valori non troppo diversi di L_s è chiara osservando la corrente della fase A, lato raddrizzatore, a valle dei filtri

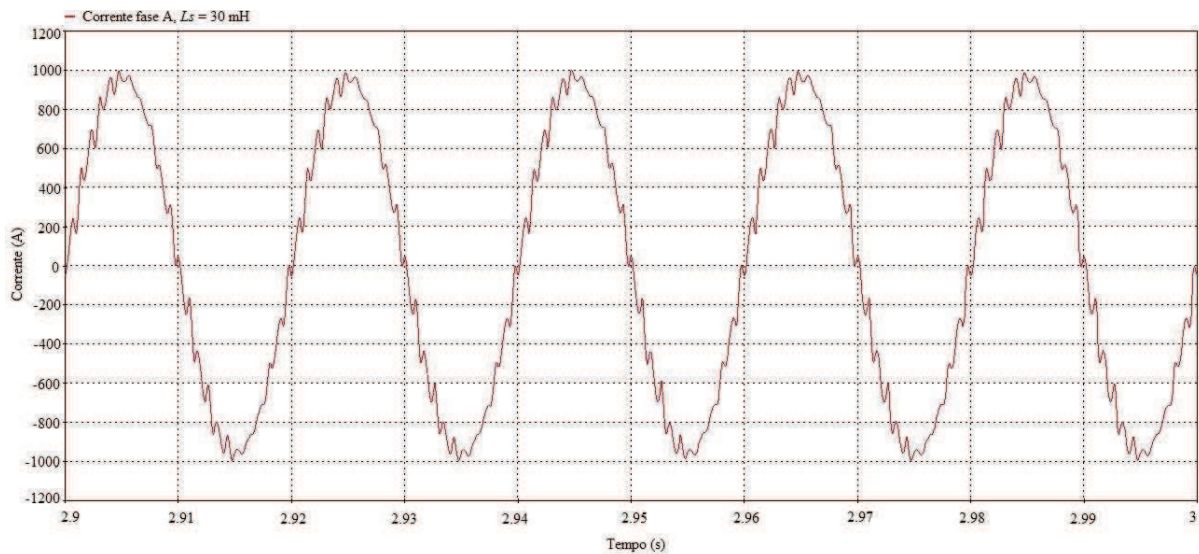


Figura 8.17 – Corrente fase A – $L_s = 70$ mH

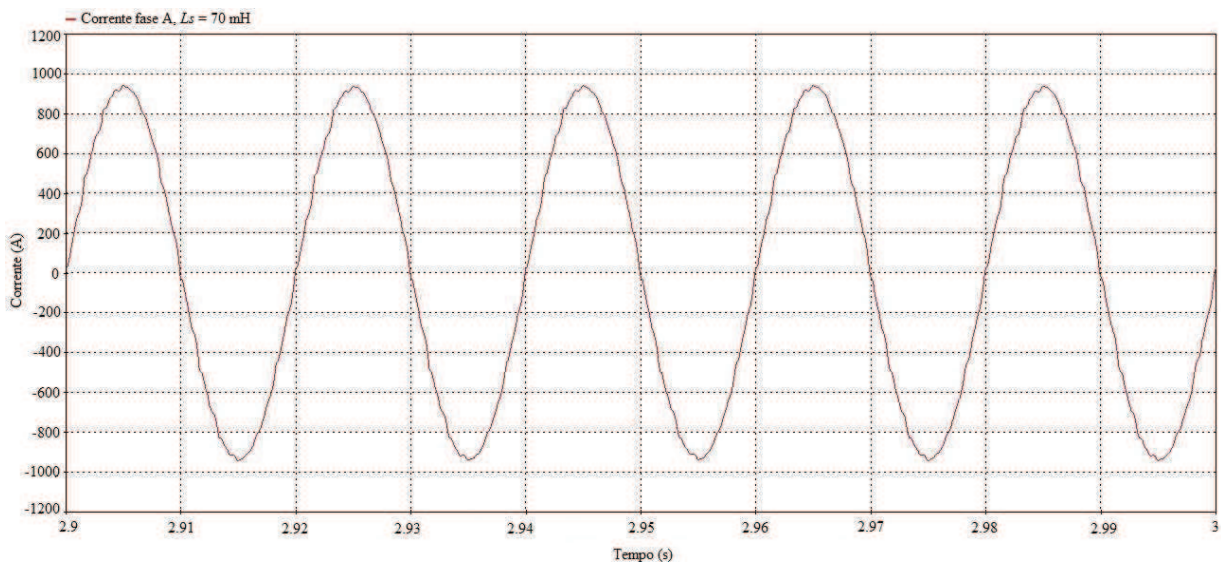


Figura 8.18 – Corrente fase A – $L_s = 30$ mH

L'impatto armonico delle forme d'onda è chiaramente differente. Per analizzarlo si sono confrontate le FFT delle due forme d'onda

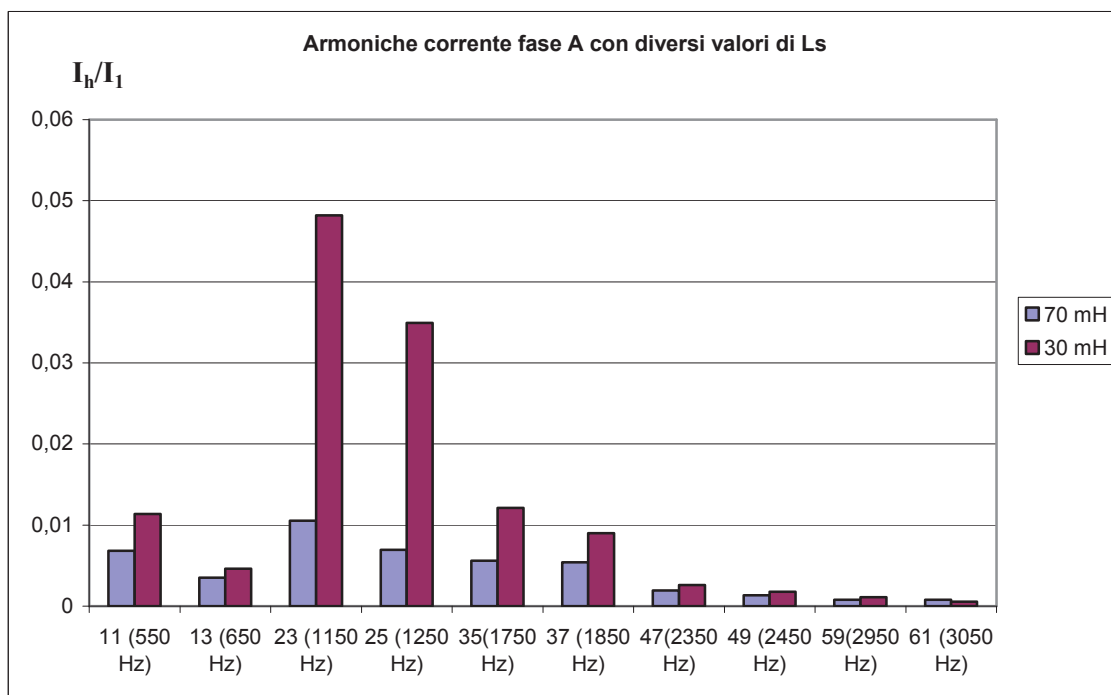


Figura 8.19 – Armoniche della corrente di fase A con diversi valori di L_s

In particolare, nell'intorno della 24a armonica, si riscontra una riduzione di circa il 70% passando L_s da 30 mH a 70 mH.

Il modesto impatto della 11^a e 13^a si giustifica con l'azione efficace dei due filtri accordati su tali armoniche.

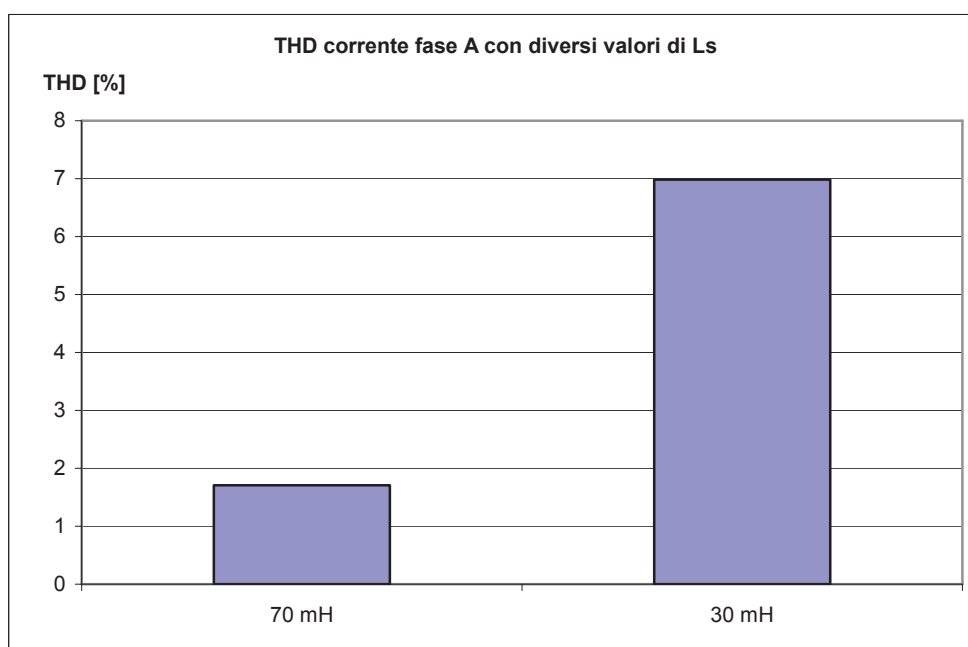


Figura 8.20 – THD corrente di fase A

A livello di THD della corrente, con l'aumento di L_s da 30 a 70 mH esso passa dal 6.98% all'1.71% con una riduzione di oltre il 75 %.

Capitolo 8

Questo si riflette anche nelle correnti assorbite dai filtri. A titolo di esempio si riporta la corrente assorbita dal filtro passa alto con $L_s = 70$ mH e $L_s = 30$ mH

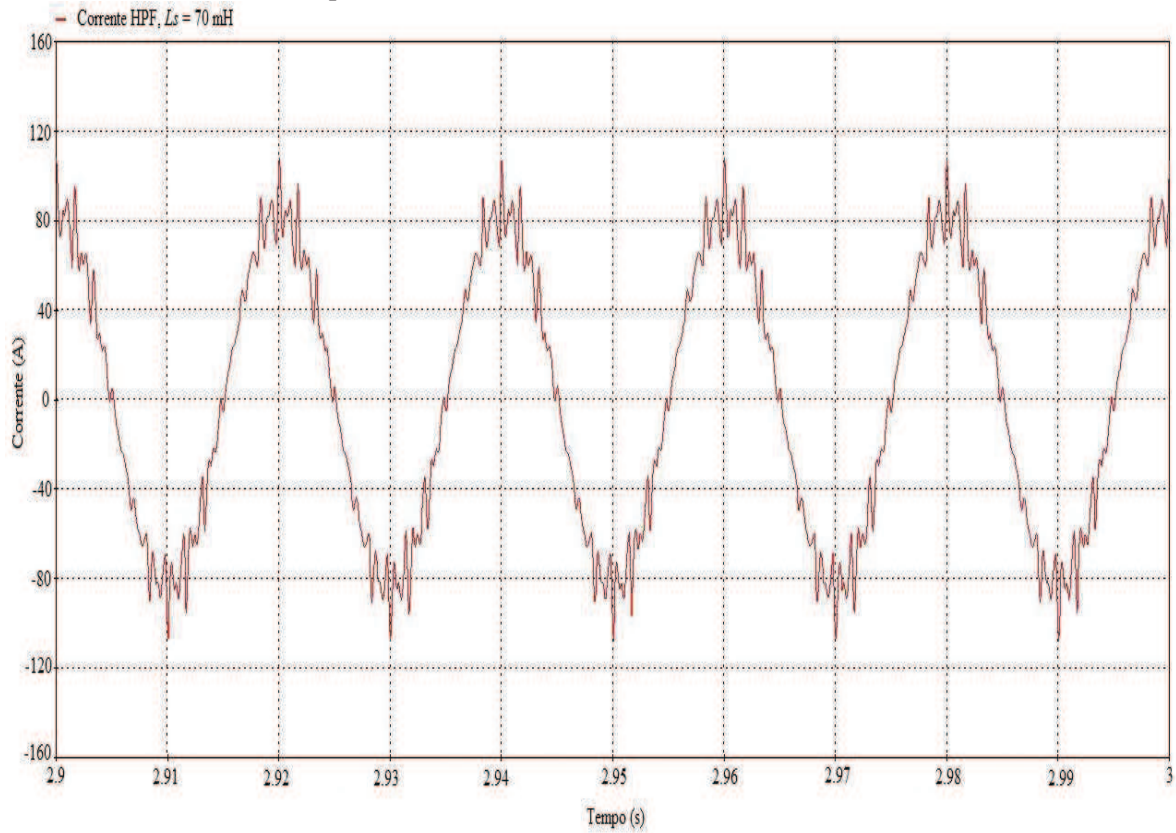


Figura 8.21 – Corrente HPF – L_s 70 mH

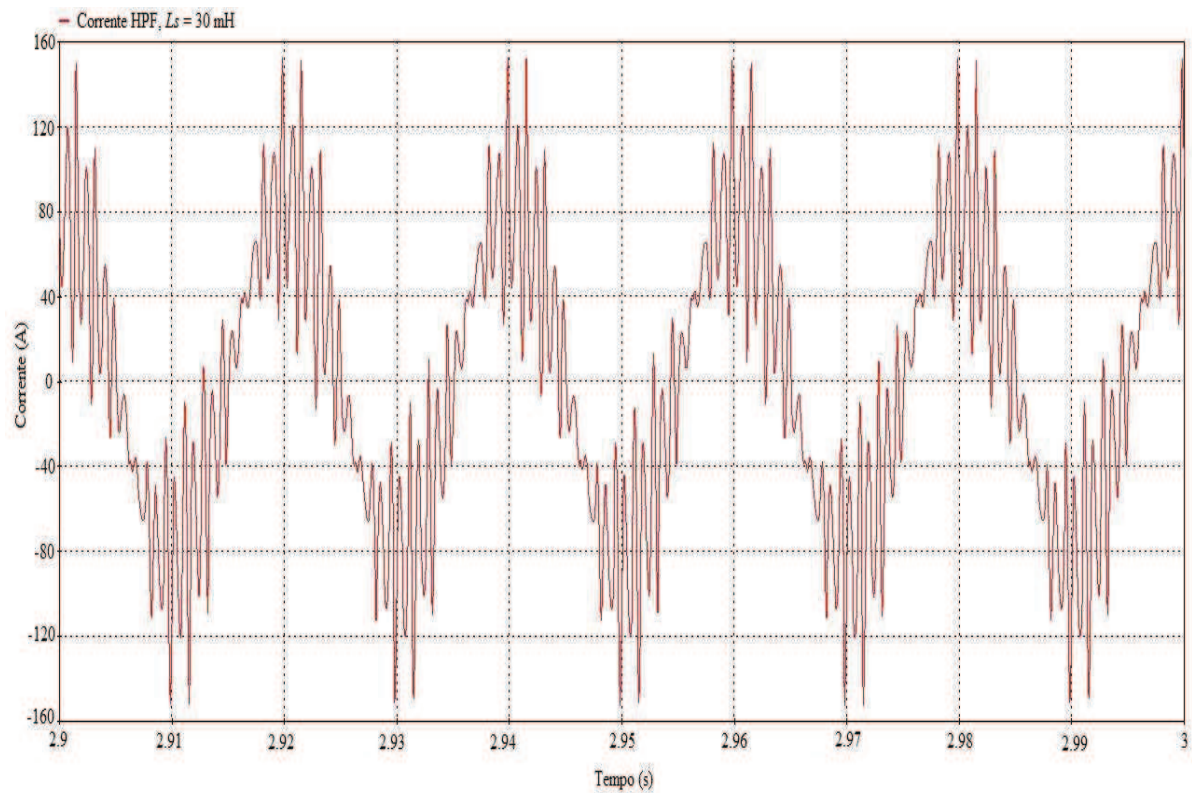


Figura 8.22 – Corrente HPF – L_s 30 mH

8.5.1.4 Analisi armonica della corrente della fase A per le variazioni di α

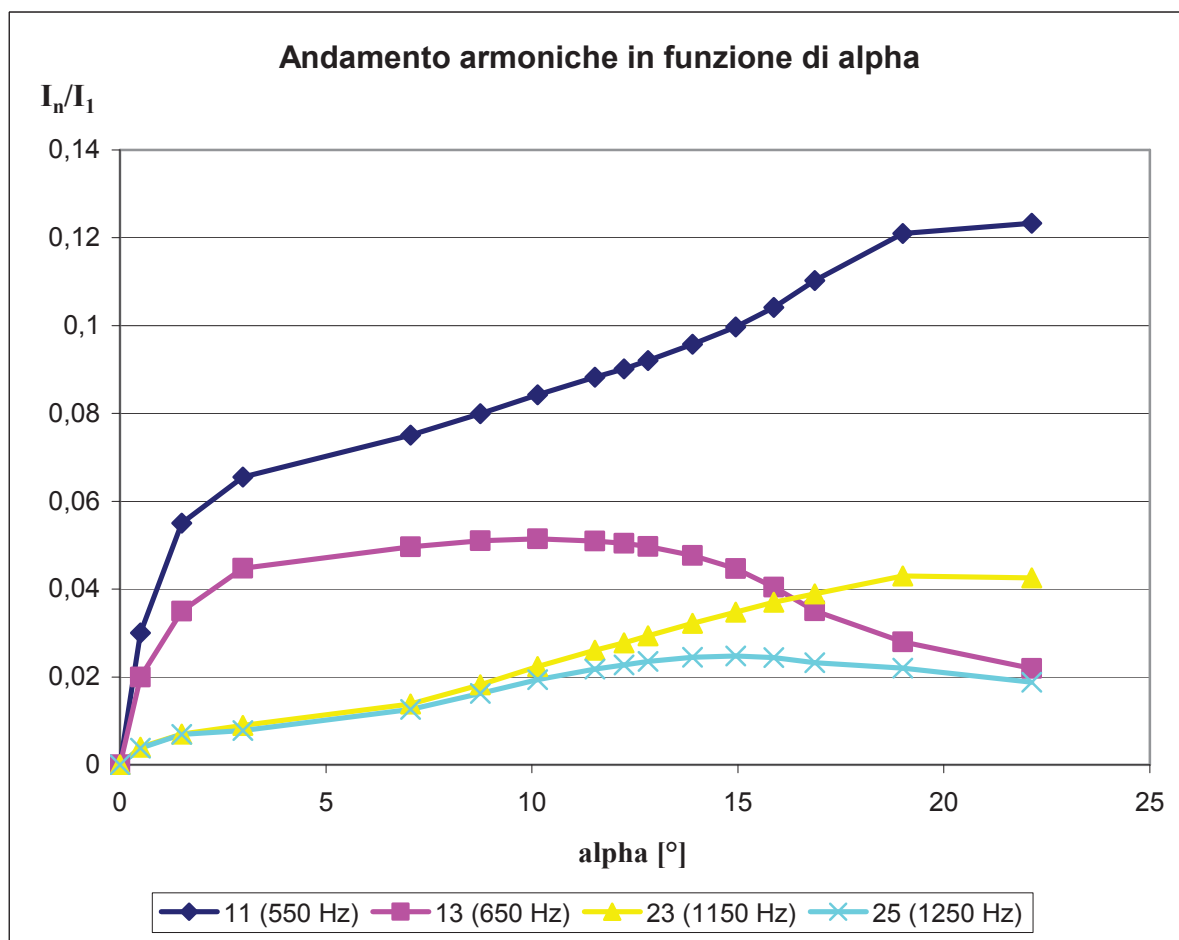


Figura 8.23 – Andamento armonico in funzione dell'angolo α

Sono evidenziati gli andamenti delle armoniche principali in funzione dell'angolo di innesco del raddrizzatore.

Il grafico è ottenuto mantenendo l'angolo di innesco lato inverter fisso e variando la richiesta di potenza; a parità di tensione al lato DC e al crescere della potenza richiesta la corrente da inviare dovrà aumentare. Per farlo, l'angolo α di innesco dei tiristori al lato raddrizzatore dovrà diminuire.

Si può notare come per angoli di innesco compresi tra 0° e 20° , l'11^a armonica sia in costante crescita al contrario della 13^a che tende a diminuire a partire da un α pari a circa 12 gradi.

Tali andamenti trovano conferma in letteratura [13].

8.5.1.5 Analisi contenuto armonico della corrente della fase A al variare di P (e I_{DC})

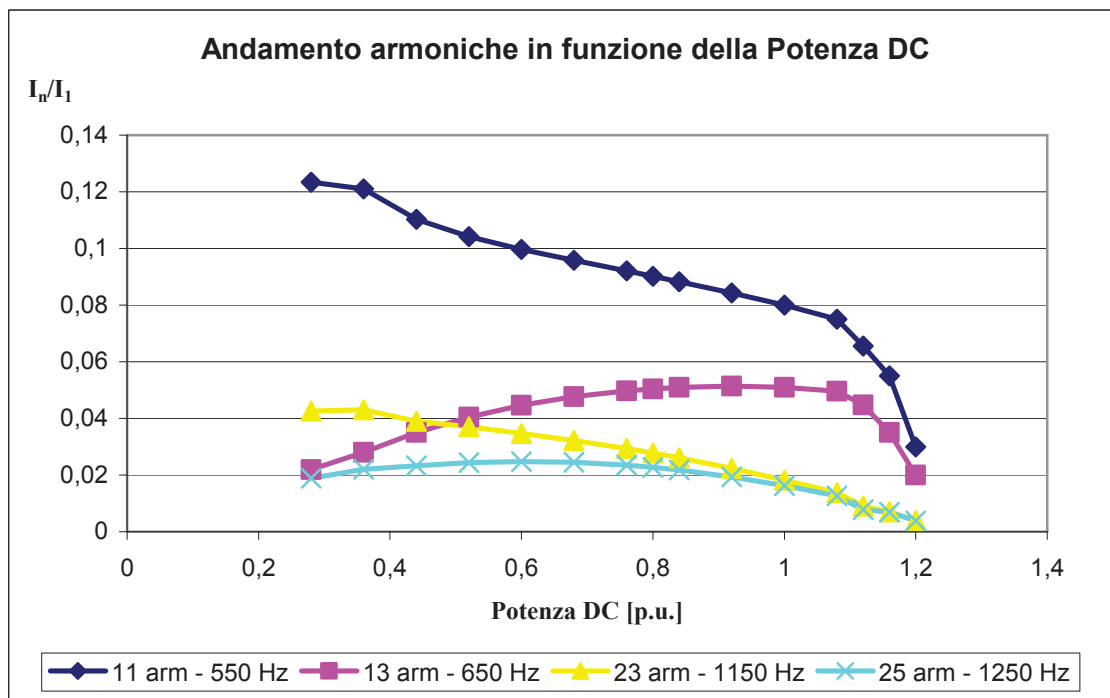


Figura 8.24 – Andamento armonico in funzione della corrente DC

Il grafico è ottenuto mantenendo l'angolo di innesco lato inverter fisso e variando la richiesta di potenza (i filtri sono stati esclusi).

All'aumento della potenza inviata, e dunque della corrente transitante nella linea DC, si nota in particolare che l'armonica più consistente tende a diminuire.

Dalle due precedenti prove possiamo ricavare gli andamenti del THD % quando alla linea sono attaccati o meno i filtri

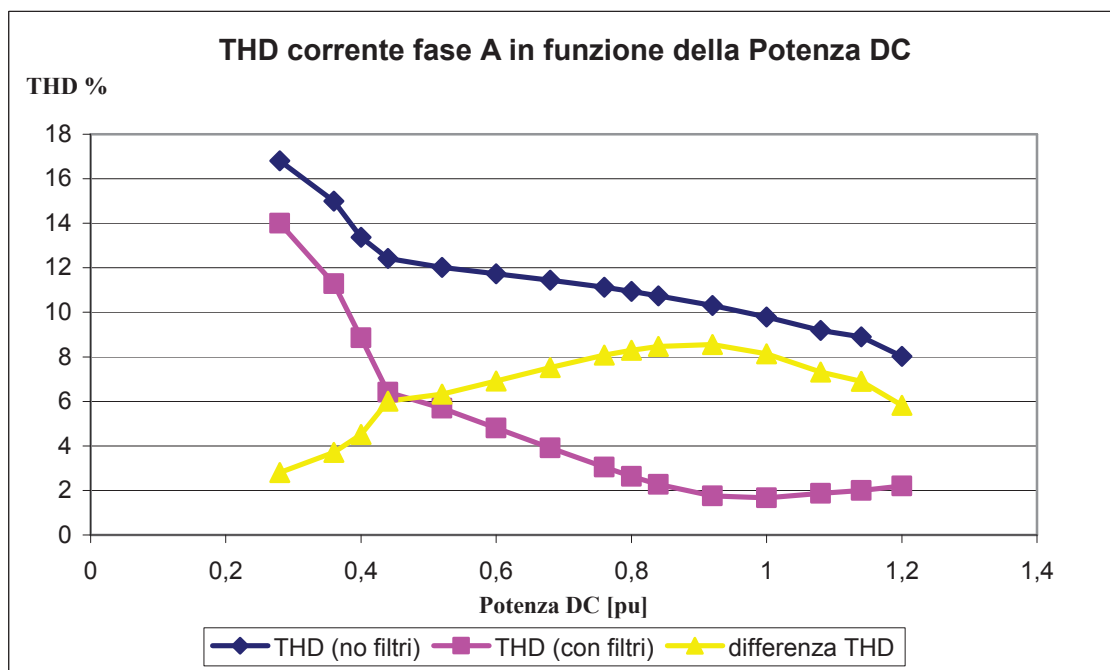


Figura 8.25 – THD corrente fase A

Essendo i filtri di tipo passivo e progettati per lavorare alla potenza nominale (pari a 250 MW), è giustificato il fatto che il THD risulti minore proprio nell'intorno di $P = 1$ pu. Si nota inoltre che quando la corrente transitante in linea è bassa (e dunque quando la potenza trasmessa è bassa) la differenza tra i THD diventa sempre più contenuta e tendente a zero. Questo perché ci si discosta troppo dalla zona nominale di funzionamento e la richiesta di potenza reattiva diventa cospicua

8.5.1.6 Andamento della richiesta della potenza Q in funzione di P e β

In questa fase di simulazione, mantenendo costante la richiesta di potenza attiva, siamo andati a variare l'angolo di innesco lato inverter β . Di conseguenza, il sistema di regolazione varia l'angolo di innesco lato raddrizzatore α . Tale operazione di variazione dell'angolo β è attuata in alcune operazioni di ripristino o per assicurare la continuità di servizio nel caso di variazioni della tensione del sistema AC.

Il grafico ottenuto per diversi valori di potenza attiva, mostra al diminuire di β la richiesta di potenza reattiva assorbita. Quest'ultima dovrà essere compensata tramite inserzione di batterie di condensatori dato che i filtri la compensano solo parzialmente.

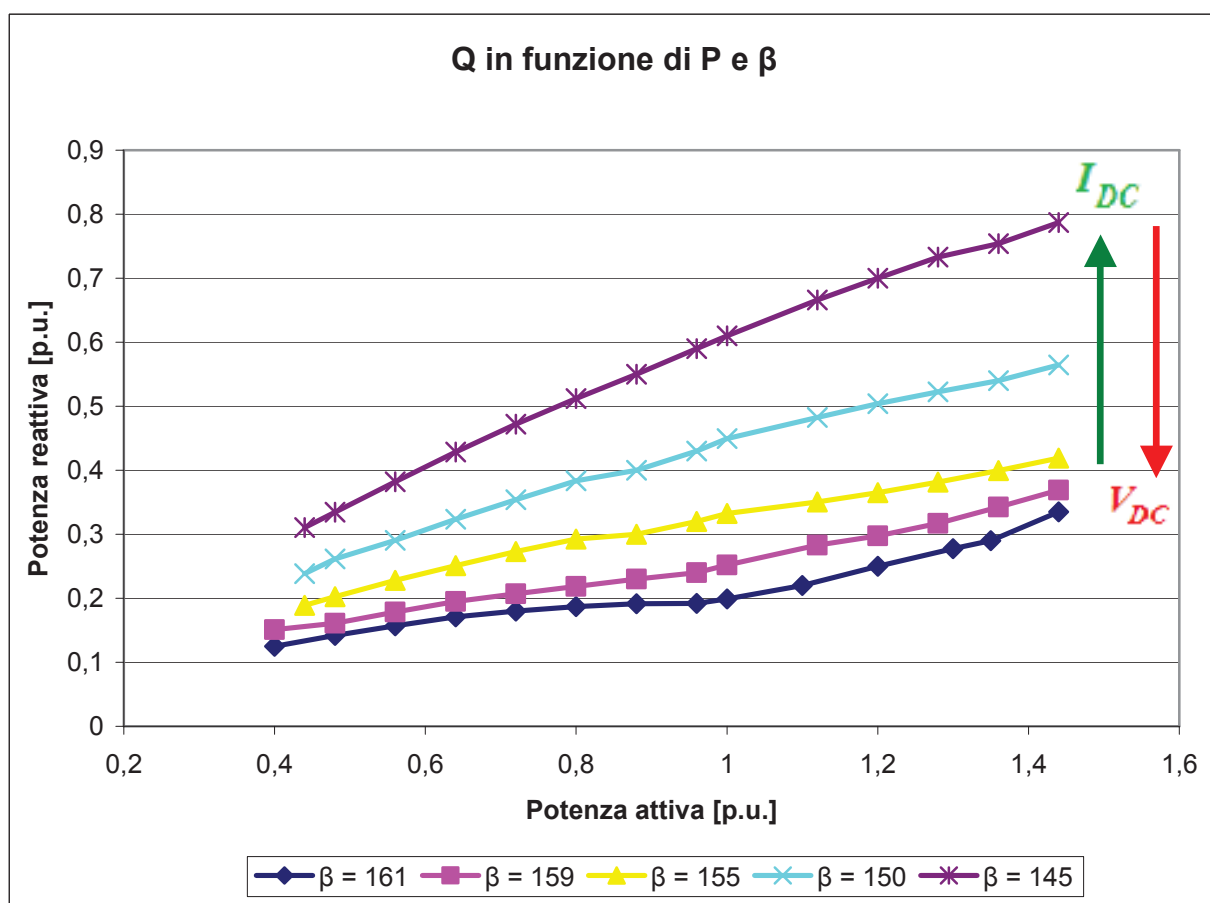


Figura 8.26 – Andamento della richiesta di potenza reattiva

Ricordando la relazione $\beta = 180 - (u + \gamma)$ dove γ è l'angolo di spegnimento, l'andamento della richiesta di potenza reattiva è come ci si aspettava in accordo con l'equazione (2-53) qui riportata: $Q = 1.35 \cdot V_{LL} \cdot I_d \cdot \sin \gamma$. All'aumentare di γ il convertitore necessita di una maggiore potenza reattiva.

8.5.1.7 Regione operativa del convertitore nel piano P-Q

Il grafico è stato ottenuto a parità di corrente nel collegamento in continua - I_{DC} - e dunque variando l'angolo di innesco α al fine di modulare la potenza inviata al lato DC

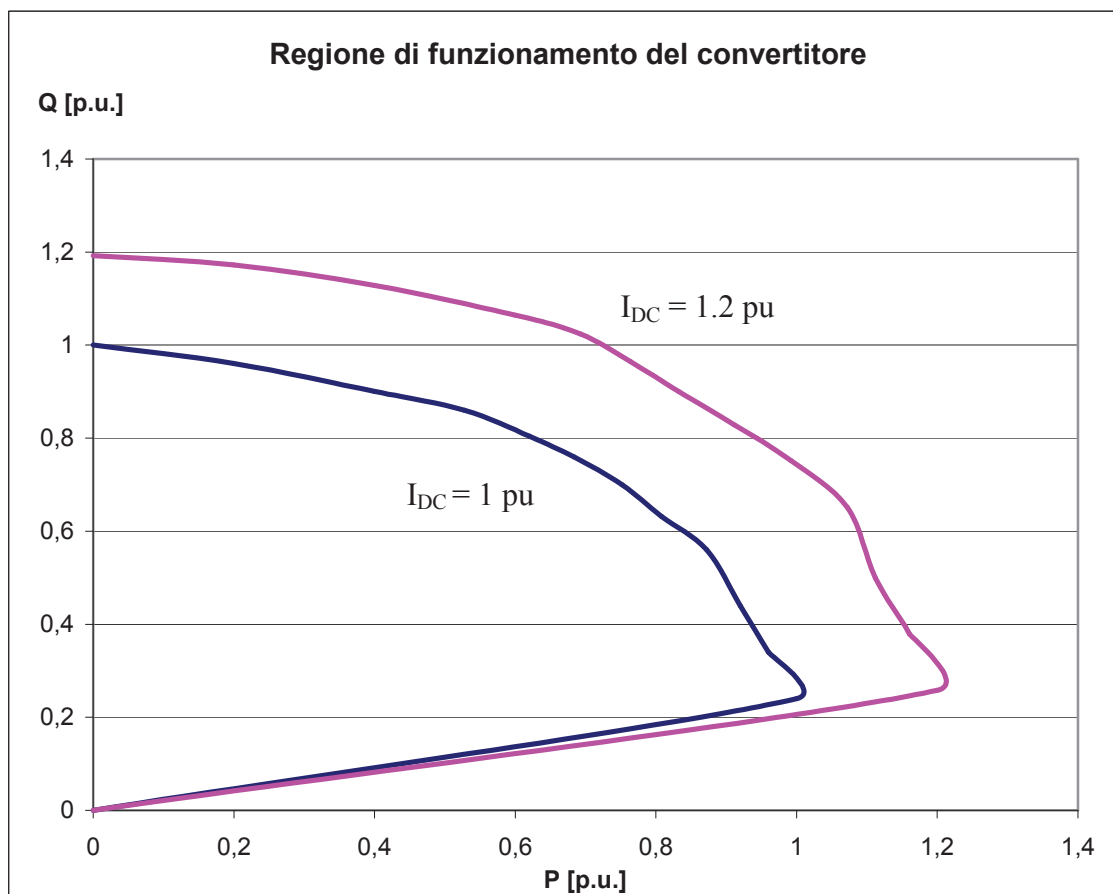


Figura 8.27 – Regione operativa del convertitore

La regione operativa considerata è relativa al funzionamento come raddrizzatore. Se volessimo ampliare il grafico alla regione operativa nel funzionamento come inverter, basta estendere il grafico simmetrizzandolo rispetto all'asse delle ordinate. Sono state considerate due correnti pari a 1 pu e 1.2 pu. È bene ricordare che 1.2 pu è la massima corrente sostenibile superata la quale infatti interviene il controllo limitandola, onde evitare danni ai componenti elettronici.

Dunque, la regione operativa da una parte è limitata dalla massima corrente che possiamo far circolare, dall'altra invece è limitata dal minimo angolo di innesco α – lato raddrizzatore e γ – lato inverter - necessario per assicurare alle valvole la giusta tensione prima dell'arrivo del comando di firing e garantire una corretta commutazione.

8.5.1.8 Variazione di I_{DC} e α con Q costante

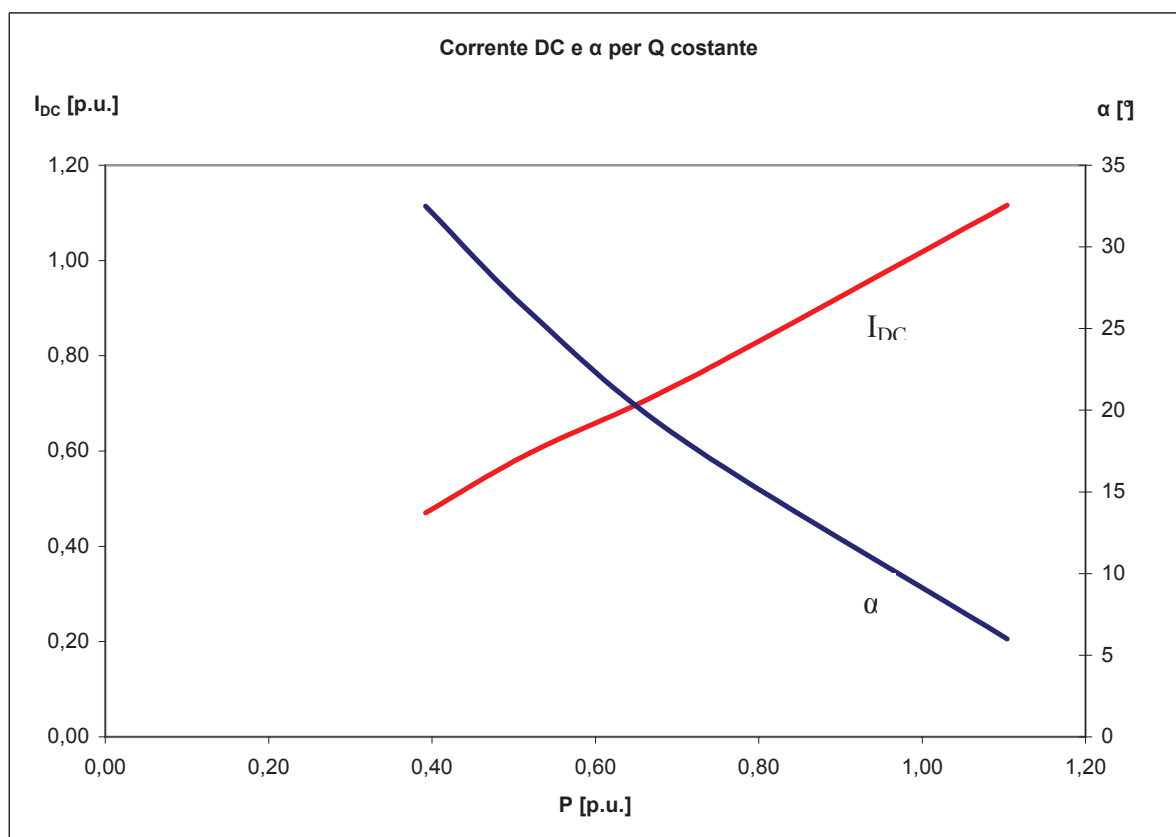


Figura 8.28 – Corrente DC e α per Q costante

Il grafico mette in relazione la corrente lato DC e l'angolo di innesco α . Come detto in precedenza, in accordo con la (2-50), per aumentare la I_{DC} l'angolo α deve diminuire.

8.5.1.9 Andamento armoniche in relazione all'angolo di commutazione u

E' noto dalla letteratura che, all'aumentare dell'angolo di commutazione u , in relazione a valori più grandi dell'induttanza L_s , l'ampiezza delle varie armoniche tende a diminuire [8].

La loro variazione però non è lineare e non è uguale per tutte le armoniche.

Nel seguito sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate relativi all'andamento delle armoniche principali di corrente lato AC, al variare dell'angolo di commutazione u e per diversi valori dell'angolo di innesco dei tiristori α .

Dai grafici sotto riportati si possono osservare alcune cose.

- 1) all'aumentare dell'ordine di armonicità il contributo in generale diminuisce
- 2) a parità di u , l'incremento del contenuto armonico all'aumentare dell'angolo α è variabile. Se consideriamo gli andamenti dell'11^a armonica (550 Hz) si vede che per $u \cong 20^\circ$, i vari andamenti per diversi valori di α abbiano un punto di incontro. Questo succede anche per le armoniche di ordine superiore e si riscontra che:
 - a. all'aumentare dell'ordine di armonica i punti di incontro aumentano (sono tre per la 25^a armonica che corrisponde a 1250 Hz)
 - b. all'aumentare dell'armonica abbiamo che il primo punto di incontro avviene per angoli u sempre più piccoli.
- 3) Il massimo contenuto armonico relativo si ha per $\alpha = 0$

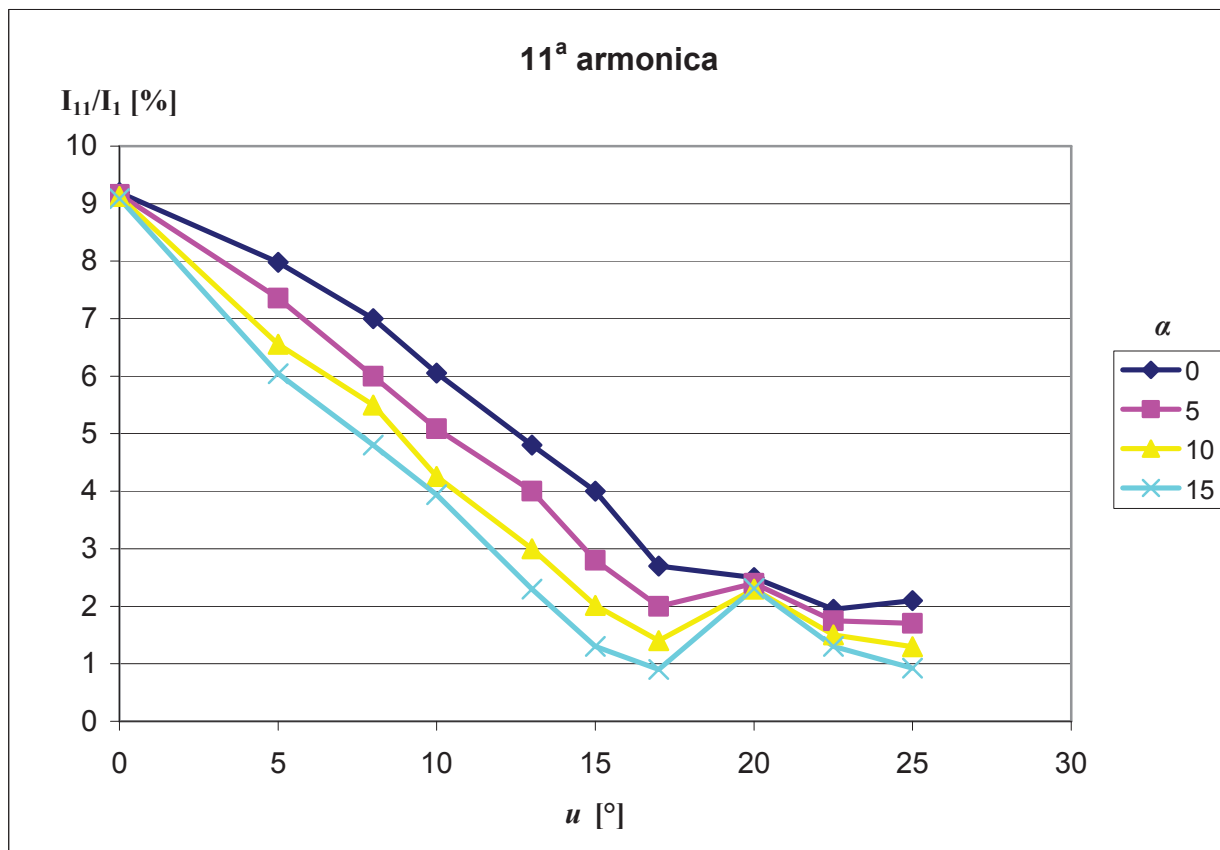


Figura 8.29 – Valori relativi della 11^a armonica in funzione di u , per diversi valori di α

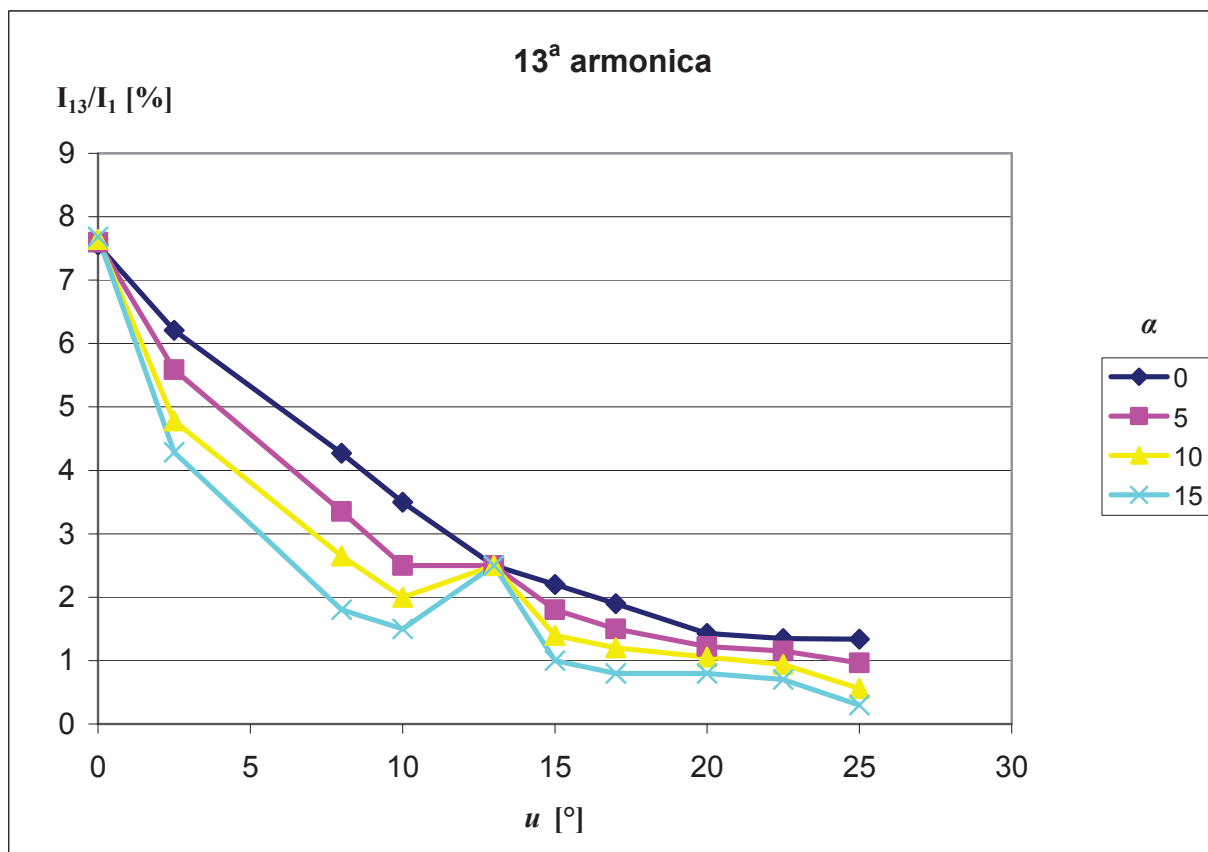


Figura 8.30 – Valori relativi della 13^a armonica in funzione di u , per diversi valori di α

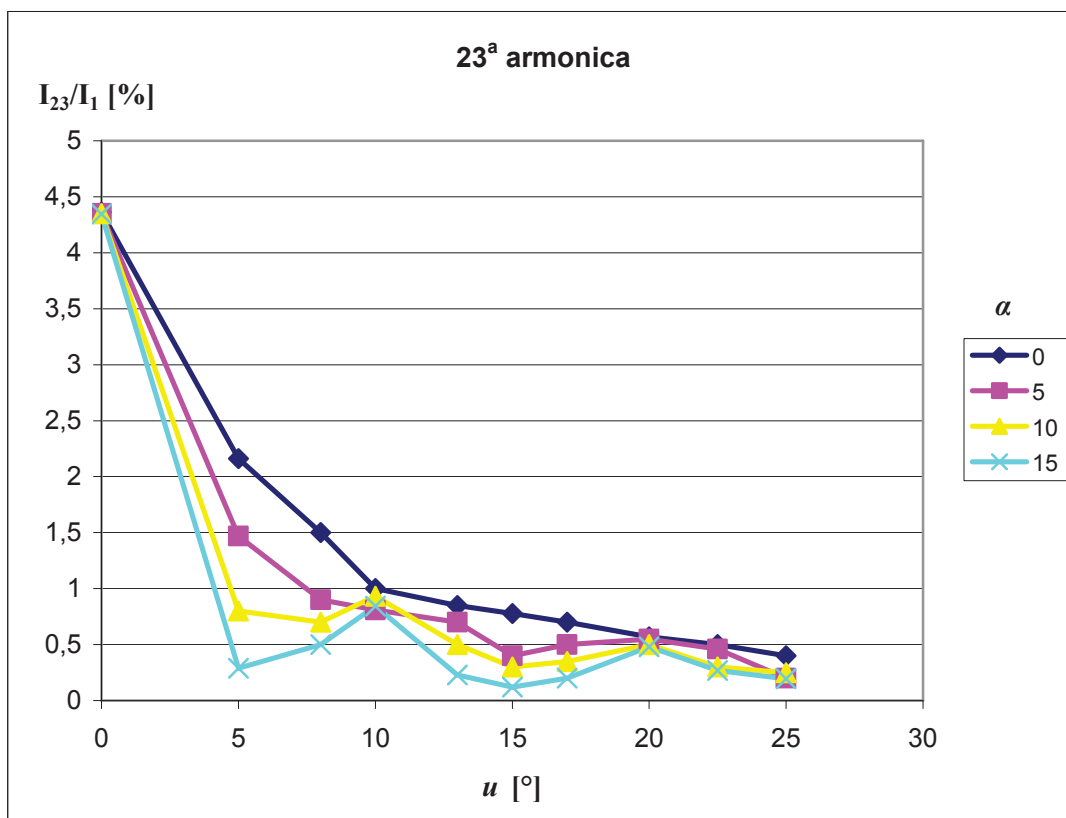


Figura 8.31 – Valori relativi della 23ª armonica in funzione di u , per diversi valori di α

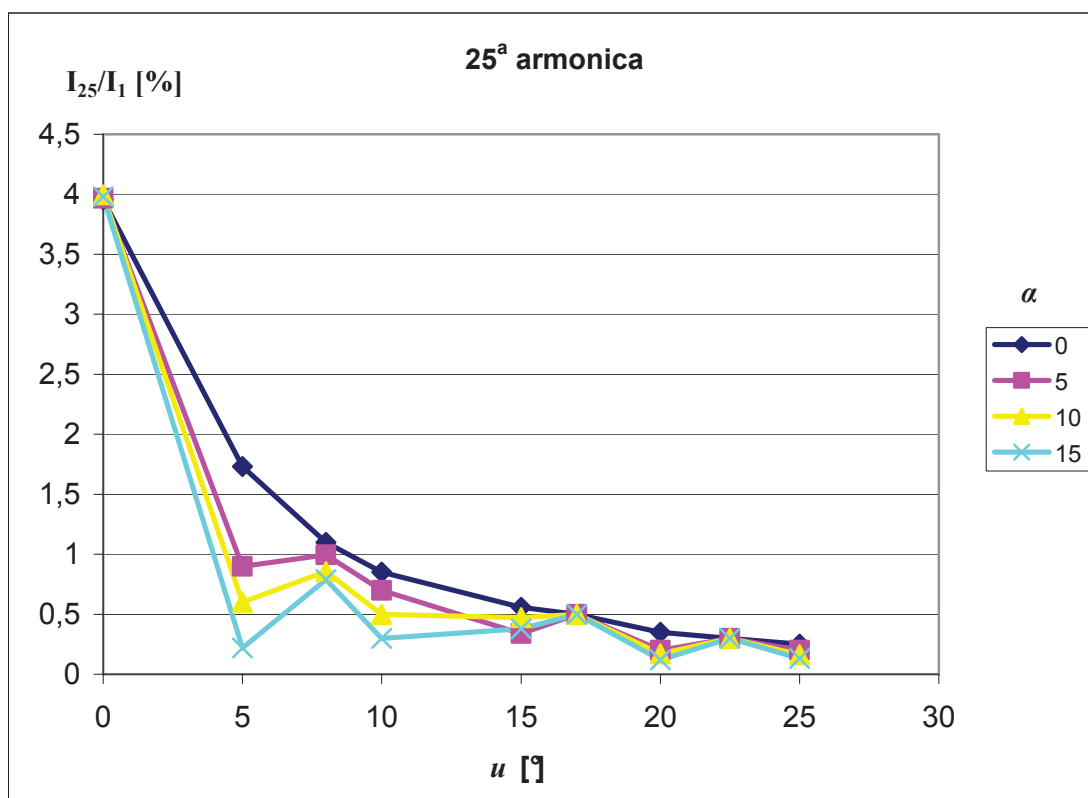


Figura 8.32 – Valori relativi della 25ª armonica in funzione di u , per diversi valori di α

Capitolo 8

8.5.2 – Prove lato DC

8.5.2.1 Analisi armonica della corrente DC nel funzionamento a regime

Considerando una situazione di steady – state si è calcolata la FFT della corrente transiente nel collegamento

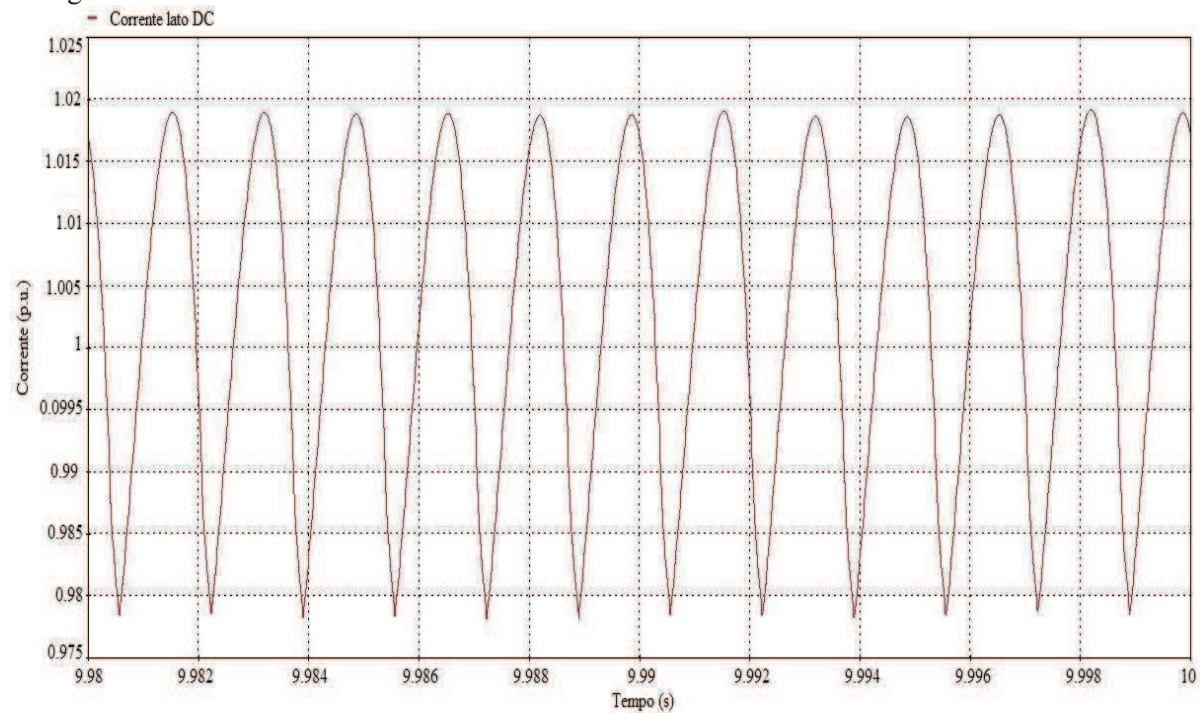


Figura 8.33 - Corrente lato DC

Evidenziando le armoniche, dalla analisi della FFT risulta

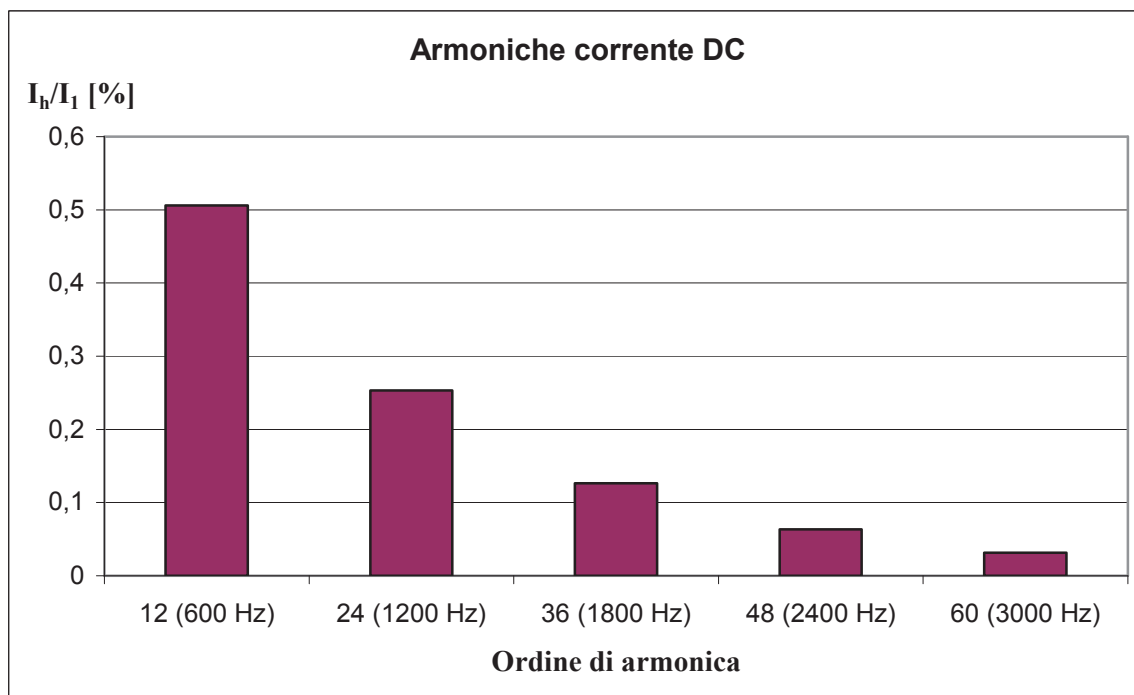


Figura 8.34 - FFT della corrente lato DC

Al lato continua le armoniche di tensione sono dell'ordine di $12k$ dove k è un numero intero. Di conseguenza le principali armoniche di corrente hanno lo stesso ordine di quelle di tensione ed anch'esse seguono un andamento del tipo $1/h$. Questo è facilmente verificabile dalla figura 8.35

8.5.2.2 Generatori reti AC lato raddrizzatore e lato inverter aventi angoli di fase diversi

In questa simulazione si è voluto verificare il corretto funzionamento del collegamento nel caso in cui le tensioni delle reti AC che si vanno ad interconnettere tramite la linea HVDC non abbiano lo stesso angolo di fase. Questo può effettivamente capitare quando ci troviamo con due sistemi AC non interconnessi come ad esempio una grande rete e un'isola o nel caso di collegamento di grosse reti AC.

La differenza di fase ipotizzata è pari a 2 gradi.

Sotto sono riportati gli andamenti di tensione lato DC dove si nota che per 20 ms abbiamo 12 impulsi di tensione sia lato inverter sia lato raddrizzatore.

È riportato inoltre un confronto tra i valori delle armoniche della corrente lato DC nel caso considerato nella prova 8.5.2.1. L'entità della potenza trasportata nei due casi è di 250 MW e si utilizza lo stesso angolo γ al lato inverter (pari a 19° gradi).

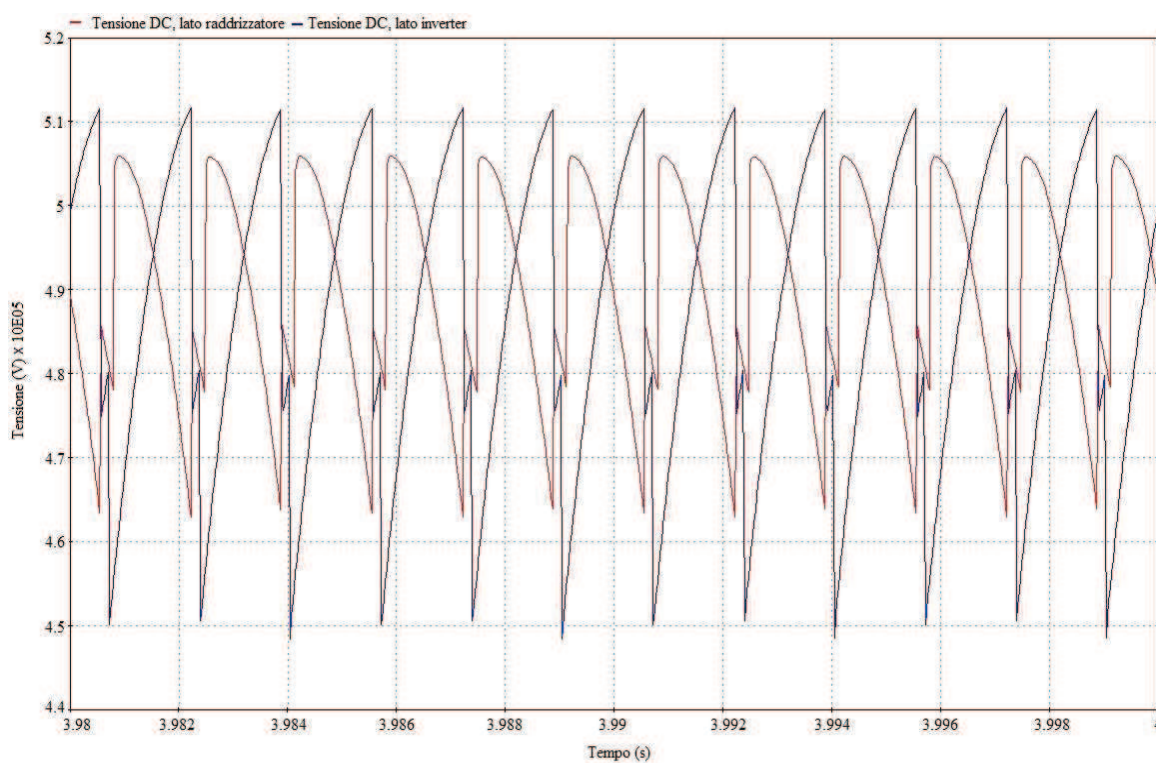


Figura 8.35 - Tensioni lato DC, differenza di fase reti AC di 2 gradi

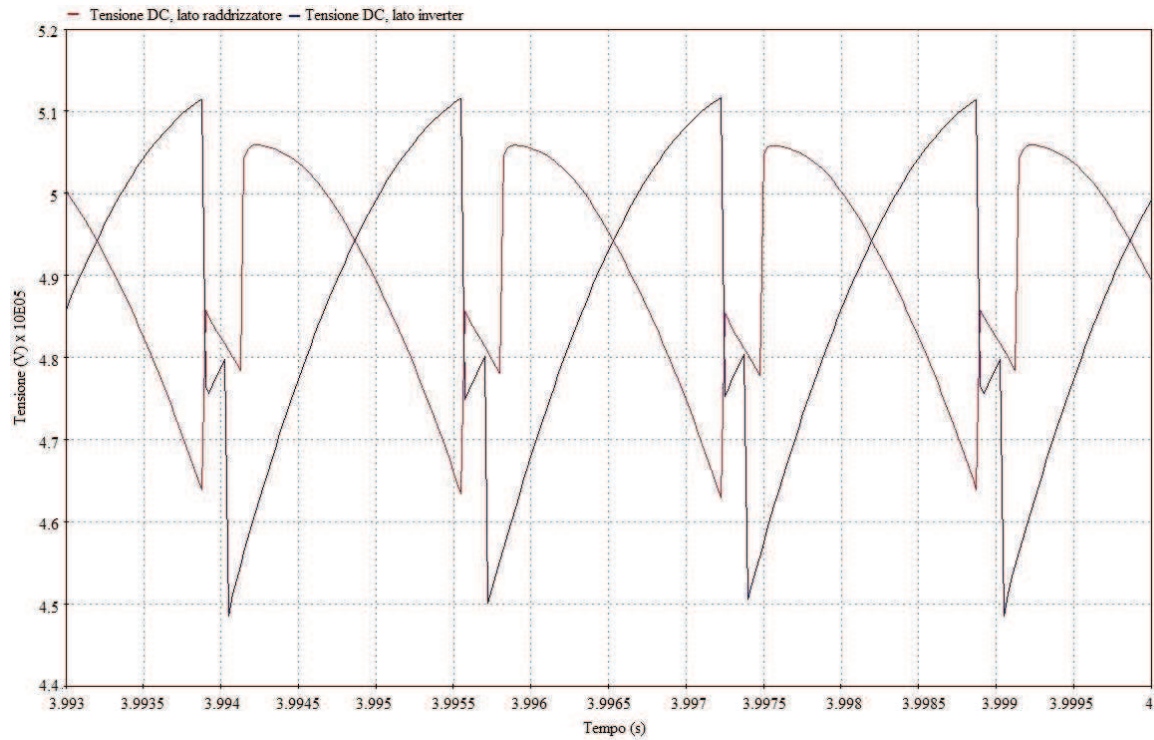


Figura 8.36 – Tensioni lato DC, differenza di fase reti AC di 2 gradi, dettaglio

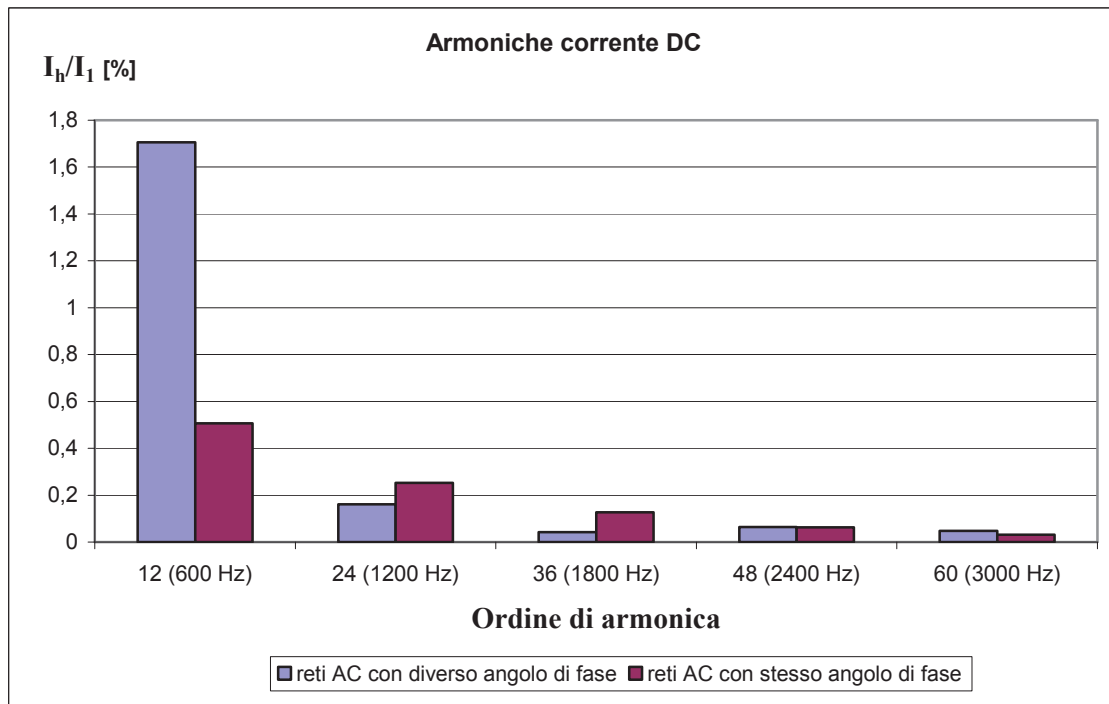


Figura 8.37 – Confronto armoniche corrente DC

Il sistema di trasmissione HVDC risulta in grado di trasmettere potenza anche nel caso di differenze di fase tra le reti AC interconnesse. La differenza più consistente che si può notare dal confronto tra le armoniche di corrente DC riguarda l'armonica a 600 Hz. Rispetto al caso di interconnessione di linee con lo stesso angolo di fase, il suo valore è più che triplicato; al contrario invece, le armoniche di ordine più elevato sono più contenute.

8.5.2.3 Generatori reti AC lato raddrizzatore e lato inverter aventi frequenze diverse

In queste prove si è voluto verificare il funzionamento del modello anche nel caso di frequenze diverse dai due lati della rete. Questo caso non è estraneo nella realtà quando andiamo ad interconnettere reti nazionali esercite su diverse frequenze (ad esempio il collegamento tra Brasile – 60 Hz – ed Argentina – 50 Hz) oppure anche per collegamenti interni ad una stessa rete elettrica come quella Giapponese esercita a 50 e 60 Hz.

La potenza inviata è sempre di 250 MW

Lato raddrizzatore 50 Hz – Lato inverter 60 Hz; si riportano tensioni e correnti lato DC

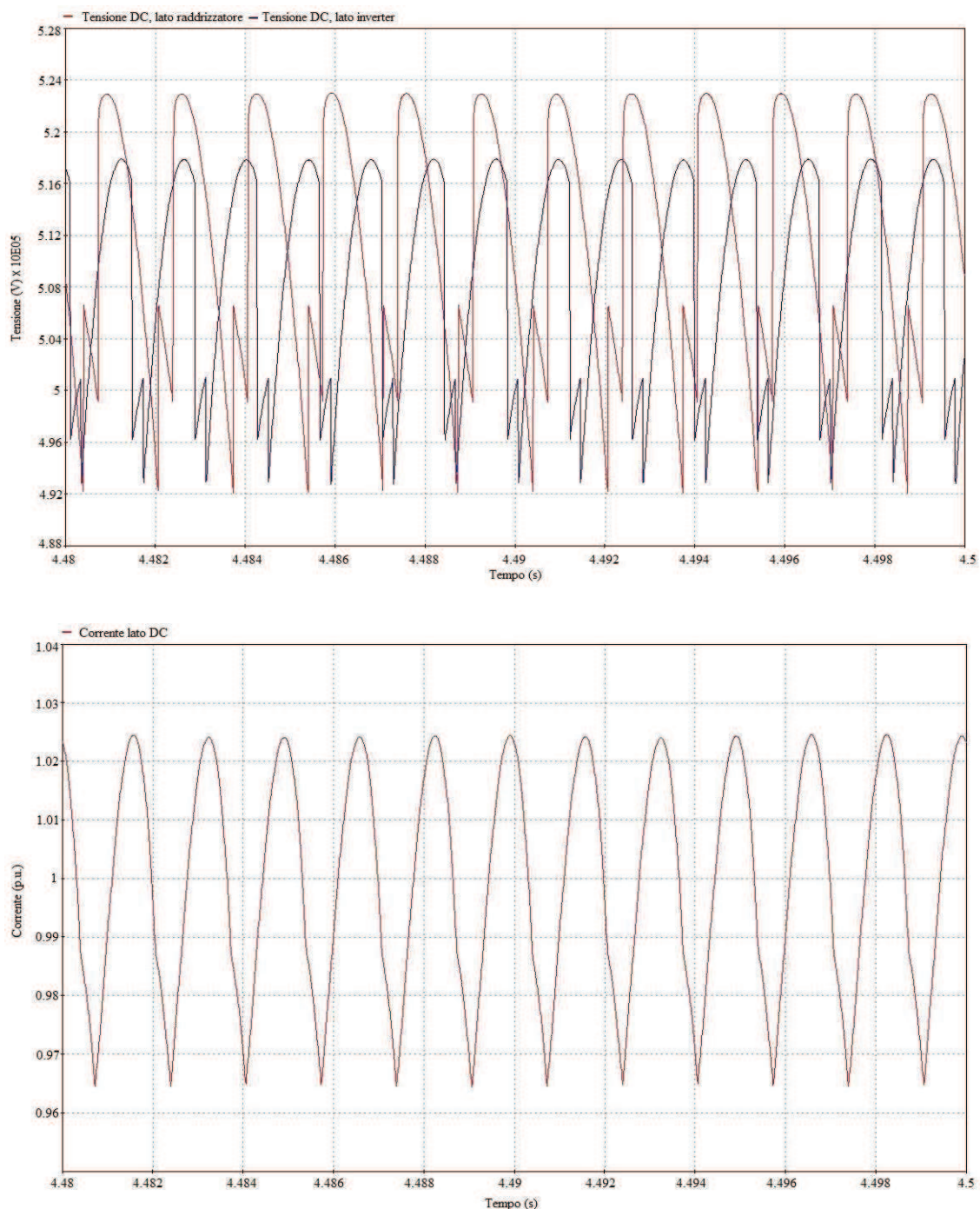


Figura 8.38 – Tensioni e corrente lato DC; freq raddrizzatore: 50 Hz – freq inverter: 60 Hz

Capitolo 8

Dai grafici delle tensioni si nota che in 20 ms abbiamo 12 impulsi di tensione al lato raddrizzatore mentre ne abbiamo 14 al lato inverter

Lato raddrizzatore 60 Hz – Lato inverter 50 Hz; si riportano tensioni e correnti lato DC. In questo caso il numero di impulsi di tensione raddrizzatore/inverter sarà invertito rispetto al precedente.

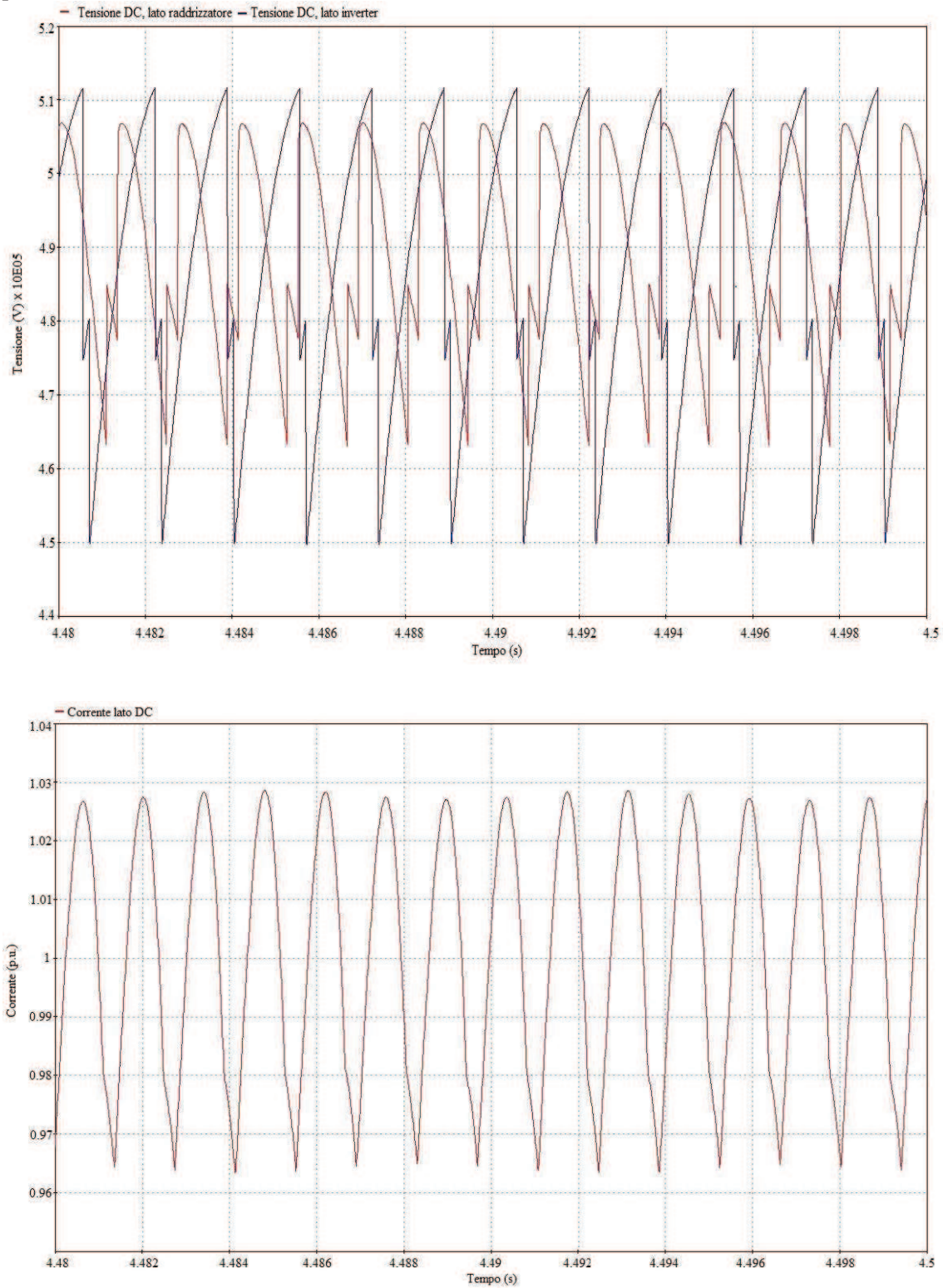


Figura 8.39 – Tensioni e corrente lato DC; freq raddrizzatore:60 Hz – freq inverter: 50 Hz

Il numero di impulsi della corrente lato DC dunque risulta determinato dalla frequenza della rete lato raddrizzatore. Questo era prevedibile in quanto è proprio il circuito di controllo al lato raddrizzatore quello predisposto alla regolazione della corrente.

Inoltre, da un confronto tra le armoniche di corrente DC, oltre lo slittamento di frequenza delle armoniche caratteristiche, i valori ottenuti sono praticamente gli stessi a meno dello scarto dovuto alle tecniche di risoluzione numeriche.

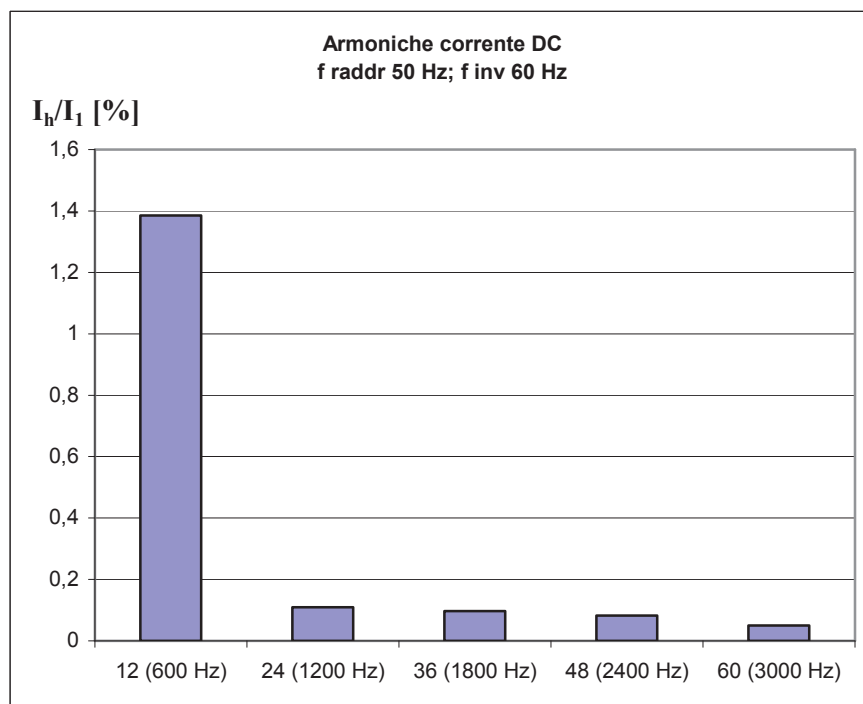


Figura 8.40 – Armoniche corrente DC; f_r di 50 Hz; f_i di 60 Hz

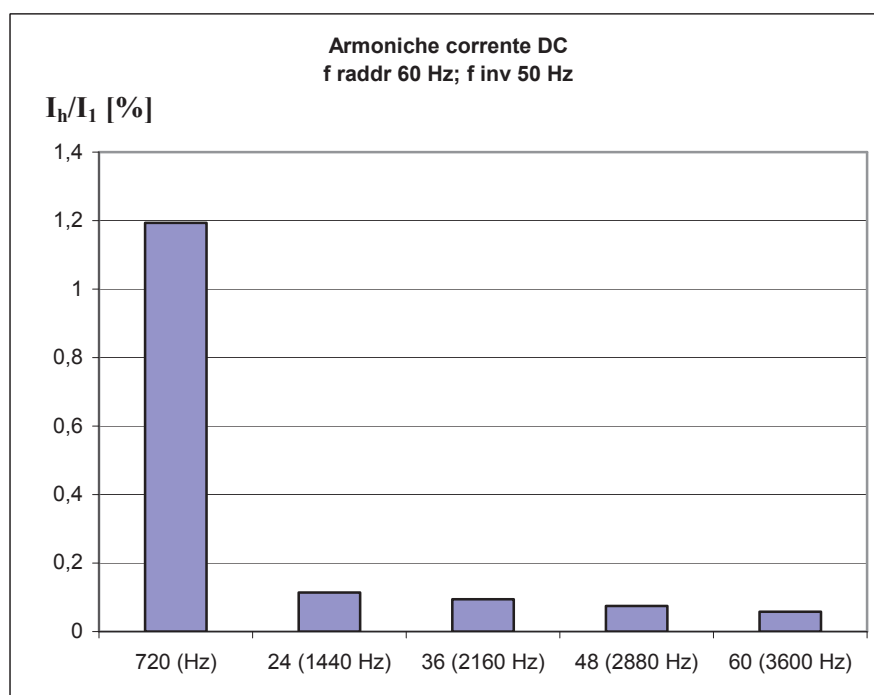


Figura 8.41 – Armoniche corrente DC; f_r di 60 Hz; f_i di 50 Hz

Capitolo 8

8.5.2.4 Andamento tensione/corrente nel cavo

La modellizzazione del cavo consente di andare a misurare i vari parametri al quale è sottoposto anche nei punti intermedi. In questa simulazione si sono misurati, ogni 50 km, tensioni e correnti. Per semplicità di visualizzazione vengono mostrati gli andamenti ad inizio e fine del collegamento.

Per far sì che lo scambio di potenza tra i due poli avvenga in modo corretto le tensioni non devono coincidere; la tensione lato ricevente (inverter) dovrà essere minore rispetto a quella lato raddrizzatore. La differenza deve essere per quanto possibile contenuta in modo da ottenere basse correnti di linea e dunque basse perdite. In questa simulazione la differenza tra inizio e fine è di 0,0045 p.u. Relativamente alla corrente, questa subisce una attenuazione e uno sfasamento dovuti ai parametri del cavo.

Lo sfasamento rilevato tra inizio e fine linea è pari a 803 μ s ovvero circa 173° gradi mentre l'attenuazione è pari a 0,095 p.u.

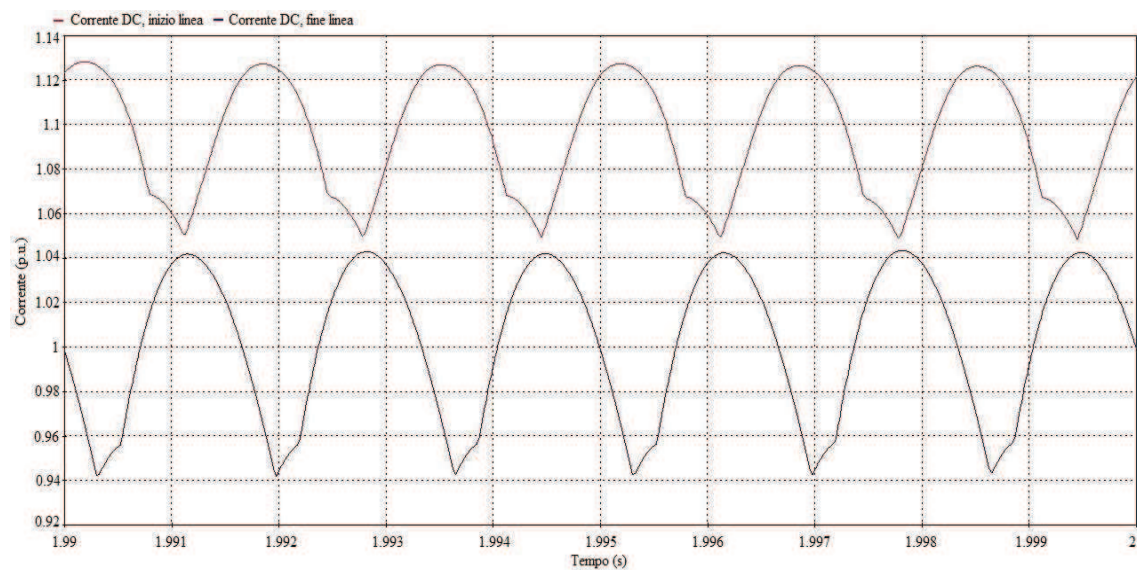


Figura 8.42 - Correnti ad inizio e fine della linea

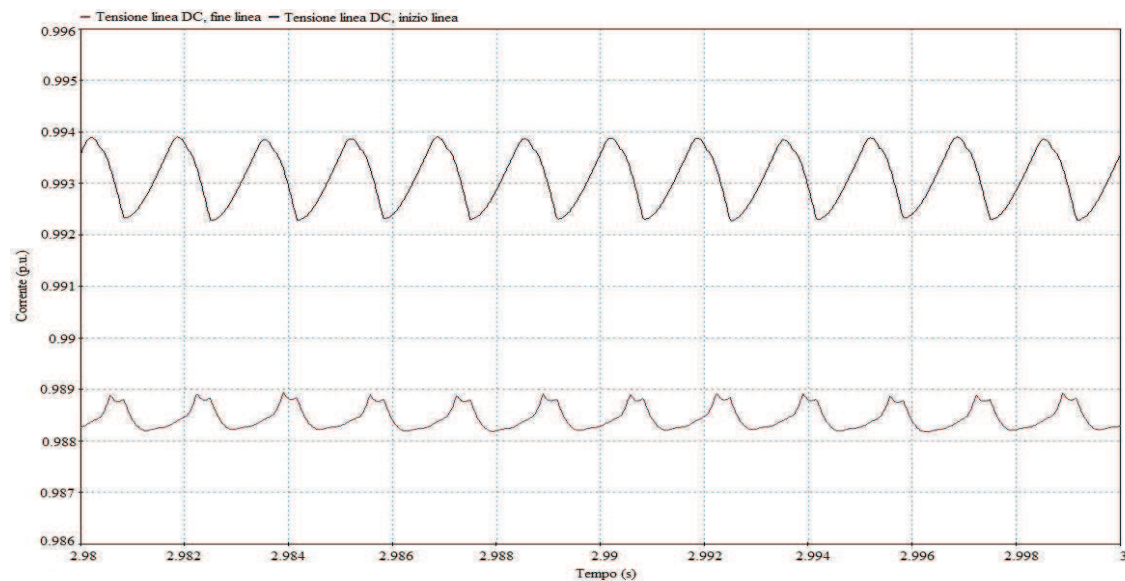


Figura 8.43 - Tensioni ad inizio e fine della linea

8.5.3 – *Analisi in condizioni transitorie*

Nel seguito si riportano i risultati relativi ad una serie di simulazioni per indagare il comportamento del sistema in condizioni transitorie, relative a variazioni a gradino di potenza attiva e reattiva assorbite.

8.5.3.1 *Variazione a gradino della P*

E' stata effettuata una simulazione atta a verificare la reazione del sistema ad una variazione a gradino della richiesta di potenza attiva. La tensione nel collegamento non viene variata (γ è costante), ma per soddisfare le richieste di potenza viene modificato solamente l'angolo di firing dei raddrizzatori α .

La variazione considerata è pari al 20%; si è dunque ipotizzato che, a $t = 1$ s, la richiesta di potenza da 250 MW passi istantaneamente a 200 MW. Per $t = 1,8$ s, la richiesta di potenza torna ad essere pari a 250 MW.

Si riporta l'andamento della corrente sulla linea DC e il relativo riferimento negli intervalli di tempo relativi alle variazioni di potenza.

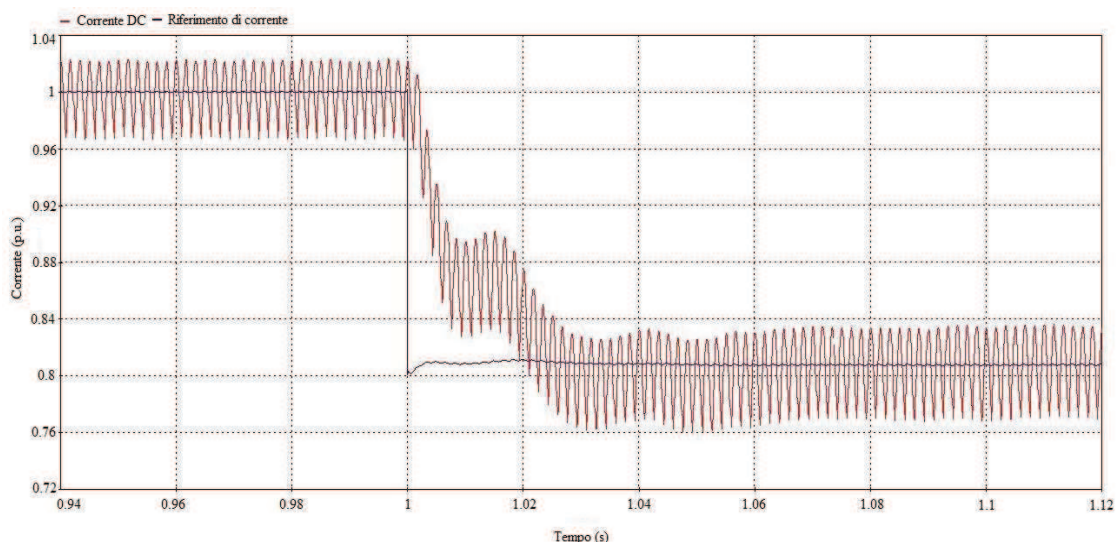


Figura 8.44 – Variazione di potenza P – fig 1

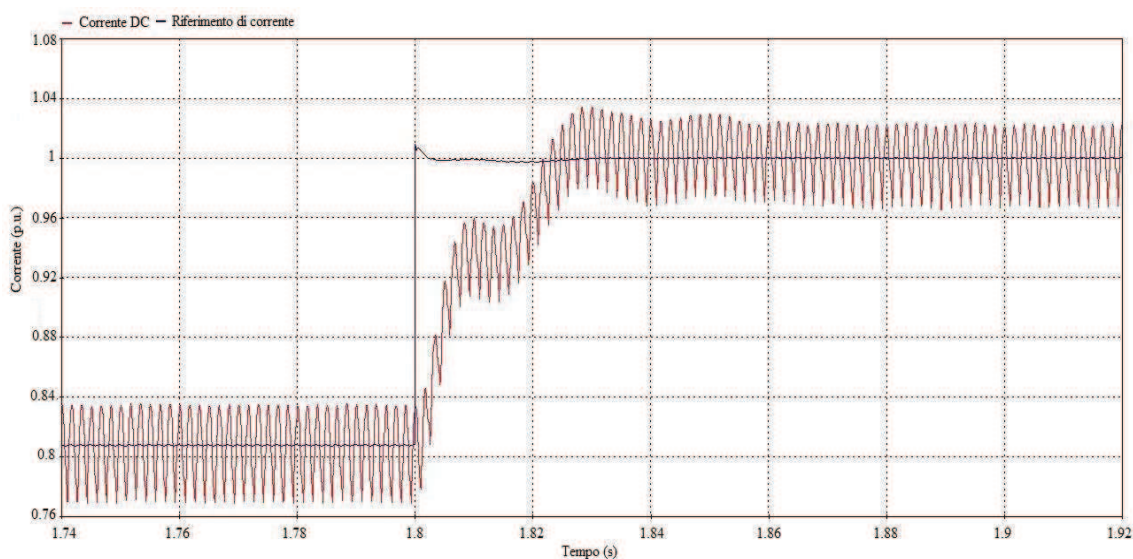


Figura 8.45 – Variazione di potenza P – fig 2

Capitolo 8

Dalla risposta ottenuta, si vede che il sistema riesce ad adeguarsi alla nuova richiesta di potenza rapidamente, raggiungendo il nuovo equilibrio, sia nel caso di diminuzione che di innalzamento di potenza richiesta, nell'arco di 80 ms (pari a 4 cicli di tensione, lato AC) con una leggera sovraelongazione.

Il caso analizzato è "estremizzato" dato che normalmente le variazioni di potenza non sono così repentine e sono generalmente gestite dai sistemi di controllo.

I risultati permettono comunque di verificare l'efficacia del sistema di controllo degli impulsi di firing. Le tempistiche richieste per il suo intervento e correzione dei parametri infatti rispetta le specifiche viste al capitolo 5.

8.5.3.2 Variazione a gradino della Q

In questa simulazione la variazione di potenza reattiva assorbita da parte dei convertitori è ottenuta tramite una variazione a gradino dell'angolo di firing lato inverter $-\beta$.

A parità di potenza attiva inviata tramite il collegamento in continua, la diminuzione di β comporta un maggior assorbimento di potenza reattiva da parte degli inverter ed una diminuzione della tensione nella linea DC; costringe quindi il sistema di controllo a variare l'angolo α diminuendolo. Al contrario, un aumento di β diminuisce la potenza reattiva assorbita (lato inverter), aumenta la tensione di linea e dunque comporta un aumento di α .

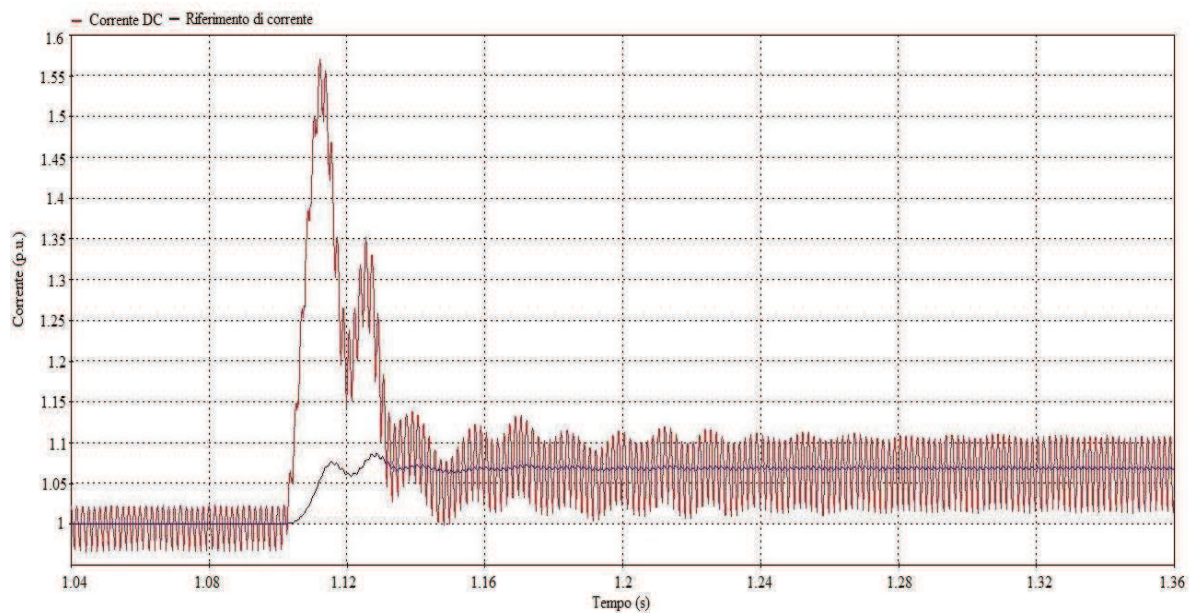


Figura 8.46 – Variazione di potenza Q – fig 1 (aumento di Q richiesta)

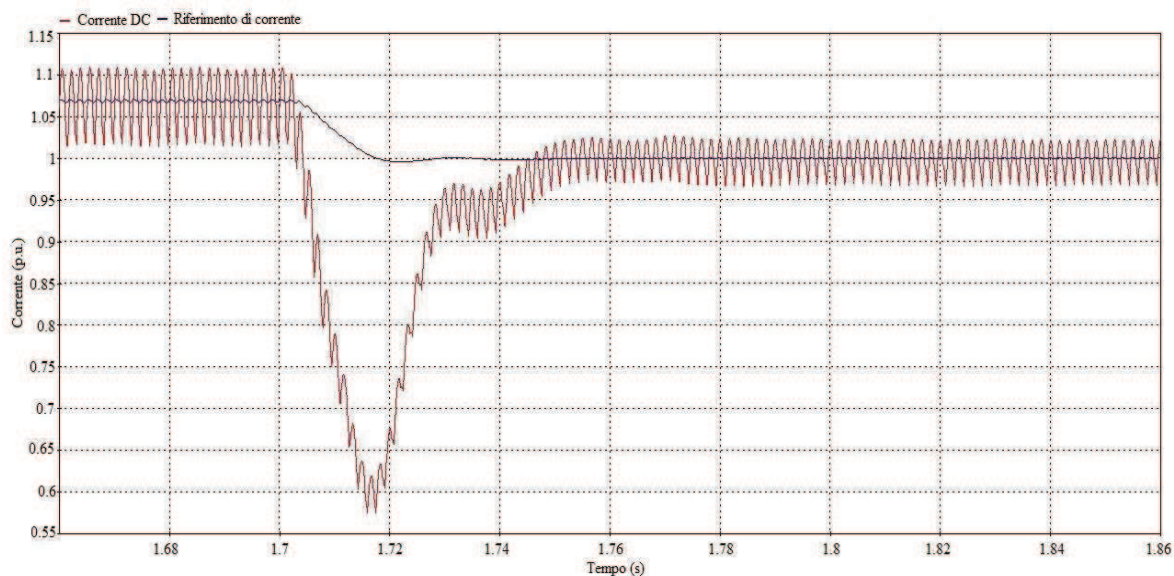


Figura 8.47 – *Variazione di potenza Q – fig 2(diminuzione della Q richiesta)*

Come nella prova relativa alla variazione a gradino di potenza attiva, il sistema di controllo riesce ad intervenire in modo corretto, nelle giuste tempistiche. Il sistema raggiunge infatti la nuova situazione di regime nell'arco di 60 ms nel caso di aumento di Q e 40 ms nel caso di diminuzione di Q .

Tenendo conto della variazione di corrente, pari al 7,5%, si vede che in realtà l'aumento di potenza reattiva non è del 20% ma è leggermente superiore (circa il 27%).

Per simulare una variazione di potenza Q si è preferito andare a variare l'angolo γ relativo all'inverter; tale operazione nella realtà può effettivamente essere effettuata ad esempio quando la tensione della rete AC aumenta.

Tale scelta è stata fatta per evitare eventuali instabilità del sistema che si potevano creare da una non corretta inserzione di condensatori.

Capitolo 8

8.5.3 Guasti

Considerando alcuni tipi di guasto riportati in letteratura [46], tramite il modello implementato si sono effettuati dei test per verificare la risposta del sistema. Inoltre è stata effettuata una prova per verificare il ripartirsi della corrente in caso di guasto fase-schermo nel cavo.

8.5.3.1 Corto circuito trifase lato inverter

Il tipo di guasto simulato è un corto-circuito di tipo trifase, effettuato sul bus inverter, della durata di 200 ms ed inizio ad 1.5 s. Per la simulazione di tale guasto è stato collegato un dispositivo al bus inverter contenente tre resistenze da 0.001 m Ω collegate a stella a cui in serie è stato posto un interruttore controllato da un generatore di segnali.

Di seguito si riporta la tensione della fase A lato raddrizzatore, le tensioni lato inverter e la corrente DC.

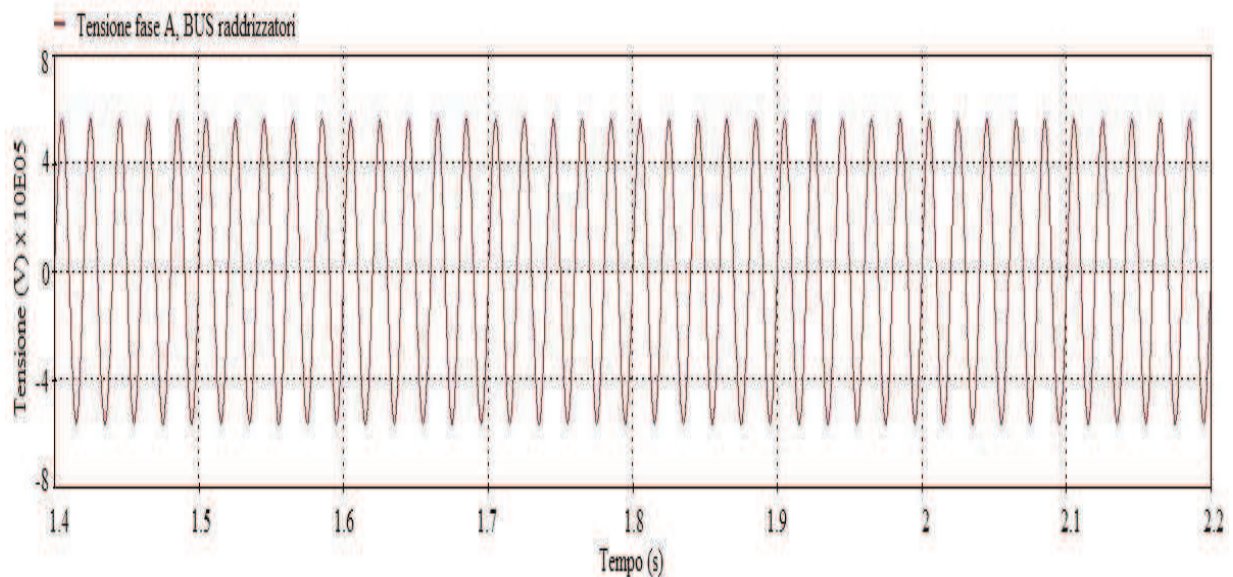


Figura 8.48 – Tensione fase A lato raddrizzatore

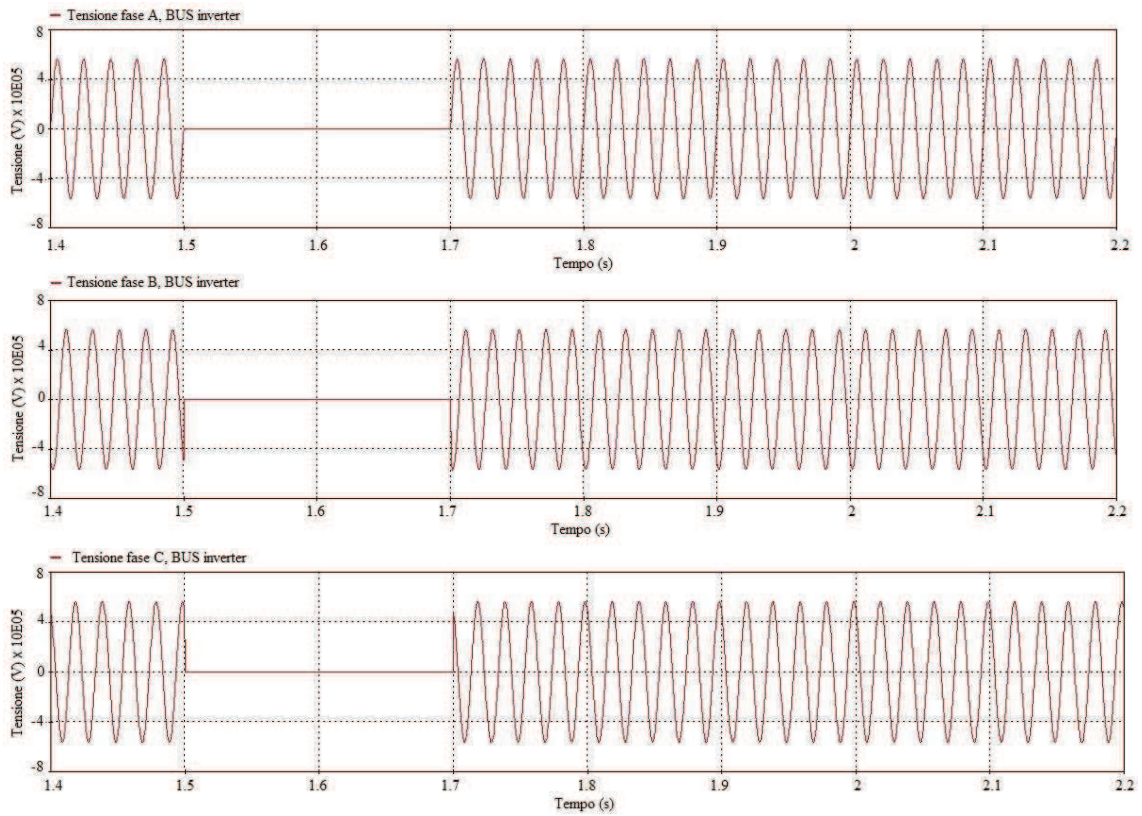


Figura 8.49 – Tensioni sulle fasi lato inverter

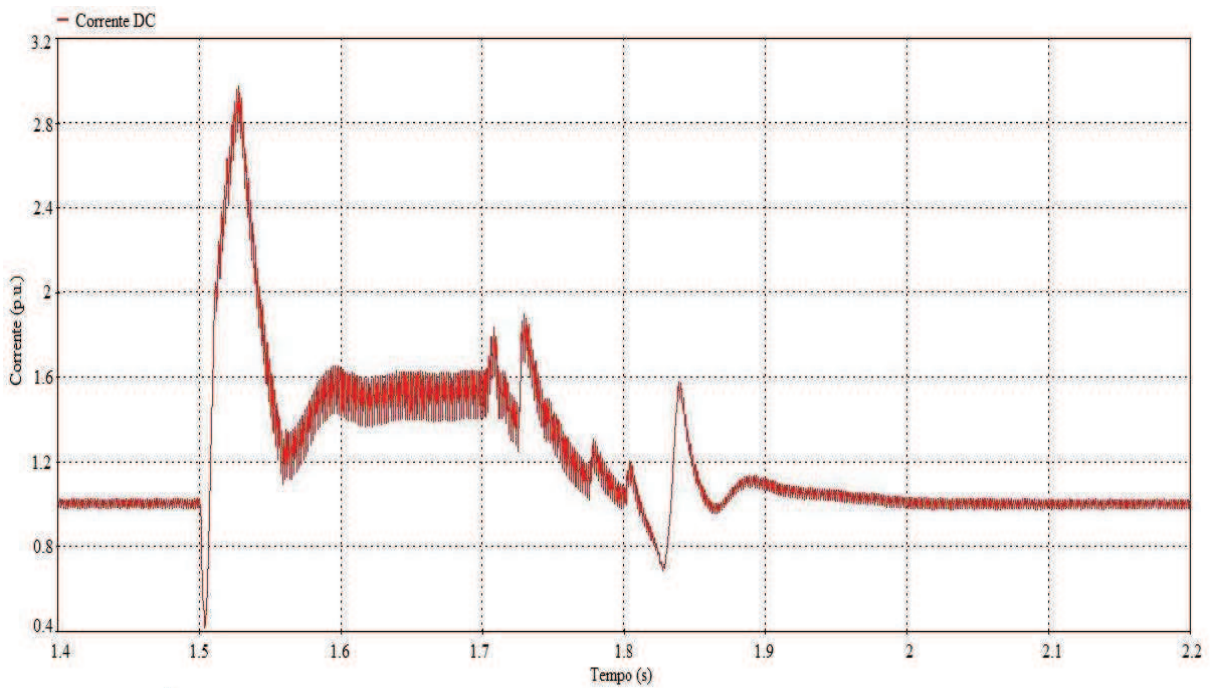


Figura 8.50 – Corrente lato DC durante il guasto trifase in p.u.

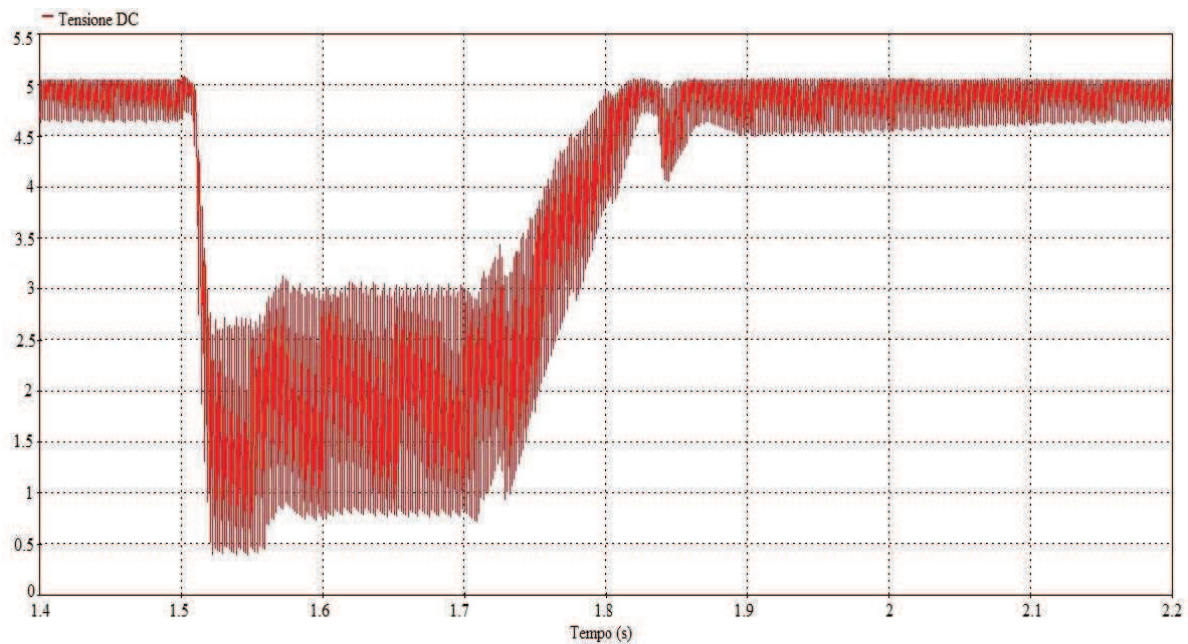


Figura 8.51 – Tensione all'inizio della linea DC

La risposta del sistema è paragonabile coi benchmark che si trovano in letteratura. Le differenze sono imputabili al fatto che in questo modello, il cavo è stato modellizzato in modo più accurato mentre nei modelli di riferimento il collegamento DC è rappresentato tramite parametri concentrati.

All'incorrere del guasto abbiamo un picco di corrente pari a 2,9 p.u. Nell'arco di 100 ms, quando ancora il guasto non si è estinto, il sistema di controllo è in grado di portare il sistema ad una nuova situazione di regime e dunque ad inviare potenza.

A guasto estinto il sistema riesce a tornare a completo regime in 300 ms dal punto di vista della corrente. Il ripristino della tensione pre-guasto invece impiega un arco di tempo leggermente più lungo (450 ms). Durante i 300 ms necessari al ripristino della corrente, abbiamo alcuni spike dovuti ai parametri induttivi e capacitivi del cavo; rispetto alla fase di inizio guasto, essendo la variazione di tensione più graduale, i picchi di corrente sono più contenuti ed abbiamo un massimo a circa 1,8 p.u. Questi picchi di corrente sono elevati ma di durata limitata, dunque sopportabili dal sistema senza particolari conseguenze ai componenti.

8.5.3.2 *Corto-circuito monofase*

Il tipo di guasto simulato è un corto-circuito che interessa solamente la fase A lato raddrizzatore. La durata è di 100 ms; l'inizio del guasto è per $t = 1.5$ s. Per la simulazione di tale guasto è stata collegata alla fase A una resistenza da $1\text{ m}\Omega$ a cui in serie è stato posto un interruttore controllato da un generatore di segnali.

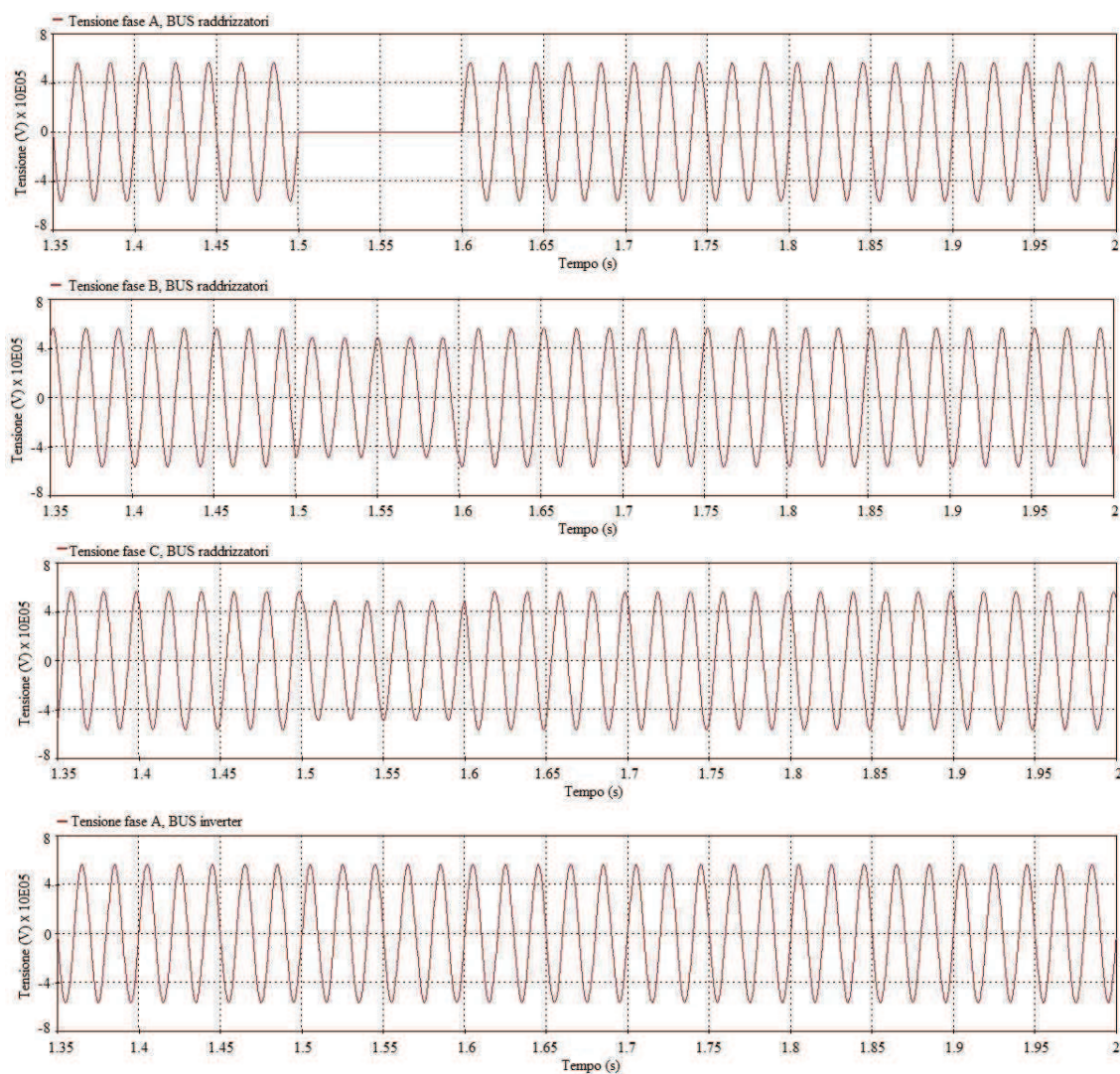


Figura 8.52 – Tensioni lato AC del raddrizzatore e fase A lato inverter

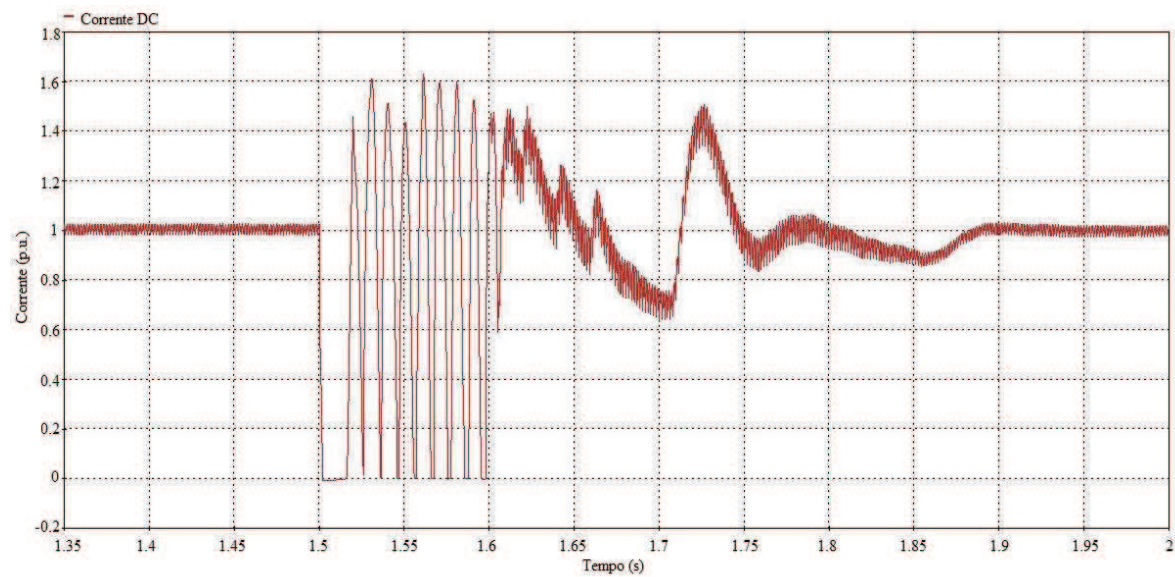


Figura 8.53 – Corrente lato DC in p.u.

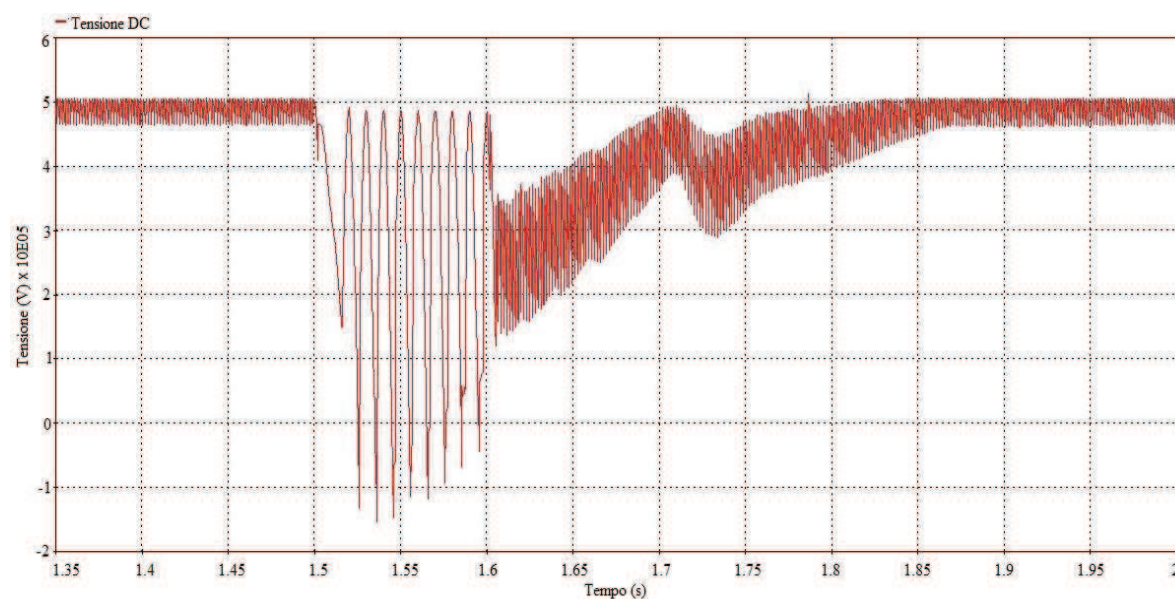


Figura 8.54 – Tensione ad inizio della linea DC

La risposta del sistema è paragonabile coi benchmark che si trovano in letteratura. Le differenze sono imputabili al fatto che in questo modello, il cavo è stato modellizzato in modo più accurato mentre nei modelli di riferimento il collegamento DC è rappresentato tramite parametri concentrati.

Se osserviamo le tensioni lato AC, si nota che nell'intervallo in cui abbiamo il guasto abbiamo un abbassamento della tensione di fase relativa alla due fasi sane del raddrizzatore mentre al lato inverter non c'è alcun cambiamento.

All'incorrere del guasto la corrente del collegamento collassa a zero e dopo 15 ms si innescano delle oscillazioni di corrente che hanno come massimo 1,61 pu.

Al ripristino delle tensioni di fase, la corrente torna a regime nell'arco di 300 ms.

8.5.3.3 Guasto fase-schermo

In questa simulazione la fase e lo schermo del cavo sono stati corto-circuitati tramite un interruttore controllato da un generatore di segnali e da una resistenza di 0,01 mΩ. La sezione di guasto è posta a metà esatta della linea, a 200 km, e si verifica quando il sistema lavora a regime.

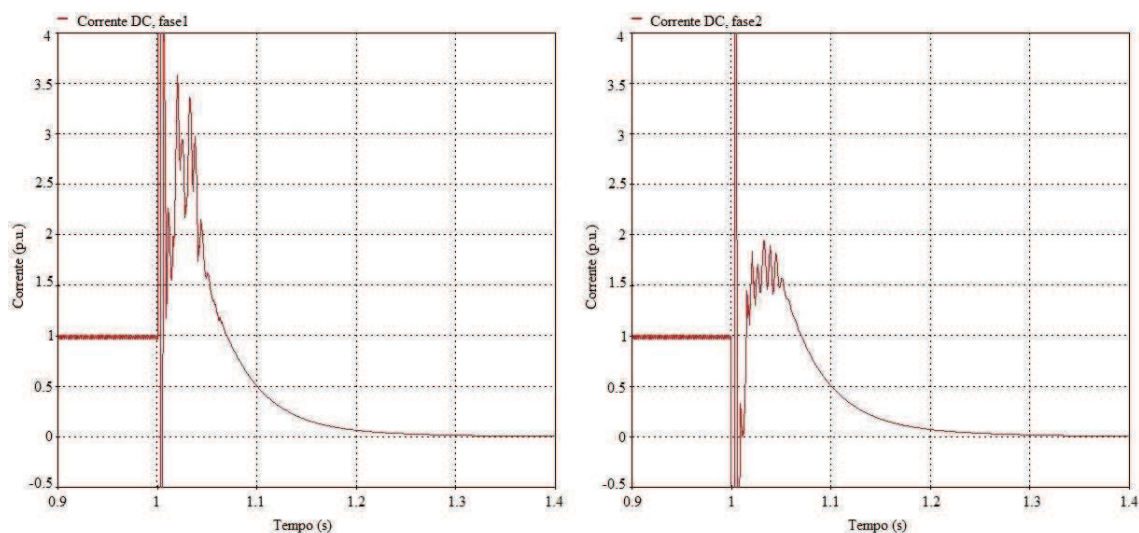


Figura 8.55 – Corrente lato DC in p.u, prima e dopo la sezione di guasto

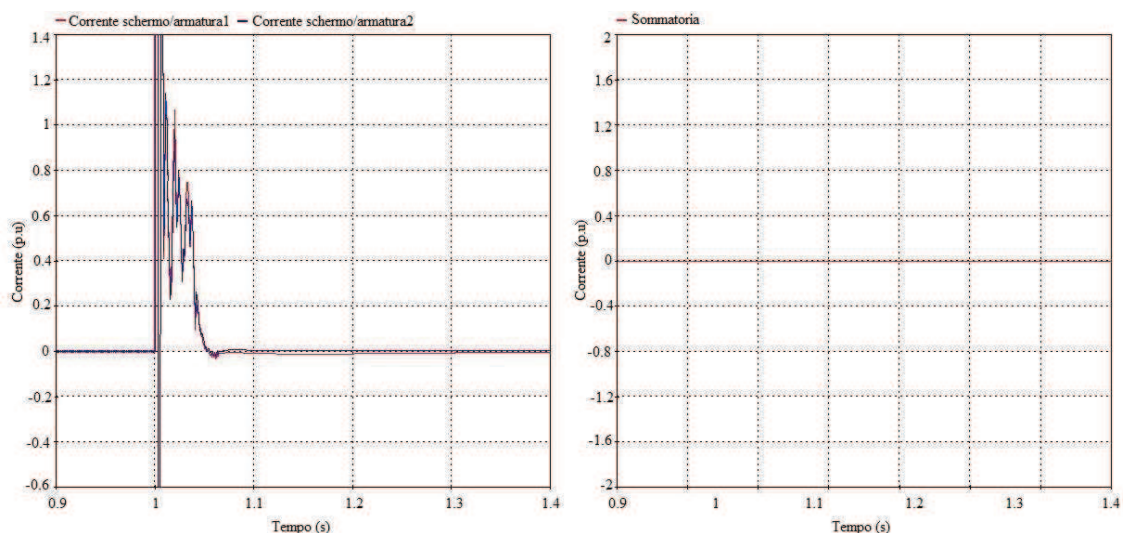


Figura 8.56 – Corrente negli schermi e armature (sinistra), sommatoria correnti(destra)

All'incorrere del guasto si osserva nel conduttore di fase un picco di corrente pari a circa 3 p.u. Tale corrente si suddivide in tre rami: un ramo costituito dalla continuazione del conduttore di fase; i rimanenti due costituiti dagli schermi e dalle armature (che si ricorda, sono cortocircuitati ad ogni inizio e fine dei tronchi di cavo). Dato che la resistività del conduttore di fase è minore rispetto le altre, abbiamo che circa il 60% della corrente fluisce in tale conduttore; il restante 40% si spartisce in modo pressochè uguale nei due percorsi rimanenti. Osservando la sommatoria delle varie correnti inoltre si può dedurre che la totalità della corrente si richiude nei conduttori del cavo senza quindi trovare percorsi di richiusura marina.

Capitolo 8

8.6 Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi è stato implementato un modello completo di linea di trasmissione monopolare in HVDC.

Per la realizzazione del modello si è tenuto conto di molteplici aspetti, dal cavo all'elettronica di potenza, dal sistema di controllo ai filtri, spaziando quindi in diversi ambiti dell'ingegneria elettrica.

Va tenuto presente che l'ambiente software utilizzato (EMTP-RV) è stato concepito essenzialmente per l'analisi di tipo load flow delle reti AC e solo nelle ultime versioni è stata introdotta la possibilità di tener conto della presenza dei convertitori elettronici. Ciò ha richiesto una lunga serie di analisi preliminari per verificare l'attendibilità dei risultati esaminando diverse configurazioni di test a partire da quelle più elementari per andare via via aumentando la complessità del sistema, considerando la sensibilità dell'accuratezza della simulazione al variare dei parametri di impostazione dell'analisi stessa (ad esempio il passo di integrazione) nonché delle caratteristiche della componentistica (ad esempio gli snubber).

Le prove e le analisi effettuate, confrontate con quanto riportato nella letteratura, hanno dato prova che il modello è in grado di fornire una risposta adeguata e coerente con le diverse situazioni di regime stazionario e dinamico.

Nel corso delle simulazioni sono stati raccolti numerosi dati relativi agli andamenti delle varie grandezze elettriche e di controllo per diversi tipi di operazione e per diverse situazioni di esercizio.

Particolare attenzione è stata posta alle armoniche di corrente lato AC, evidenziandone l'andamento per diverse soluzioni di filtraggio adottate, la loro relazione con gli angoli di controllo dei convertitori e con l'angolo di ritardo u . Tali informazioni saranno utili nelle eventuali sedi di progetto per ottimizzare e coordinare filtri e sistema di controllo con l'elettronica di potenza e il collegamento in DC. Sono inoltre informazioni utili per l'analisi delle correnti che eventuali filtri attivi dovranno compensare.

È stata definita la regione di funzionamento dei convertitori necessaria per l'ottimizzazione dei componenti da utilizzare.

È stata verificata la continuità del servizio per diverse situazioni quali reti AC esercite a frequenze diverse o con tensioni aventi angoli di fase diversi e sono state osservate le armoniche al lato DC evidenziando la loro variazione a seconda del tipo di collegamento effettuato.

Inoltre nelle simulazioni relative al regime transitorio è stata verificata l'affidabilità del sistema di controllo illustrando gli andamenti di tensione e corrente nella linea DC. Tali simulazioni sono utili per verificare le condizioni più critiche a cui i ponti di conversione e la linea di trasmissione possono essere sottoposti e costituiscono un punto di partenza per lo sviluppo di logiche di controllo per il regime dinamico, che possono avere come obiettivo quello di limitare gli stress di tipo elettromeccanico sui vari componenti considerati.

Inoltre nel modello possono essere integrate senza difficoltà le logiche di controllo di altre procedure di intervento, quali lo start-up e l'intervento dei variatori sotto-carico (tap-changer). Non avendo tuttavia sufficienti informazioni riguardo reali esempi di applicazione né elementi sperimentali di riscontro, si è preferito non procedere alla loro implementazione.

Configurazioni più complesse della monopolare, quali la bipolare o la back-to-back sono facilmente realizzabili duplicando la struttura qui considerata.

Dunque questo lavoro rappresenta una solida base iniziale per eventuali approfondimenti e studi di linee HVDC con convertitori a tiristori controllati in corrente.

Durante le varie fasi del lavoro è stato possibile scoprire pregi e difetti del programma di simulazione utilizzato.

Tra i pregi si possono citare

1. L'interfaccia grafica che permette di familiarizzare abbastanza velocemente con i comandi del programma;
2. Le numerose librerie di componenti precaricate;
3. La possibilità di gestire e modellizzare nel dettaglio diversi tipi di componenti in particolare cavi, linee aeree e componenti elettronici.
4. Nella fase di visualizzazione e post – elaborazione dati sono presenti diverse funzioni per l'analisi delle forme d'onda (es calcolo FFT, RMS, andamento di armoniche nel tempo, etc.)

Sono stati però riscontrati anche diverse problematiche tra cui:

1. La rigidità della procedura di numerazione delle linee che crea diversi problemi con sistemi di una certa complessità.
2. Il foglio di lavoro non può essere ampliato e questo rende difficile la comprensione dei vari collegamenti e talvolta costringe l'utente a riempire in modo "fantasioso" il foglio di lavoro. Si veda ad esempio il punto [47] in bibliografia.
3. Nelle simulazioni del tipo "time-domain" non è possibile salvare uno stato del sistema per poi avviare una nuova simulazione. Questo rende aumentare notevolmente la durata delle simulazioni.
4. Nelle simulazioni di tipo "load-flow" la numerazione dei nodi della rete è automatica, ma nella visualizzazione dei risultati, tali nodi (con relative informazioni) non sono ordinati in modo corretto.
5. Nella fase di compilazione, vengono segnalati gli eventuali tipi di errore commessi ma non la loro ubicazione all'interno del progetto.