

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Analisi e sviluppo azioni di intervento di dispositivi di protezione in ottica di miglioramento dell'affidabilità di sistema delle reti ibride AC/DC

M. Brenna, F. Foiadelli, M. Longo, D. Zaninelli



RdS/PTR(2020)/004

ANALISI E SVILUPPO AZIONI DI INTERVENTO DI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE IN OTTICA DI MIGLIORAMENTO DELL’AFFIDABILITÀ DI SISTEMA DELLE RETI IBRIDE AC/DC

M.Brenna, F. Foiadelli, M.Longo, D.Zaninelli

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - Il annualità

Obiettivo: *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: *LA1.7 Analisi e sviluppo azioni di intervento di dispositivi di protezione in ottica di miglioramento dell'affidabilità di sistema delle reti ibride AC/DC.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *“Analisi e sviluppo di azioni di intervento e logiche di funzionamento di dispositivi di protezione utilizzati nelle reti ibride AC/DC per la sicurezza di sistemi e persone”*.

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Morris Brenna

Indice

SOMMARIO.....	3
1 INTRODUZIONE	4
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	5
2.1 METODI DI PROTEZIONE PER LE RETI DC.....	5
2.2 STRUTTURA DELLE MICRORETI IN DC	5
2.3 TIPOLOGIE DI GUASTO NELLE RETI DC.....	9
2.4 METODI DI PROTEZIONE NELLE RETI DC	12
2.4.1 <i>Dispositivi elettromeccanici per sistemi DC</i>	12
2.4.2 <i>Interruttore statico a stato solido</i>	18
2.4.3 <i>Interruttori automatici IBRIDI DC</i>	30
3 CONCLUSIONI.....	35
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	36

Sommario

L'attività svolta e descritta in questa linea di attività ha riguardato innanzitutto la modellizzazione dei sistemi in corrente continua in media/bassa tensione al fine di poter simulare gli eventi, come cortocircuiti o condizioni anomale in rete, che portano all'intervento delle protezioni.

All'interno della rete vengono simulati diversi elementi che concorrono agli scambi di potenza sia in assorbimento, come infrastrutture di ricarica, sia in iniezione, come generatori fotovoltaici. In particolare, la loro presenza permette di simulare diversi scenari che possono portare ad un peggioramento dell'affidabilità della rete se non gestiti correttamente durante gli eventi transitori.

Data la natura transitoria di breve durata di questi eventi, è necessaria una modellizzazione accurata di tutti gli elementi che compongono la rete, a partire dai convertitori AC/DC e DC/DC e delle loro interfacce con le reti AC e DC.

Un secondo aspetto su cui ci si è concentrati è quello relativo alle protezioni statiche inteso come sistemi di interruzione basati su dispositivi a semiconduttore.

Le protezioni statiche qui considerate, in quanto bidirezionali, possono essere impiegate sia su reti AC che in reti DC. Naturalmente, il vantaggio maggiore si ha su reti DC dove la tecnologia elettromeccanica, o non è disponibile per tutti i livelli di tensione, oppure ha molte limitazioni in termini di numero di manovre, formazione di archi elettrici, maggiore manutenzione, che ne limitano l'applicazione o diminuiscono l'affidabilità del sistema.

Infatti, la difficoltà di interrompere le correnti continue è uno dei fattori che finora ha limitato la diffusione dei sistemi in corrente continua data l'impossibilità di creare delle reti vere e proprie con sistemi affidabili ed economici.

L'impiego di protezioni statiche ha proprio lo scopo di superare questi limiti rendendo inoltre meno impattanti i transitori di estinzione della corrente.

In particolare, sono state individuate due tipologie di interruttori statici: una che impiega un particolare tipo di snubber basato su circuiti RC, mentre l'altra impiega un varistore di tipo a ossidi di metallo (MOV) per sopprimere le sovratensioni.

Poiché le condizioni di lavoro più critiche per le protezioni si hanno nelle reti DC, è stato scelto di focalizzarsi su questo tipo di reti, interfacciate comunque alle reti AC per formare reti ibride AC-DC, in quanto i risultati ottenuti possono essere stesi anche alle reti AC.

1 Introduzione

Le microreti DC, ovvero i sistemi di distribuzione DC, sono sempre più importanti al giorno d'oggi grazie all'innovazione tecnologica nel campo dei convertitori elettronici di potenza, della generazione distribuita, dei carichi sensibili e delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici. In queste applicazioni questo tipo di sistema presenta molti vantaggi rispetto ai tradizionali sistemi di distribuzione AC dell'energia elettrica.

Tuttavia, una delle criticità maggiori delle reti in corrente continua riguarda i dispositivi di protezione, ossia l'elemento fisico atto ad interrompere una corrente che non presenta naturali passaggi per lo zero.

L'impiego di interruttori elettromeccanici, ampiamente diffuso nelle applicazioni in corrente continua, è consentito solo per valori di tensione non troppo elevati, quindi sostanzialmente per le reti in bassa tensione DC o media tensione fino a qualche kV. In ogni caso, la loro applicazione è tale da causare importanti transitori elettromagnetici che possono stressare il sistema e quindi ridurre l'affidabilità, soprattutto in presenza di numerose interruzioni e riconfigurazioni del sistema stesso.

Pertanto, la linea di attività LA12 sarà orientata a studiare possibili configurazioni di interruttori statici, ossia basati su semiconduttori di potenza, per l'interruzione di correnti continue che possano al contempo mitigare gli effetti di stress elettromagnetico causati dagli interruttori elettromeccanici tradizionali.

In questo primo rapporto verranno pertanto esaminate le diverse configurazioni degli interruttori in corrente continua a stato solido, o SSCB (Solid State Circuit Breaker).

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 Metodi di protezione per le reti DC

Negli ultimi anni, con la riduzione dell'energia non rinnovabile e l'inquinamento ambientale sempre più grave causato dalla generazione di energia da fonti fossili, la nuova tecnologia energetica basata sulla tecnologia della generazione distribuita ha attirato sempre più attenzione. La microrete DC ha attirato sempre più attenzione per le sue caratteristiche uniche, ma lo sviluppo di una microgrid DC sta affrontando anche alcune sfide, come l'interruzione e l'isolamento delle correnti di guasto durante un corto circuito.

Nella microrete DC non c'è un punto di passaggio naturale per lo zero della corrente, come nella microrete AC come si vede nella Figura 2.1, per cui il naturale spegnimento della corrente non può essere realizzato.

Inoltre, a causa della minore impedenza del sistema DC, quando si verifica un guasto, verrà generata una corrente di picco maggiore. Se non viene interrotto ed estinto in tempo, causerà gravi danni al circuito. Inoltre, i dispositivi che compongono le microreti e la connessione a terra del sistema influenzano in modo radicale il comportamento del sistema in condizioni di guasto (entrambi i tipi di guasto e l'entità delle correnti di guasto). Sebbene la protezione delle microreti in caso di guasti lato AC non sia difficile, i guasti lato DC richiedono considerazioni diverse e nuove sfide.

Diverse soluzioni a questo problema sono studiate nella letteratura corrente e si concentrano principalmente sulla progettazione e l'integrazione di nuovi dispositivi di protezione.

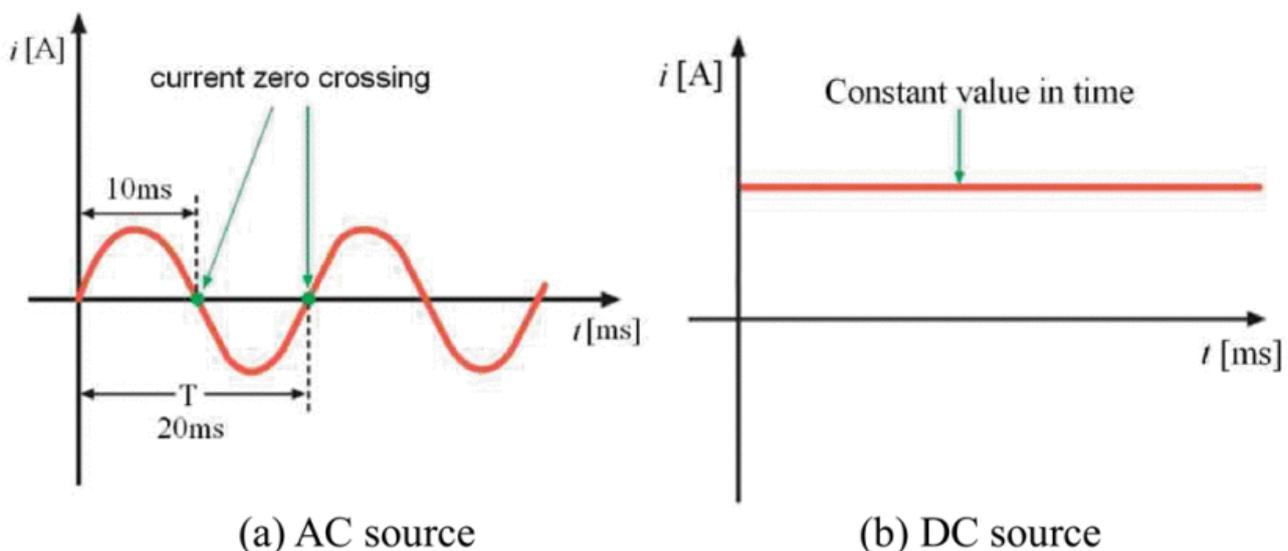


Figura 2.1: Differenza tra corrente alternata e corrente continua

2.2 Struttura delle Microreti in DC

Nella rete di distribuzione DC la topologia tipicamente utilizzata è basata su un sistema multi-terminale. I sistemi multi-terminali sono costituiti da tre o più convertitori per creare una rete DC come mostrato nella Figura 2.2. Nel complesso, l'emergere di convertitori a tensione impressa (VSC), mostrati nella Figura 2.3 che utilizzano semiconduttori elettronici di potenza a spegnimento forzato, rende l'uso della corrente continua

un'alternativa interessante per la distribuzione a media e bassa tensione in applicazioni speciali. In particolare, un sistema VSC multi terminale DC (MTDC) è costituito da convertitori VSC collegati a una rete di linee DC attraverso i loro terminali di potenza. Per questo motivo, di solito l'interconnessione tra diverse reti viene effettuata con un tradizionale VSC trifase e a due livelli collegato alla rete AC con o senza l'interposizione di un trasformatore. Per questi motivi i VSC sono migliori per sistemi multiterminali poiché presentano un flusso di potenza bidirezionale, cambiando solamente il verso della corrente, a differenza del convertitore classico basato sui tiristori, che richiede un cambiamento nella polarità della tensione DC.

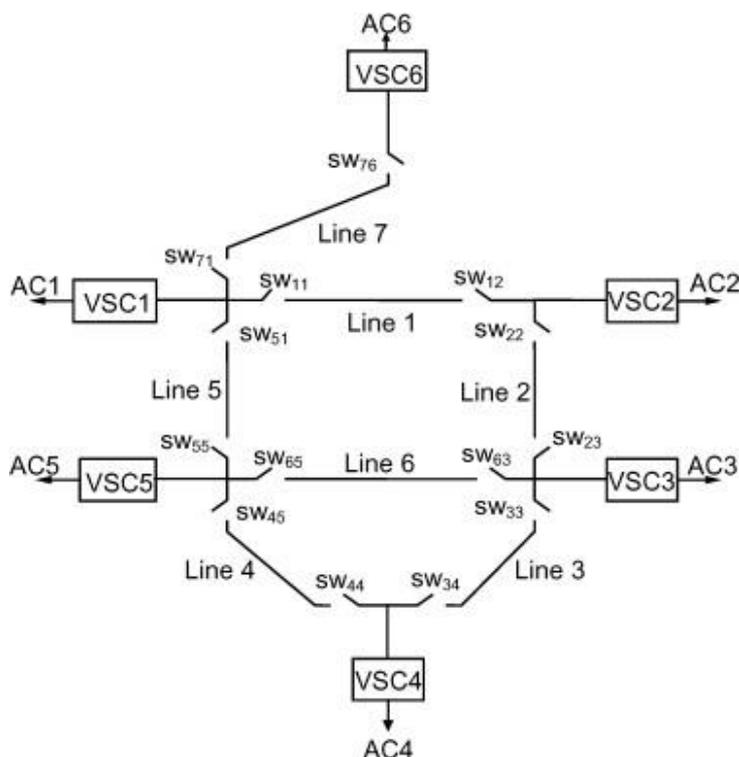


Figura 2.2: Diagramma unifilare di un sistema DC multi-terminale

Una delle principali limitazioni degli attuali VSC è che la loro tolleranza alla corrente di guasto è molto inferiore a quella dei convertitori basati su tiristori, in genere il doppio della corrente nominale del convertitore. Quindi, i guasti su una linea DC alimentata dai VSC devono essere limitati e interrotti molto più velocemente di quelli su un sistema DC convenzionale. In questo tipo di rete, un guasto polo- terra implica un percorso di chiusura per la corrente di guasto che coinvolge sia le reti AC che DC, incluso il convertitore di potenza. Questa corrente può guastare il convertitore di potenza con la conseguenza di un blackout sulla rete DC se i generatori e i sistemi di accumulo non sono in grado di alimentarlo autonomamente.

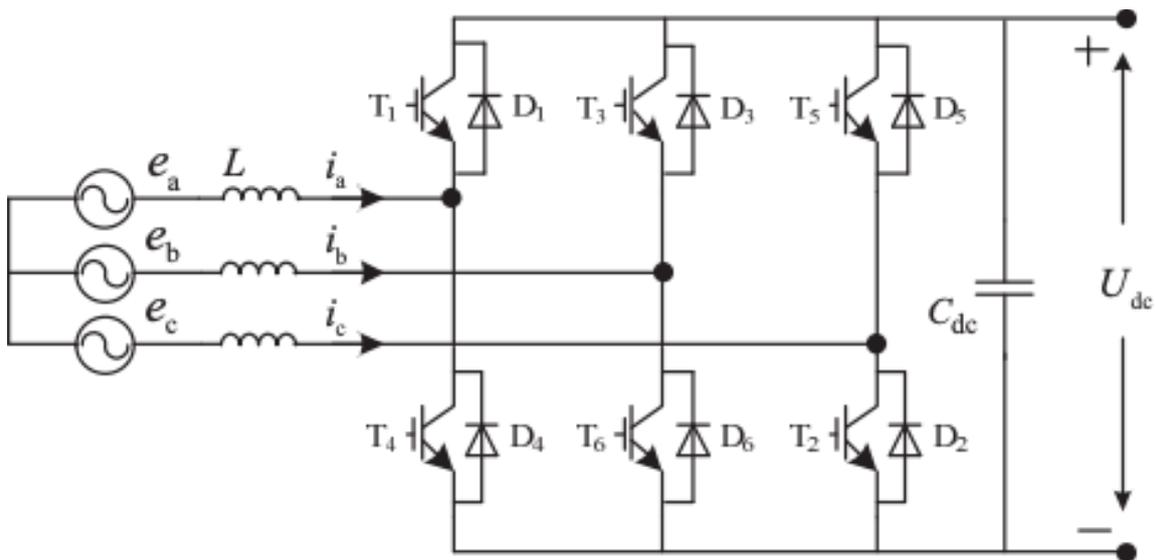


Figura 2.3: Struttura di un convertitore a tensione impressa VSC

Esistono diverse configurazioni di rete CC in cui è possibile utilizzare questo convertitore VSC. Allo stesso modo della rete AC la topologia tipica è la struttura radiale, la struttura a due terminali e la struttura ad anello. Simile alla configurazione AC, la struttura radiale della rete di distribuzione DC è semplice, ma ha un'affidabilità relativamente più bassa col vantaggio di identificare e proteggere facilmente i guasti. Nella struttura a due terminali e nella struttura ad anello della rete di distribuzione DC, la modalità di alimentazione ha un'elevata affidabilità dell'alimentazione, ma richiede maggiori investimenti, la rete è più complessa, l'identificazione dei guasti e il controllo della protezione richiedono strategie più sofisticate.

Queste configurazioni sono mostrate in Figura 2.4, Figura 2.5 e Figura 2.6.

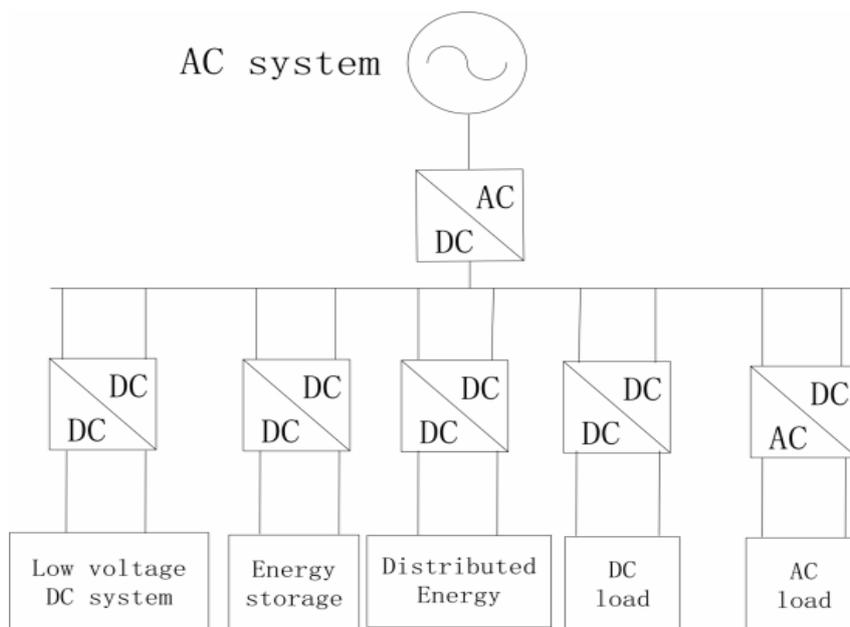


Figura 2.4: Struttura radiale di una rete di distribuzione DC

Una configurazione radiale si basa su una linea principale (o più linee parallele) a cui sono collegati le utenze utilizzatrici e la generazione distribuita. Questa configurazione è la più semplice e ha il vantaggio di essere la più facile da implementare tecnicamente, in particolare nelle zone rurali.

I principali vantaggi dell'architettura radiale sono:

- Il sistema di rete radiale ha uno schema di protezione del circuito relativamente semplice da coordinare e progettare. Con la rete radiale è abbastanza semplice risolvere eventuali criticità di sistema
- Un altro vantaggio quando si lavora con reti radiali è che i dispositivi di compensazione della tensione (VCS) come i compensatori di potenza reattiva possono essere facilmente implementati
- Il costo di installazione di questa rete è basso

I principali svantaggi sono:

- La necessità di crescente flessibilità è limitata nelle reti radiali
- Questo perché l'integrazione di nuovi carichi o generatori richiederebbe l'installazione di nuove linee o altri componenti se non erano stati inizialmente sovradimensionati. Ciò potrebbe aumentare il costo di questa configurazione
- Nelle reti radiali gli utilizzatori dipendono da un singolo alimentatore. Qualsiasi guasto nel sistema causerà l'interruzione dell'alimentazione a tutti gli utilizzatori ad esso collegati. Questo causa un'affidabilità molto bassa.

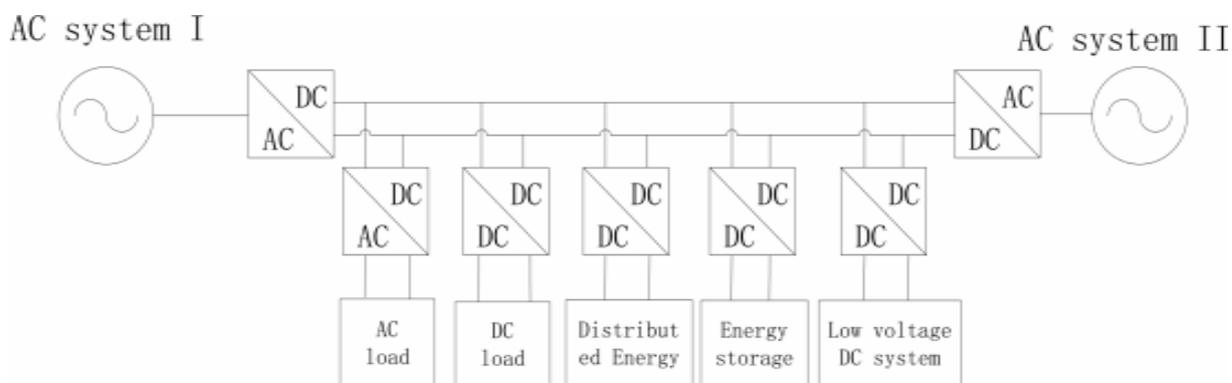


Figura 2.5: Struttura a due terminali di una rete di distribuzione DC

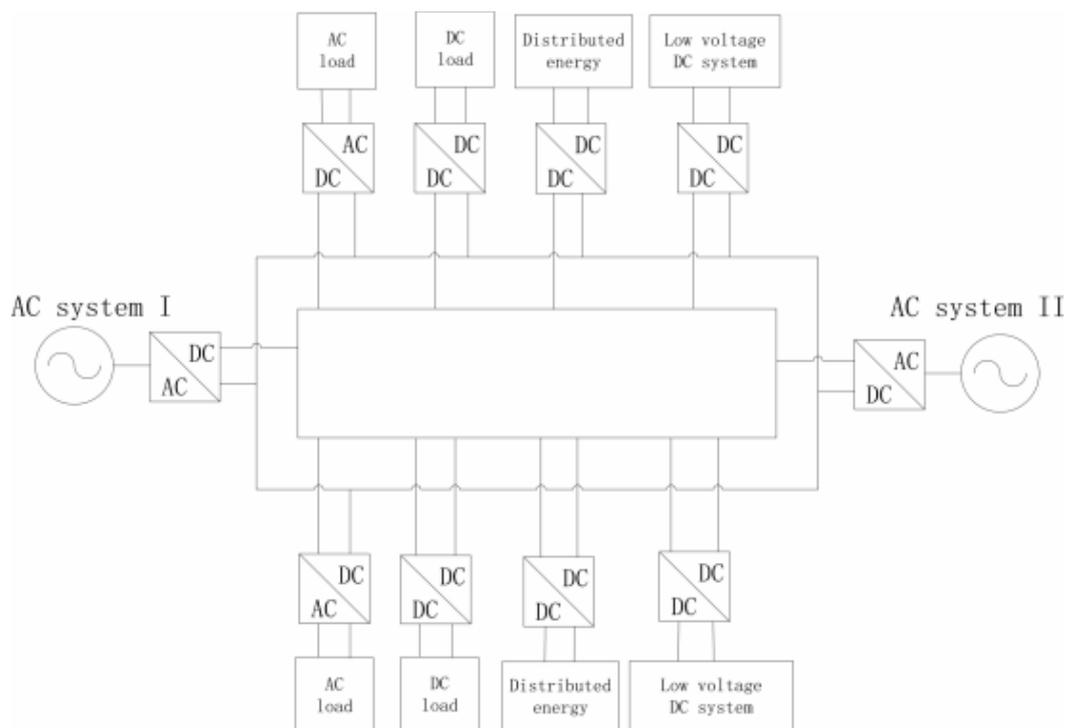


Figura 2.6: Struttura ad anello di una rete di distribuzione DC

I principali vantaggi della struttura ad anello e a due terminali sono:

- La rete ad anello è nota per essere la più strutturata poiché forma un circuito chiuso unendo i nodi tra loro. A causa di ciò, è possibile implementare diverse zone di protezione all'interno della rete ad anello.
- Questa struttura di rete ha prestazioni migliori rispetto a quelle radiali e presentano una maggiore affidabilità. Nel caso in cui un alimentatore sia guasto o in manutenzione, il sistema di distribuzione ad anello è ancora alimentato da altri alimentatori ad esso collegati, migliorando molto l'affidabilità e la disponibilità del sistema di alimentazione

I principali svantaggi sono:

- Uno dei principali svantaggi di questa struttura è che la rete dipende fortemente dai cavi che collegano altri componenti alla rete. In termini di complessità, anche se un sistema di alimentazione ad anello è solo leggermente più complicato di un sistema radiale

2.3 Tipologie di guasto nelle reti DC

Nella rete DC esistono due diversi tipi di guasti: polo-polo e polo-terra. Il primo si verifica quando le linee positive e negative sono cortocircuitate e quindi si verifica una maglia a bassa impedenza tra queste due linee. Il secondo si verifica quando una delle due linee, positiva o negativa, ha un contatto con il terreno e quindi la corrente passa attraverso il terreno. Il tipo più comune di guasto nella rete DC è la linea a terra.

Il guasto polo-polo è un incidente raro, di solito è causato da un guasto all'isolamento tra i due conduttori DC o può essere causato da un oggetto che cade attraverso la linea positiva e negativa; possono verificarsi anche in caso di guasto di un dispositivo di commutazione che causa il cortocircuito delle linee. Quando questo tipo di guasto si verifica nella linea di trasmissione DC, i condensatori presenti all'interno dei convertitori verranno scaricati rapidamente.

Quando si verifica un guasto sul lato DC, gli IGBT possono essere bloccati per l'autoprotezione durante i guasti, lasciando i diodi di ricircolo esposti alla sovracorrente. Contemporaneamente il sistema AC trifase sarà cortocircuitato attraverso il punto di guasto. Il circuito equivalente del guasto DC polo-polo è mostrato nella Figura 2.7.

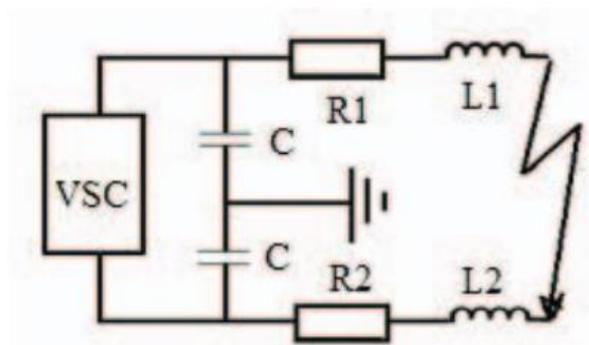


Figura 2.7: Circuito equivalente del guasto polo-polo di una linea di distribuzione DC

Il guasto DC polo-polo può essere diviso in tre fasi:

1. Stadio di scarica del condensatore: quando si verifica un guasto polo-polo DC, si forma una maglia senza sorgente. Dopo che si è verificato il guasto, nel sistema, in primo luogo la tensione del condensatore scende rapidamente a zero.
2. Stadio dei diodi di ricircolo: nell'istante in cui la tensione della linea DC raggiunge lo zero, l'induttanza del cavo e i diodi di ricircolo formeranno un circuito ad anello. Inizialmente, l'IGBT è bloccato per autoprotezione e c'è un'elevata sovracorrente iniziale attraverso i diodi, che può causare enormi danni ai diodi stessi. Quindi la corrente continua e la corrente dei diodi diminuiranno rapidamente.
3. Stadio di ricarica del condensatore: in questa fase, il condensatore di collegamento DC, l'induttanza del cavo e il lato AC generano un transitorio che ricaricherà il condensatore. Durante questa fase, la tensione DC aumenta.

Un guasto polo-polo può essere permanente o temporaneo.

Il guasto DC polo-terra è causato da un guasto dell'isolamento tra il conduttore DC e la messa a terra. Un esempio di guasto permanente nelle linee aeree è quando un fulmine colpisce la linea. Ciò può causare l'interruzione della linea, cadere a terra e creare il guasto. In queste condizioni la linea deve essere isolata e riparata. Un esempio di guasto temporaneo da linea a terra può verificarsi quando un oggetto cade sulla linea, come gli alberi, fornendo un percorso a terra. In alcuni casi, quando un oggetto causa il guasto a terra,

può cadere dalla linea e il sistema può essere ripristinato. Per il sistema di trasmissione sotterraneo, il guasto da linea DC a terra è il guasto più frequente. L'isolamento del cavo può fallire a causa di un'installazione impropria, eccessiva tensione o corrente, stress ambientali come umidità, soprattutto ai terminali dei cavi, dove è facilmente esposto al suolo o all'acqua o all'invecchiamento del cavo. Questo guasto produrrà punto di terra oltre al condensatore del DC-link nel punto medio e al collegamento di terra del neutro del trasformatore.

Il circuito equivalente della linea DC al guasto di terra come mostrato in Figura 2.8. [bookmark34](#)

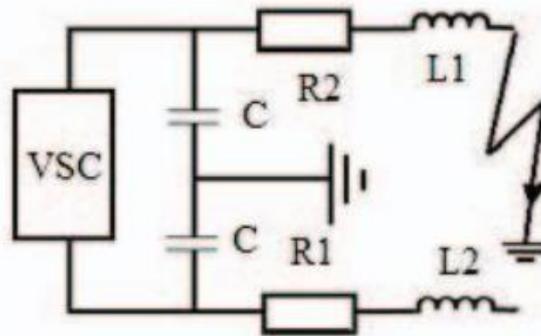


Figura 2.8: Circuito equivalente del guasto polo-terra di una linea di distribuzione DC

Il guasto DC polo-terra può essere suddiviso in tre fasi:

1. Stadio di scarica del condensatore laterale DC: quando si verifica un guasto da linea a terra DC, si forma un circuito di scarica tra il condensatore del polo guasto e l'impedenza di guasto attraverso il terreno. Dopo il manifestarsi del guasto, i condensatori lato DC tendono a scaricarsi.
2. Stadio di alimentazione della corrente lato rete: quando si verificano guasti da linea a terra DC, a causa della scarica del condensatore lato DC, la tensione DC diminuisce rapidamente. Quando detta tensione scende al di sotto della tensione della rete AC, il sistema non sarà più in grado di mantenere il controllo.
3. Fase di recupero della tensione: la tensione del condensatore del polo guasto diminuisce e la tensione del condensatore del polo sano aumenta. Dopodiché, la tensione DC si ripristina e riequilibra gradualmente, quindi il sistema entra nella fase di recupero della tensione.

Quando la tensione della linea a terra inizia a diminuire, correnti elevate fluiscono nel condensatore e nella rete AC. Queste correnti elevate possono danneggiare i condensatori e i semiconduttori del convertitore.

La condizione di sovraccarico non è un guasto vero e proprio, ma è una condizione che potrebbe accadere in una rete DC in caso di sovracorrente nel sistema. Un sovraccarico può verificarsi quando si ha un guasto in un'altra parte della rete e per compensare lo squilibrio nel sistema può essere richiesta una corrente extra da una parte diversa della linea. Succede quando un carico viene alimentato da più di un VSC e se uno di

questi ha un guasto, il carico deve essere alimentato dagli altri VSC ancora in funzione, in questo caso una corrente extra può creare un sovraccarico nel sistema. Il sovraccarico può causare una diminuzione della tensione sul il carico. A causa della diminuzione della tensione, una grande quantità di corrente inizia a fluire attraverso il carico che può essere causa di surriscaldamento. Questa grande quantità di corrente è anche dannosa per la sorgente perché fornisce corrente al di sopra della sua capacità.

2.4 Metodi di protezione nelle reti DC

Al giorno d'oggi non vi è ancora uno standard per la protezione delle microreti DC e per questo motivo ci sono alcuni metodi e dispositivi diversi che possono essere utilizzati per proteggere questo tipo di reti.

La protezione delle microreti DC comporta molte sfide legate alla sicurezza delle persone, al rilevamento dei guasti e alle capacità di localizzazione, alla sopravvivenza delle apparecchiature e alla capacità di poter superare indenni il guasto.

Tradizionalmente per proteggere il sistema DC sono stati utilizzati i classici dispositivi AC, come interruttori AC (ACCB) e fusibili. Questi dispositivi AC sono stati scelti per vari motivi, infatti questi dispositivi sono meno costosi dei dispositivi di protezione DC, hanno tempi di consegna più brevi e sono molto utilizzati nella distribuzione AC, quindi è una tecnologia già matura e consolidata.

Anche se i dispositivi di protezione AC sono più economici e migliori dal punto di vista dei costi, i dispositivi DC sono migliori quando è possibile introdurli, poiché possono agire più velocemente e questo potrebbe consentire a tali dispositivi DC di non disalimentare l'intera linea, in modo da aumentare l'affidabilità del sistema. Tuttavia, ci sono alcuni inconvenienti come l'aumento dei costi e le perdite che ne possono derivare.

2.4.1 Dispositivi elettromeccanici per sistemi DC

Uno dei metodi più usati per interrompere la corrente continua è utilizzare l'interruttore automatico con diverse strategie di connessione dei poli. Pertanto, moltiplicatori o strumenti simili sono forniti dai produttori, insieme alla curva AC, per l'applicazione ingegneristica per convertirla per l'uso con circuiti DC. Sono più comunemente disponibili e possono essere sostituiti in un lasso di tempo più breve. Tuttavia, gli interruttori automatici AC hanno un tempo di interruzione più lungo a causa delle loro restrizioni meccaniche.

Una tipica caratteristica di intervento tempo-corrente per un interruttore termico-magnetico può essere separata in tre regioni, come si vede nella Figura 2.9:

- la regione a tempo invero nella parte superiore;
- la regione di transizione al centro della caratteristica;
- la regione istantanea nella parte inferiore.

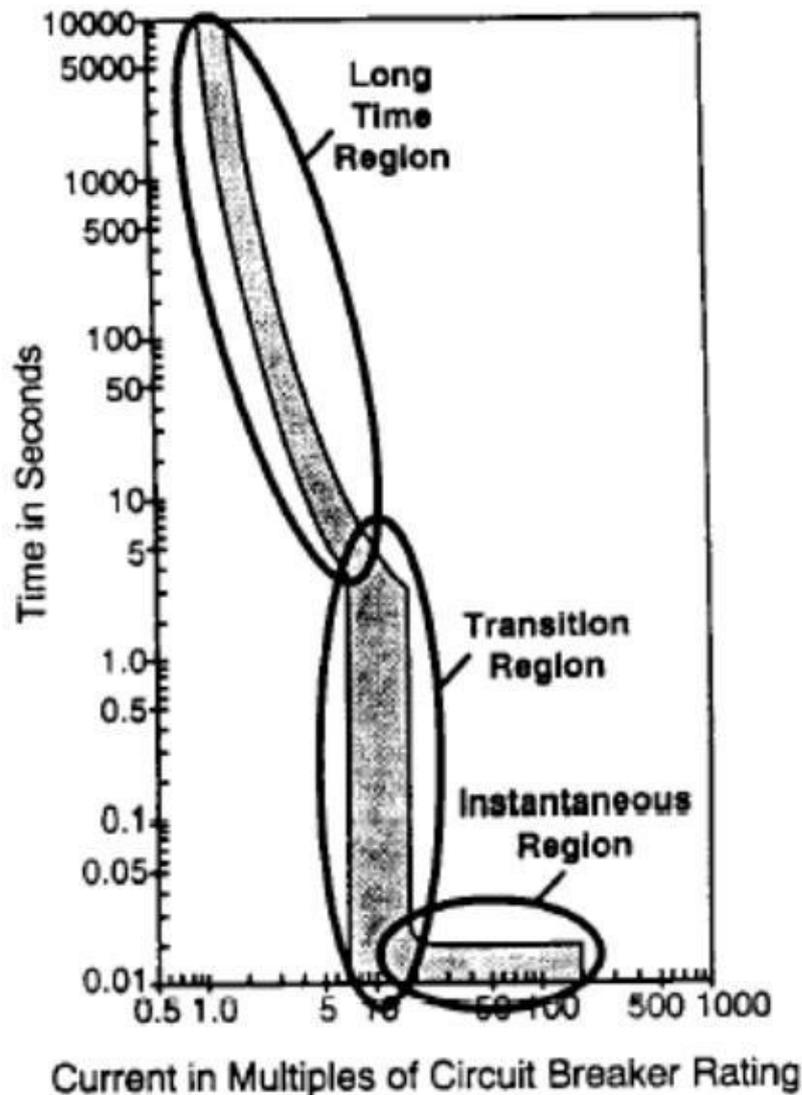


Figura 2.9: Curva tempo-corrente tipica di una protezione magnetotermica

Considerando questa caratteristica, le differenze non si notano nella regione a tempo inverso, poiché la deflessione è dovuta al riscaldamento, che è causato dal valore RMS della corrente, che è lo stesso in AC e in DC. Pertanto, la caratteristica della corrente temporale in questa regione sarà la stessa sia per AC che DC.

Per la regione istantanea, il tempo di intervento varierà a seconda del design dell'interruttore e non in base al tipo di circuito (AC o DC). Tuttavia, il tempo massimo di intervento totale è generalmente espresso come una durata più lunga sulle curve di intervento AC a causa del gran numero di altre variabili, purché la costante del tempo di salita della corrente sia di 10 ms o inferiore, quindi, salvo diversamente chiarito dal produttore, il tempo massimo di intervento AC soddisferà anche i sistemi DC.

Nella regione di transizione ci sono le principali differenze tra DC o AC. L'elettromagnete è attivato dalla corrente che scorre attraverso l'interruttore e la forza magnetica è proporzionale al quadrato del valore istantaneo della corrente. Ma la corrente sulla caratteristica di intervento AC è espressa in termini di valore RMS, mentre in DC è espressa come valore istantaneo. Questa differenza nel valore di corrente viene corretta dai produttori che di solito forniscono aggiustamenti ai tempi di intervento nella regione di transizione sotto forma di moltiplicatori o curve di intervento AC ridisegnate. L'effetto di queste regolazioni è quello di

aumentare leggermente i livelli di intervento magnetico AC dichiarati quando lo stesso interruttore viene utilizzato nei circuiti DC come indicato nella Figura 2.10. Diversi produttori esprimono questa differenza in un fattore moltiplicatore da 1,1 a 1,4 volte la corrente di scatto AC per applicazioni DC.

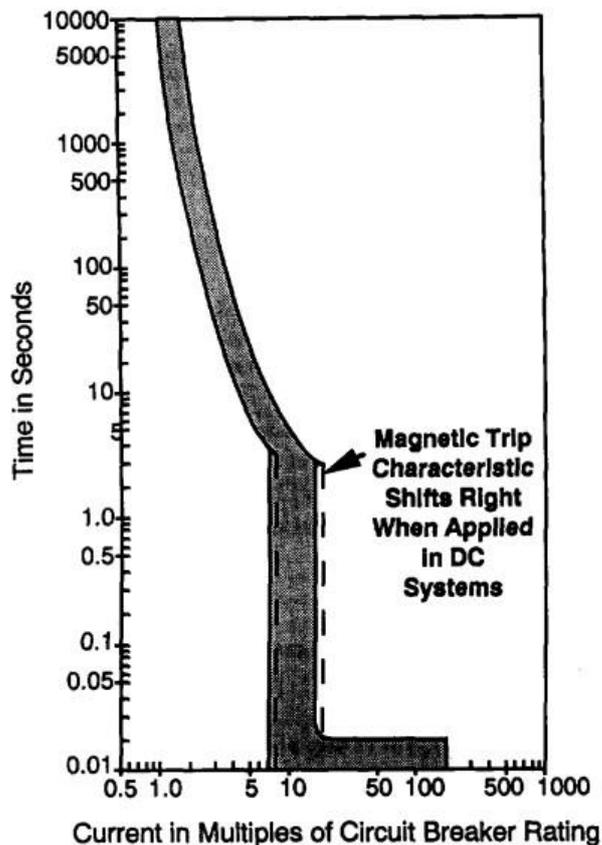


Figura 2.10: Curva caratteristica per un MCCB termomagnetico modificato per applicazioni DC

Gli interruttori differenziali magneto-termici (MCCB) con unità di scatto ad azione diretta sono disponibili con valori nominali per sistemi DC. Alcuni di essi, se utilizzati per la protezione del circuito DC, hanno poli collegati in serie, specialmente sopra i 250 V DC. Alcune delle connessioni tipiche sono illustrate nella Figura 2.11.

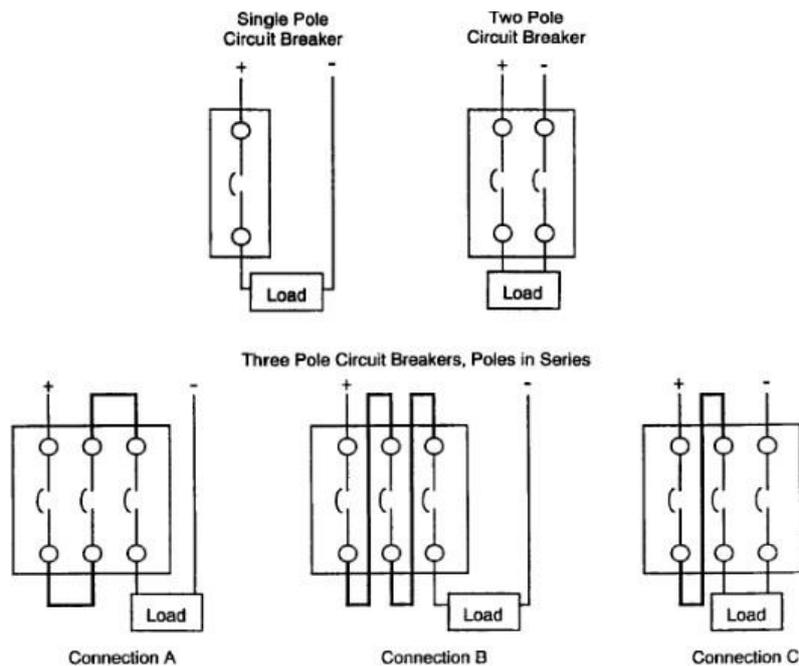


Figura 2.11: Connessioni tipiche di interruttori automatici comuni per applicazioni DC

Il collegamento in serie del polo ha permesso di suddividere l'interruzione dell'arco, realizzando un allungamento e una segregazione più efficaci dell'arco induttivo. Tuttavia, occorre prestare attenzione ai requisiti per tali connessioni, contrassegnati sull'interruttore automatico e nelle istruzioni per la sua applicazione, poiché il problema potrebbe essere visto quando li si utilizza in sistemi con una polarità messa a terra. Un singolo guasto di terra potrebbe causare una condizione di sovracorrente completa su un singolo polo poiché una linea potrebbe essere isolata e il sistema potrebbe funzionare in modo monopolare utilizzando il terreno come percorso di ritorno; quindi, l'interruttore deve essere testato con tensione nominale completa attraverso i singoli poli per consentire questa connessione. In ogni caso, è specificato se il loro uso è per sistemi messi a terra o senza messa a terra.

Quando si utilizza un interruttore automatico, sia la tensione dei condensatori DC che la corrente verranno monitorate in ciascuna linea DC in ciascun convertitore. Questi valori verranno restituiti a un relè standard, che monitorerà la sovratensione, la sottotensione e la sovracorrente. Quando si verifica un guasto DC, i condensatori si scaricano rapidamente causando la diminuzione della tensione. A causa di questa sottotensione, la corrente sulla linea di guasto aumenterà rispetto al valore nominale. Una volta che il relè rileva una o più di queste condizioni, farà scattare l'interruttore. Nel tentativo di ripristinare il sistema, il relè entrerà in un ciclo di richiusura in cui il relè si chiuderà e rileverà la tensione e la corrente del sistema DC. Se il guasto viene eliminato, il sistema tornerà alla normalità, ma se viene rilevato un guasto permanente il relè bloccherà l'interruttore.

Il relè determina se un guasto è permanente mediante la sequenza di richiusura. Uno standard tipico delle protezioni per la richiusura dei sistemi AC è di compiere due tentativi; questo può essere applicato anche ai sistemi VSC. Dopo due tentativi senza successo, il relè identifica che il guasto è permanente e non permetterà all'interruttore di richiudersi.

Anche la protezione differenziale può essere utilizzata per proteggere i convertitori, quando uno di questi dispositivi di protezione misura una differenza tra la corrente che entra nel convertitore e la corrente che esce dal convertitore farà intervenire l'interruttore lato AC.

In letteratura è possibile trovare un metodo per utilizzare dispositivi di protezione AC chiamati "hand-shaking" utilizzati in sistemi DC multiterminali basati su VSC. Il termine "handshaking" è arrivato anche a significare "lo scambio di segnali tra un computer e un altro calcolatore o dispositivo esterno che indica che un collegamento è stabilito e la comunicazione è possibile".

Pertanto, questo metodo si basa sullo scambio di informazioni. Questo metodo utilizza l'interruttore automatico insieme agli interruttori DC ad azione rapida. Gli interruttori DC sono posizionati all'estremità di ogni linea DC e non possono interrompere il carico o la corrente di guasto, ma possono isolare le linee solo quando queste non sono alimentate. Quando si verifica un guasto, tutti gli interruttori automatici nel sistema multiterminale sono in funzione. Quindi, ogni VSC deve determinare quale dei suoi interruttori a valle deve aprirsi. Questo viene fatto misurando il valore e la direzione della corrente attraverso ciascun interruttore, poiché ogni interruttore misura la corrente per ogni VSC. L'interruttore che verrà selezionato è quello con la corrente di guasto più grande positiva, intesa come uscente dal nodo.

Dalla conoscenza delle misurazioni pre-guasto e post-guasto, la corrente di guasto DC è definita come la differenza tra le due correnti misurate. La direzione di queste correnti è la chiave del metodo della "stretta di mano". Ogni stazione VSC seleziona uno e solo uno degli interruttori DC veloci delle linee DC che emanano da essa per l'apertura. Questo interruttore DC veloce appartiene alla potenziale linea guasta che è identificata dalle direzioni delle correnti di guasto DC. Un esempio è mostrato nella Figura 2.12.

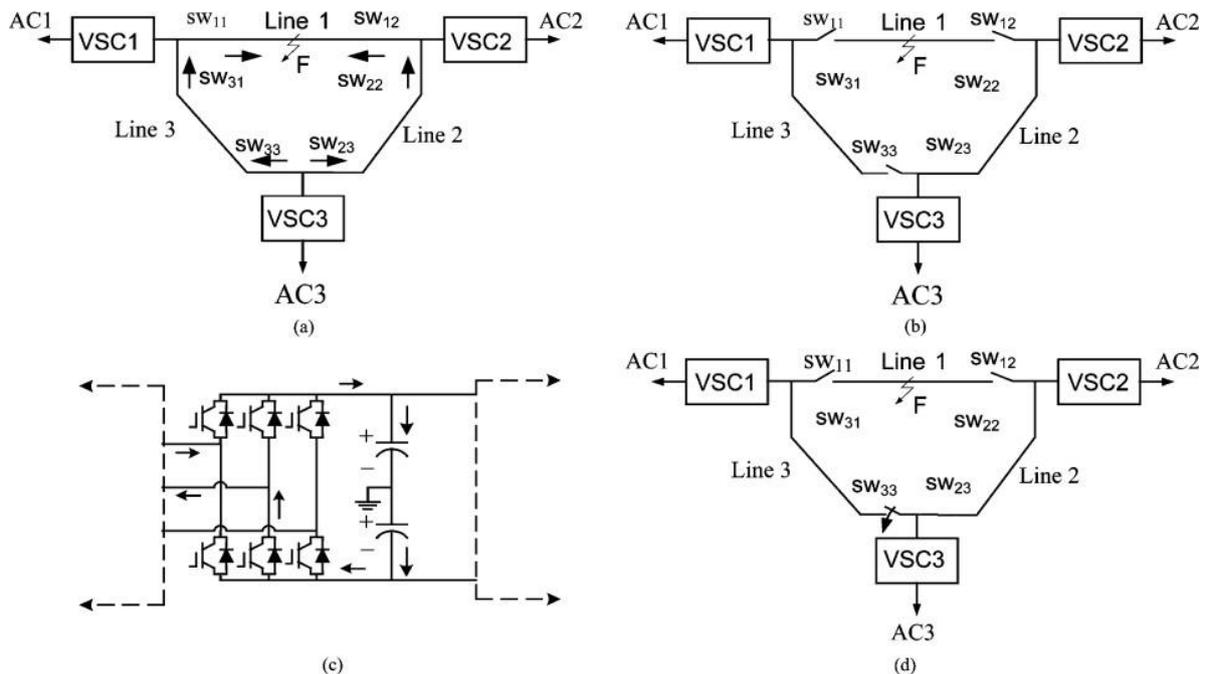


Figura 2.12: Illustrazione del metodo della "stretta di mano"; (a) Selezione di potenziali linee guaste; b) Apertura di una potenziale linea guasta; c) Ricarica dei condensatori DC; d) Richiusura dell'interruttore DC veloce

Un esempio di possibile interruttore a cassa stampata è stato trovato nel catalogo ABB sia per l'uso AC che DC. Le correnti nominali vanno da 125 A a 250 A. La tensione nominale di servizio per applicazioni DC va da 250 V a 750 V, come mostrato in Figura 2.13



SACE Isomax S circuit-breakers for power distribution

Electrical characteristics IEC 60947-2



		SACE Isomax S1		SACE Isomax S2			SACE Isomax S3		
Rated uninterrupted current, I _n	[A]	125		160			160 - 250		
Poles	Nr.	3-4		3-4			3-4		
Rated service voltage, U _e	(AC) 50-60Hz	500		690			690		
	(DC)	250		500			750		
Rated impulse withstand voltage, U _{imp}	[kV]	6		8			8		
Rated insulation voltage, U _i	[V]	500		690			600		
Test voltage at industrial frequency for 1 min.	[V]	3000		3000			3000		
Rated ultimate short-circuit breaking capacity, I _{cu}		B	N	B	N	S	N	H	L
(AC) 50-60 Hz 220/230 V	[kA]	25	40	25	50	65	65	100	170
(AC) 50-60 Hz 380/415 V [kA]		16	25	16	35 (1)	50	35 (1)	65	85
(AC) 50-60 Hz 440 V	[kA]	10	16	10	20	25	30	50	65
(AC) 50-60 Hz 500 V	[kA]	8	12	8	12	15	25	40	50
(AC) 50-60 Hz 690 V	[kA]	-	-	6	8	10	14	18	20 (5)
(DC) 250 V - 2 poles in series	[kA]	16	25	16	35	50	35	65	85
(DC) 500 V - 2 poles in series	[kA]	-	-	-	-	-	35	50	65
(DC) 500 V - 3 poles in series	[kA]	-	-	16	35	50	-	-	-
(DC) 750 V - 3 poles in series	[kA]	-	-	-	-	-	20	35	50
Rated short-circuit service breaking capacity, I _{cs} (2)	[%I _{cu}]	50%	50%	100%	75%	75%	100%	75%	75%
Rated short-circuit making capacity (415 V)	[kA]	32	52,5	32	74	105	74	143	187
Opening time (415V at I _{cu})	[ms]	8	6	8	7	6	8	7	6
Rated short-time withstand current for 1 s, I _{sw}	[kA]								

Figura 2.13: Esempio di interruttori automatici classificati per applicazioni AC e DC

Ci sono anche interruttori automatici ad alta velocità utilizzati per applicazioni DC ad alta tensione mostrati nella Figura 2.14. In particolare, questo tipo di dispositivi ha un tempo di intervento molto rapido intorno ai 3-5 ms. Ciò è possibile grazie ad una condotta laminare in cui l'arco può essere rapidamente interrotto. Lo svantaggio di questo sistema è che in questa camera l'arco crea un'elevata sovratensione che tende a danneggiarlo; pertanto, richiede molta manutenzione. Inoltre, questo dispositivo ha grandi dimensioni e ha un costo molto elevato, quindi è impossibile da utilizzare in microgrid DC, poiché questo tipo di struttura richiede un numero elevato di dispositivi di protezione.

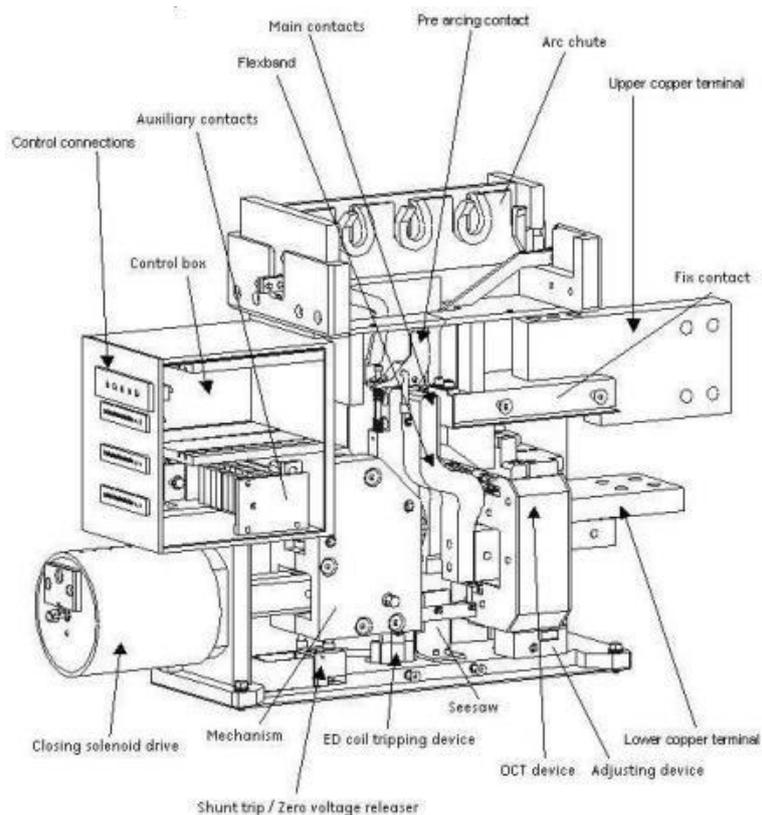


Figura 2.14: Spaccato di un interruttore modulare automatico ad alta velocità

2.4.2 Interruttore statico a stato solido

Gli interruttori a stato solido (SSCB) vengono utilizzati per rilevare e isolare rapidamente un guasto in una rete DC. Questo interruttore è una protezione basata su semiconduttore di potenza, con assenza di parti mobili per l'interruzione di corrente. Per questo motivo il tempo di risposta dei dispositivi semiconduttori è di diversi ordini di grandezza più veloce rispetto ai meccanismi elettromeccanici tipici degli interruttori AC convenzionali. Inoltre, a differenza degli interruttori elettromeccanici, che si basano sulla separazione dei contatti per l'interruzione di corrente, i dispositivi a semiconduttore possono interrompere il flusso delle cariche elettriche senza arco.

Anche i migliori interruttori elettromeccanici limitatori iniziano a limitare la corrente di guasto in pochi millisecondi. Invece, gli interruttori a stato solido hanno tempi di risposta molto più rapidi, grazie alla velocità di reazione estremamente elevata dei dispositivi a semiconduttore di potenza. Dal momento che lo spegnimento dei dispositivi a semiconduttore è controllato da un segnale elettrico a potenza relativamente bassa, l'avvio dello spegnimento SSCB e l'azione di limitazione della corrente possono avvenire in microsecondi o anche in decine di nanosecondi. Il comportamento diverso nel tempo è mostrato nella Figura 2.15.

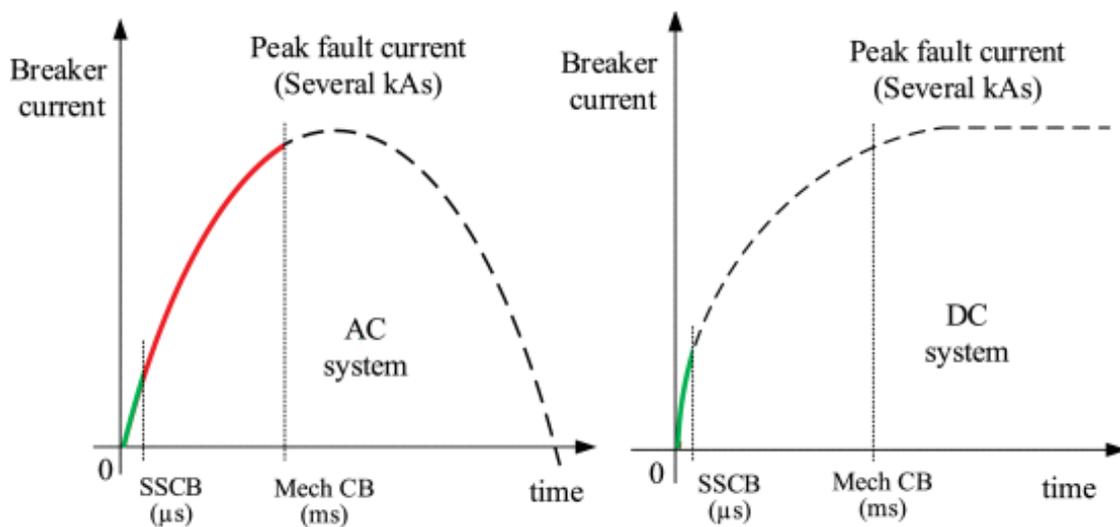


Figura 2.15: Tempo di risposta rappresentativo di SSCB rispetto all'interruttore elettromeccanico durante un evento di cortocircuito

Inoltre, poiché i dispositivi a semiconduttore non hanno parti mobili, i dispositivi elettronici di potenza possono eseguire un numero molto più elevato di operazioni. Ciò si traduce in una durata notevolmente maggiore per gli interruttori automatici che funzionano senza fare rumore. Infine, grazie alla capacità di interruzione della corrente estremamente rapida, gli interruttori automatici a semiconduttore possono limitare l'energia passante e l'esposizione al rischio di arco in caso di guasto. Oltre ai vantaggi di cui sopra che sono importanti per la maggior parte delle applicazioni di distribuzione dell'energia, gli interruttori automatici basati su semiconduttori offrono diversi vantaggi aggiuntivi che possono essere specifici dell'applicazione. La riduzione delle fasi di conversione dell'energia ha aumentato l'efficienza dell'integrazione di fonti rinnovabili e infrastrutture di ricarica flessibili per veicoli elettrici, che possono beneficiare di interruttori a stato solido.

Un SSCB è composto da uno o più dispositivi a semiconduttore di potenza, gate driver, sistema di raffreddamento, circuito di blocco, sistema di rilevamento dei guasti, elettronica di rilevamento dei guasti e alimentazione ausiliaria. Il numero di semiconduttori di potenza dipende dalla tensione e dalla corrente nominale dell'applicazione, dalla tecnologia dei semiconduttori di potenza e dalla topologia dell'interruttore. Esistono anche diversi tipi di configurazione per questo componente, uno di questi modelli è mostrato nello schema a blocchi di Figura 2.16.

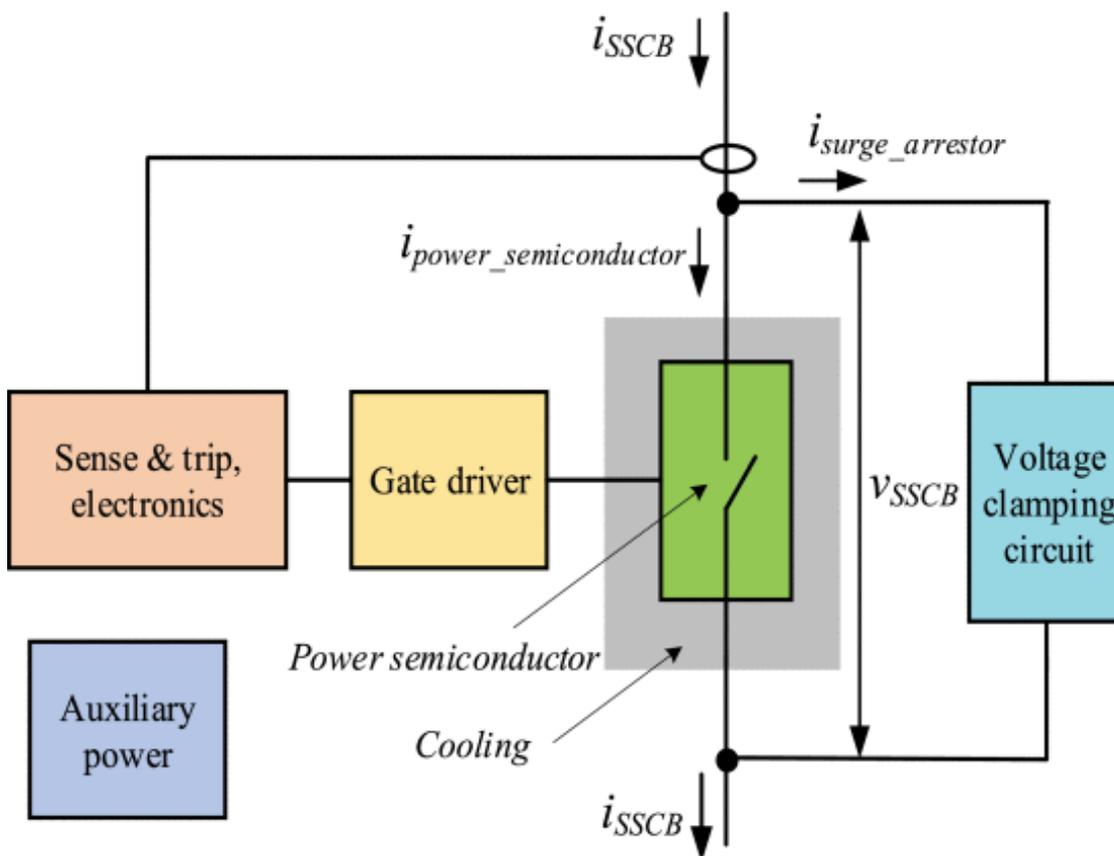


Figura 2.16: Schema a blocchi di un interruttore statico a stato solido

Esistono diverse tecnologie di semiconduttori di potenza che caratterizzano il comportamento di uno specifico SSCB e come può essere utilizzato insieme ad altri dispositivi. Ad esempio, ci sono sia dispositivi unidirezionali che possono condurre la corrente solo in un verso, sia SSCB bidirezionali che possono farlo in due direzioni. Questo fatto influenza la topologia del punto di installazione e l'uso del dispositivo. Un altro esempio è il rendimento di una tecnologia con sovracorrente o correnti molto più elevate della corrente nominale. A causa di queste differenze è possibile e utile dividere i dispositivi a semiconduttore con comportamento simile in diverse categorie.

Come si vede nella Figura 2.17 ci sono due categorie principali ossia interruttori unipolari o bipolari a stato solido. Questa è una delle principali distinzioni che permettono di comprendere l'utilizzo finale del dispositivo.

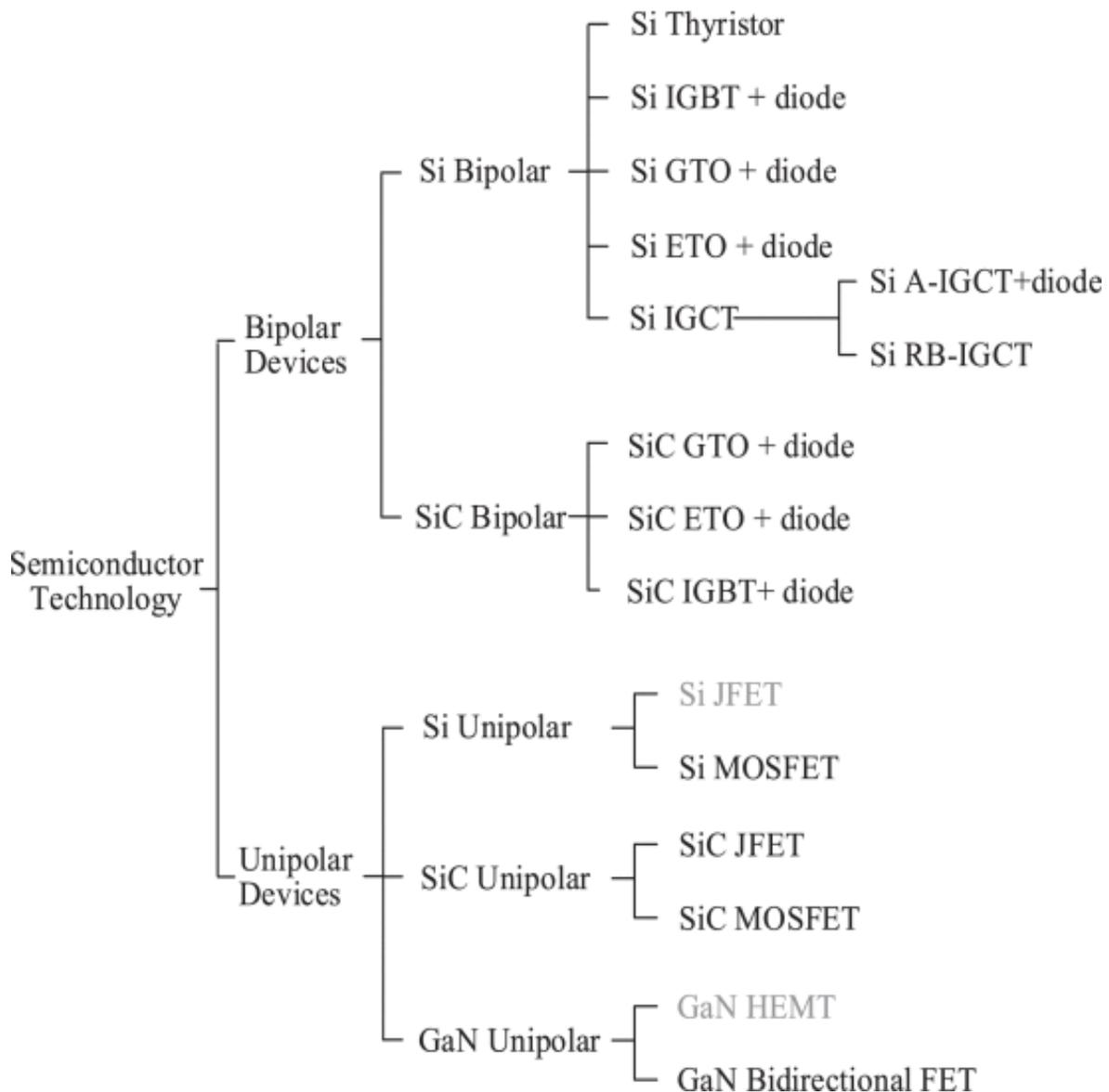


Figura 2.17: Albero di analisi della tecnologia dei semiconduttori di potenza utilizzata per gli SSCB

La seconda differenza importante è il materiale predominante del dispositivo a semiconduttore, ci sono SCCB a base di silicio (Si) e materiale WBG, come SiC (carburo di silicio) e GaN (nitruro di gallio). Il semiconduttore WBG mostra proprietà superiori del materiale che rendono possibile per i dispositivi di alimentazione funzionare a temperature, tensioni e velocità di commutazione più elevate. I dispositivi al silicio presentano un elevato livello di maturità e sono disponibili in commercio con un'ampia gamma di tensioni e correnti nominali. I dispositivi bipolari al silicio, come tiristori, IGBT, GTO, ETO e IGCT possono avere tensioni di blocco fino a 6,5-8,5 kV e correnti nominali fino a 3-6 kA. Inoltre, hanno un'ottima affidabilità dimostrata dal funzionamento a lungo termine sul campo e sono caratterizzati da un'ottima capacità di sovracorrente e cortocircuito. Gli IGBT sono anche proposti come un'opzione preziosa per gli interruttori automatici basati su topologie di circuiti ibridi.

I dispositivi unipolari al silicio trovano alcune applicazioni in sistemi a bassa tensione e bassa potenza. Ad esempio, i transistor a effetto di campo a semiconduttore di ossido di silicio metallico (Si MOSFET) sono

proposti come dispositivi a semiconduttore di potenza in SSCB per applicazioni di sistemi di distribuzione dell'energia all'interno degli aeromobili.

I dispositivi unipolari al carburo di silicio, come JFET e MOSFET, sono tecnologie che hanno raggiunto la maturità prima di altri dispositivi WBG e presentano una resistenza specifica all'accensione a partire da 0,9 mΩ cm² per una tensione di blocco di 650 V, 2,5 mΩ cm² per una tensione di blocco di 1,2 kV, con proiezioni di dimezzamento della resistenza specifica all'accensione attraverso miglioramenti della progettazione e del processo produttivo. I SiC basati su JFET sono potenzialmente adatti per le applicazioni SSCB in base a due motivi principali. In primo luogo, i JFET SiC sono stati prodotti con una resistenza specifica molto bassa, che porta ad un'alta densità di corrente e a basse perdite di conduzione per area dello stampo. In secondo luogo, la natura normalmente attiva di questi dispositivi non richiede energia per mantenere il dispositivo in stato di funzionamento. Sono state dimostrate implementazioni di SSCB per applicazioni DC per sistemi con tensioni fino a 400 V, correnti nominali fino a 5 A, con una corrente di spegnimento fino a 200 A e con un tempo di interruzione della corrente inferiore a 0,8 μs.

Tra i dispositivi unipolari WBG, i dispositivi a semiconduttore di potenza GaN verticali hanno la più bassa resistenza teorica specifica nello stato di ON e possono fornire perdite di conduzione molto basse.

Ad ogni modo, le strutture bipolari basate su materiali semiconduttori WBG sono per lo più adatte per applicazioni ad alta tensione, a causa della penalità intrinseca a livello del ginocchio della loro caratteristica di funzionamento che causa elevate perdite di conduzione specifiche nella categoria di applicazioni a bassa tensione.

La Figura 2.18 riassume l'uso dei semiconduttori nelle applicazioni per SSCB.

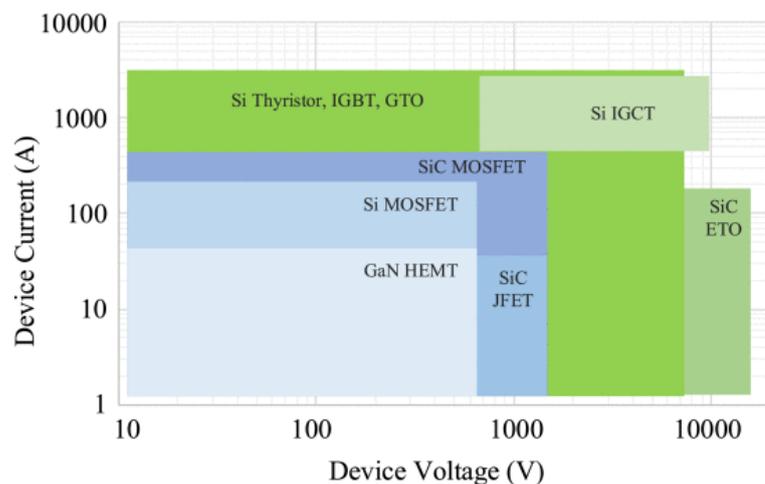


Figura 2.18: Mappa I-V dei principali dispositivi a semiconduttore di potenza presenti in letteratura per applicazioni in SSCB

Il possibile utilizzo in diverse topologie circuitali dipende dalle caratteristiche degli interruttori a semiconduttore. Nella Figura 2.19 sono riepilogate le principali topologie SSCB.

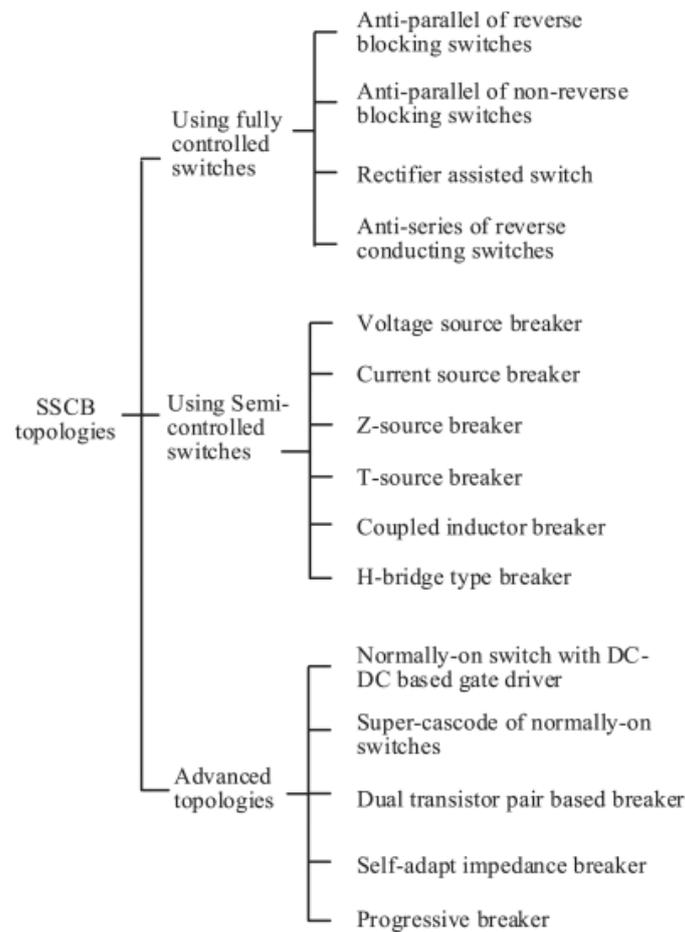


Figura 2.19: Albero di analisi delle topologie di SCCB

Esistono tre categorie principali di topologie di SCCB. La prima si basa sugli interruttori a semiconduttore di potenza completamente controllati, come GTO, IGCT, transistor a giunzione bipolare, IGBT, MOSFET, JFET. Di solito, gli interruttori devono condurre in modo bidirezionale una corrente e bloccare la tensione bipolare come funzionalità prevista. Il posizionamento in anti-parallelo degli interruttori di blocco inverso può fornire la perdita di potenza più bassa, poiché in questa configurazione c'è solo un interruttore che conduce la corrente. La maggior parte degli interruttori a blocco inverso sono progettati per applicazioni di inverter controllati in corrente. In questi casi, i dispositivi sono ottimizzati per un'elevata velocità di commutazione sacrificando le loro perdite di conduzione elevate. In alternativa, è possibile creare una topologia antiparallela da due IGCT o GTO asimmetrici. Tuttavia, lo switch RB-IGCT è appositamente ottimizzato per ottenere perdite di conduzione minime. Nell'intervallo di corrente inferiore, i FET unipolari hanno una perdita di conduzione inferiore rispetto ai dispositivi bipolari perché non hanno il caratteristico ginocchio della giunzione PN nella conduzione diretta. Tuttavia, i dispositivi FET sono in genere a conduzione inversa, pertanto, la topologia anti-serie è più adatta per loro. Ciò consente di mantenere la perdita di potenza ridotta nella conduzione bidirezionale.

La seconda categoria si basa su interruttori a semiconduttore di potenza semi-controllati, più specificamente tiristori o SCR (Silicon Controlled Rectifiers). Un SCR è un interruttore a blocco inverso e la configurazione anti-parallela degli SCR può essere utilizzata come SSCB a bassa perdita, infatti gli SCR hanno una bassa perdita di conduzione, un basso costo e sono adatti per applicazioni ad alta corrente.

Tuttavia, una delle principali sfide per i tiristori è che il loro gate terminal non può spegnere il dispositivo. Pertanto, per costruire SSCB basato su SCR, è necessario un circuito aggiuntivo per aiutare l'interruzione della corrente. Un interruttore differenziale di corrente si ha quando una corrente controllata viene iniettata nell'SCR per creare il passaggio per lo zero della corrente e quindi permetterne la sua interruzione. Al contrario, se una sorgente di tensione, come un condensatore, viene utilizzata per invertire la polarizzazione dell'SCR e interrompere la corrente, queste topologie possono essere considerate come interruttori di tensione. Oltre agli interruttori di tensione e corrente ci sono anche interruttori z-source. L'interruttore DC Z-source ha una struttura semplice, che utilizza principalmente un tiristore (SCR) per realizzare lo spegnimento forzato del circuito, questo tipo di interruttori consente uno spegnimento rapido e un controllo semplice e la fonte di alimentazione del sistema non sperimenta la corrente di guasto. La struttura tipica dell'interruttore Z-source è mostrata nella Figura 2.20. Durante le condizioni normali, la corrente fluisce attraverso l'SCR e entrambi gli induttori Z-source, come indicato nella Figura 2.20 (a). Al verificarsi di un guasto, come mostrato nella Figura 2.20 (b), la corrente transitoria del guasto è fornita dai condensatori Z-source. Poiché la corrente degli induttori Z-source non può cambiare istantaneamente, la corrente del condensatore Z-source aumenta e raggiunge il valore della corrente nell'induttanza di linea i_L . In questo momento, la corrente dell'SCR diventa zero e si spegne naturalmente. Quando l'SCR è spento, i rami L-C iniziano a risuonare e a fornire una corrente di guasto dall'energia immagazzinata. Poiché la sorgente Z include componenti L e C, le sue prestazioni sono limitate dalla velocità minima di rampa di guasto e dalla sua entità. Pertanto, durante i transitori lenti, la corrente dell'induttore Z-source partecipa alla corrente di guasto, che causa una corrente dell'SCR diversa da zero. Per risolvere questo problema, è necessario utilizzare un'unità di controllo, in modo da rilevare guasti transitori lenti e fornire una commutazione forzata chiudendo lo switch S_1 .

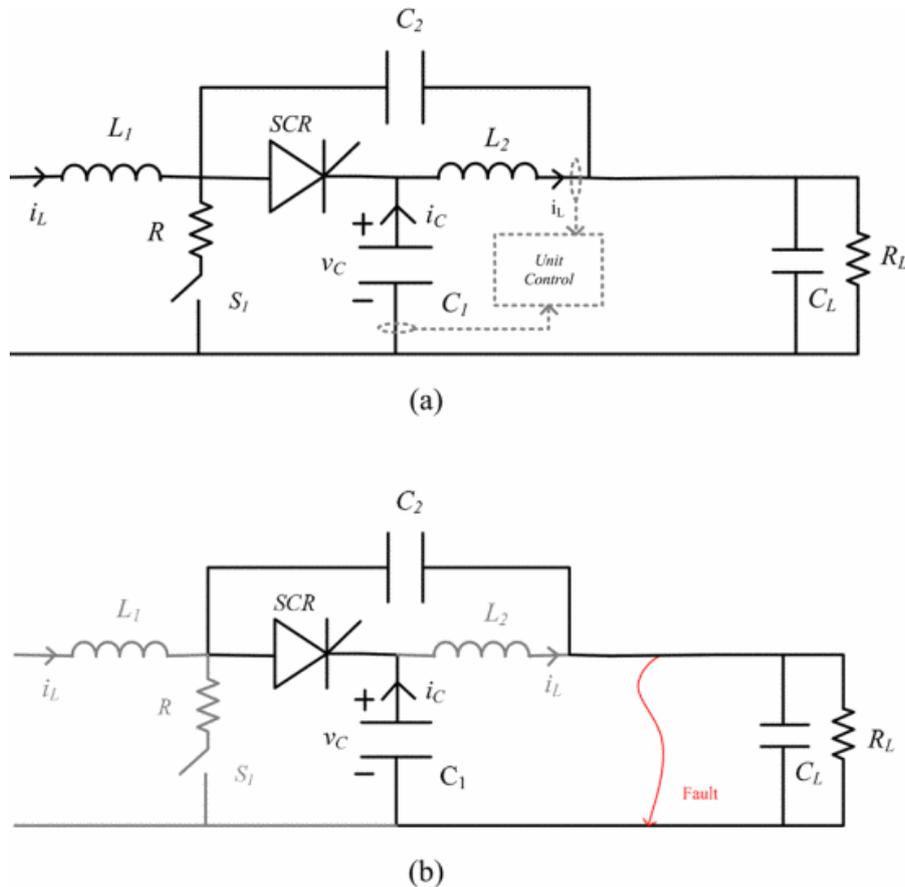


Figura 2.20: Interruttore Z-source che (a) alimenta il carico e (b) presenta una condizione di guasto

Ma il problema principale degli interruttori di cui sopra è che sono unidirezionali, il che limita la loro applicazione nelle microreti DC.

L'interruttore a T è praticamente un trasformatore a due avvolgimenti più un condensatore posto a formare una T. Il guadagno di corrente può essere regolato modificando il rapporto di trasformazione del trasformatore.

La terza categoria principale si basa sull'uso di dispositivi a semiconduttore di potenza più avanzati o circuiti ausiliari. La loro specifica resistenza all'accensione è bassa e sono potenzialmente una soluzione interessante per SSCB a bassa corrente. Ad esempio, un gate driver di spegnimento rapido basato su convertitore DC/DC è valido per uno switch JFET SiC. Nel normale funzionamento, la tensione del gate drive non è richiesta poiché il dispositivo è normalmente acceso e quando si verifica un guasto, il convertitore DC/DC convertirà l'aumento della tensione di accensione in una tensione di gate distorta negativamente per spegnere l'interruttore.

Un altro modo in cui l'interruttore a stato solido può essere classificato è il tipo di configurazione del circuito di spegnimento della tensione che usano per dissipare l'energia induttiva residua creata dalle condizioni di guasto. L'SSCB è un dispositivo di serie che deve resistere alla commutazione della corrente induttiva non bloccata ogni volta che l'interruttore spegne la corrente stessa. A causa dell'evento di spegnimento, una sovratensione sui può instaurare sul dispositivo a semiconduttore di potenza causandone il guasto permanente. Questo è evitato da un circuito di blocco della tensione. Tale blocco può essere realizzato da uno o una combinazione di più componenti che assorbono energia. La progettazione del circuito di blocco è solitamente in relazione con la sovratensione accettabile, capacità di assorbimento di energia, corrente di dispersione a tensione nominale e corrente di guasto di picco. Diversi tipi di metodi di blocco sono mostrati nella Figura 2.21.

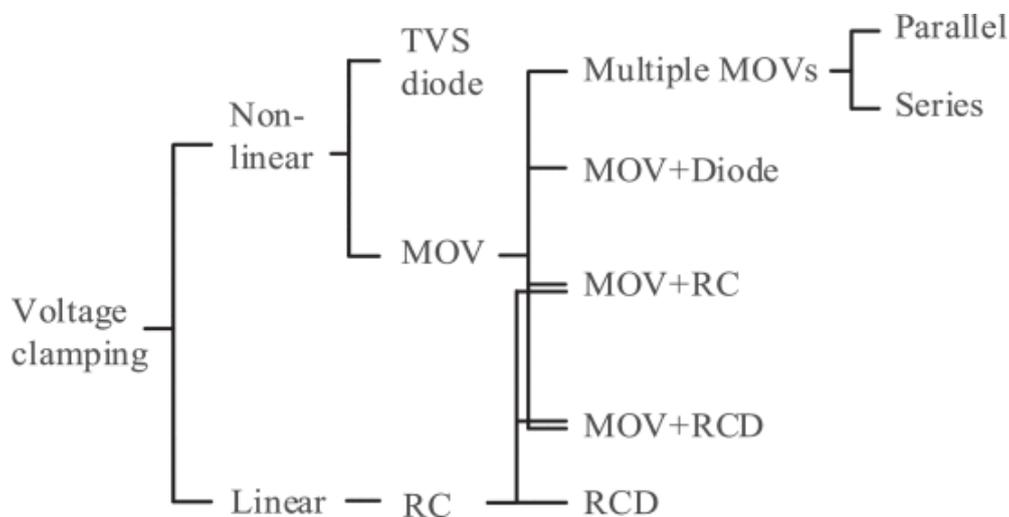


Figura 2.21: Categorizzazione delle soluzioni di blocco della tensione

Le due categorie principali sono lineare e non lineare. Per la soluzione lineare viene utilizzato un circuito di snubber composto da una resistenza e un condensatore in serie. Il condensatore assorbe parte dell'energia induttiva immagazzinata nell'induttore e la carica del condensatore riduce la velocità di aumento della tensione e il valore di picco della sovratensione attraverso il dispositivo semiconduttore di potenza. Il resistore in serie viene utilizzato per evitare l'oscillazione dello snubber e ridurre la corrente di scarica nel dispositivo di alimentazione. Ad ogni modo, ovviamente questa resistenza viene aggiunta al circuito per

aumentare la caduta di tensione e rifletterla sul dispositivo a semiconduttore di potenza. Per migliorare questa condizione un diodo potrebbe essere collegato in parallelo al resistore creando uno snubber RCD, l'implementazione di questo diodo riduce la caduta di tensione aggiuntiva attraverso il resistore.

Per la soluzione non lineare i varistori all'ossido metallico (MOV) vengono utilizzati per bloccare la sovratensione. Questo varistore è un resistore dipendente dalla tensione in cui il materiale di resistenza è un ossido metallico, principalmente ossido di zinco (ZnO) pressato in un materiale simile alla ceramica come mostrato nella Figura 2.22.

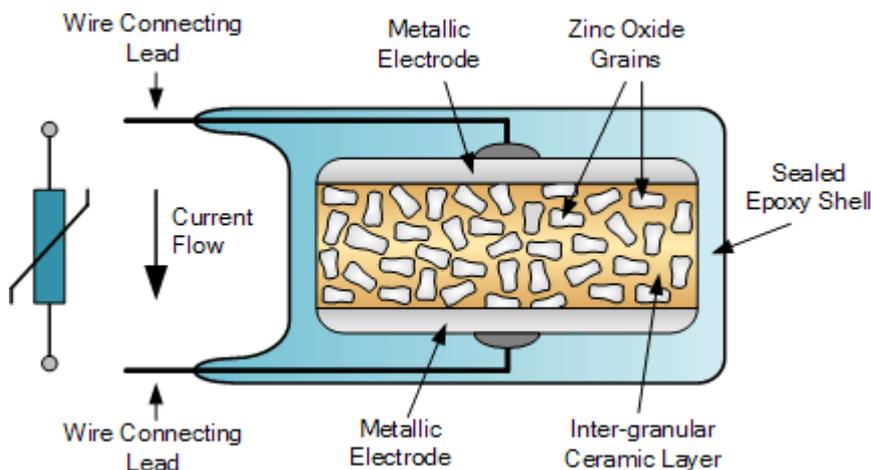


Figura 2.22: Varistore all'ossido di metallo MOV

Un MOV è un componente elettronico, il suo comportamento potrebbe essere rappresentato da un resistore di valore elevato (non lineare) quando la tensione è bassa, e quando la tensione raggiunge il valore della tensione di scarica questo componente riduce drasticamente il valore di resistenza quindi la variazione del valore di resistenza è inversamente proporzionale alla tensione applicata. Questo cambiamento nel valore della resistenza è simmetrico, quindi agisce allo stesso modo anche per una tensione negativa, quindi può funzionare in entrambe le direzioni. Una curva V-I caratteristica di un MOV è mostrata nella Figura 2.23.

Durante il processo di spegnimento dell'interruttore, quando viene raggiunta la tensione di scarica, la tensione attraverso il MOV rimane abbastanza costante, con una progressiva diminuzione della tensione man mano che l'energia induttiva immagazzinata nell'induzione del sistema viene dissipata attraverso il MOV stesso. Questa energia immagazzinata nel circuito è fortemente influenzata dalla corrente del circuito e dall'induttanza del sistema. Selezionando un MOV appropriato, è possibile raggiungere una tensione di scarica sicura per i semiconduttori di potenza. Tuttavia, i MOV non hanno una lunga durata a causa della loro degradazione durante il processo di assorbimento di energia. Questo è un limite per il numero di operazioni di soppressione della sovratensione che possono essere eseguite utilizzando i MOV.

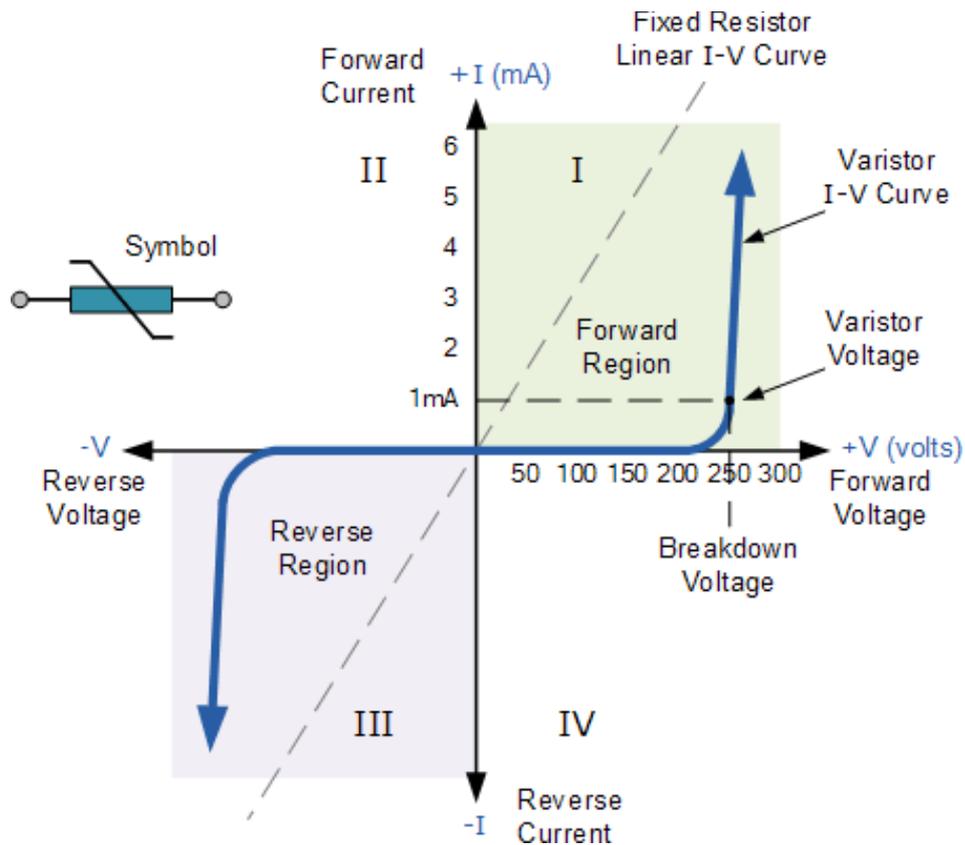


Figura 2.23: Caratteristiche V-I di un MOV

Un'altra soluzione meno comune per la fase di interruzione è l'uso del diodo di soppressione della tensione transitoria (TVS). Il diodo TVS è un dispositivo a stato solido e funziona per interrompere una corrente assorbendo l'energia residua dell'induttanza del sistema. I diodi TVS e i MOV funzionano entrambi in un tempo ridotto. Tuttavia, i diodi TVS sono molto più costosi dei MOV per la stessa potenza e tensione di blocco. Sono in atto ricerche su nuove soluzioni ibride che consistono in combinazioni di circuiti MOV e RCD, più MOV in serie o in parallelo come presentato nella Figura 2.24.

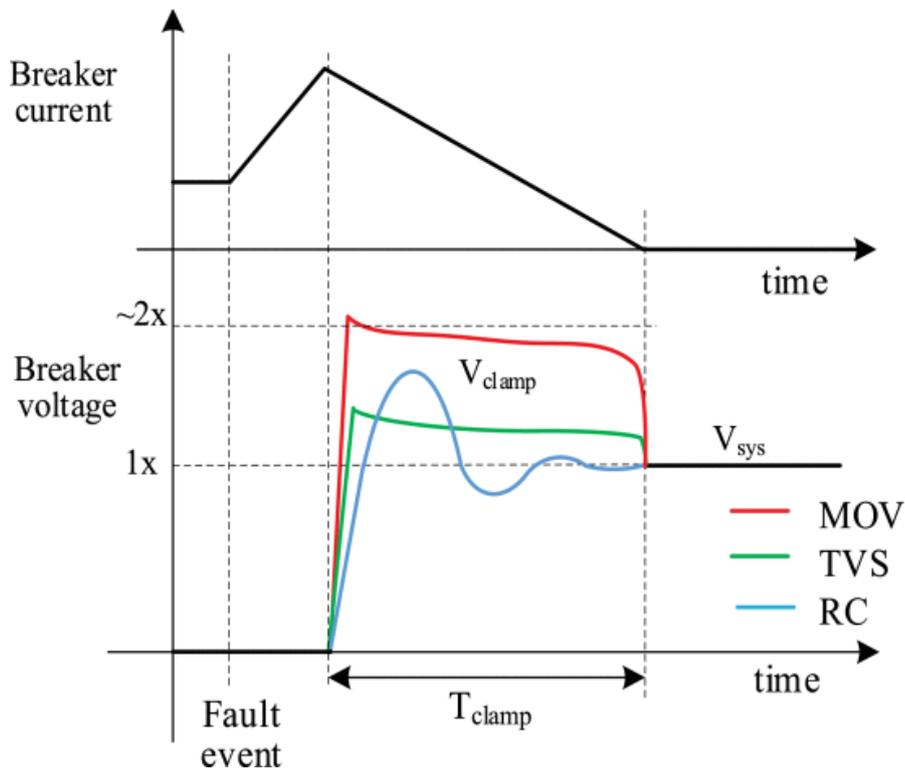


Figura 2.24: Forma d'onda rappresentativa della fase di interruzione per diverse soluzioni di SSCB

Nella Figura 2.24 viene presentato un confronto tra questi diversi metodi di apertura. Il modo in cui la corrente di sistema raggiunge lo zero crea una tensione nel circuito di blocco superiore a quella del sistema. Una tensione di blocco più elevata corrisponde a una velocità più rapida di passaggio per lo zero della corrente nel sistema, ma lo svantaggio è che una tensione di blocco più elevata corrisponde a una tensione più elevata sul dispositivo a semiconduttore di potenza, che altrimenti si potrebbe danneggiare o diminuire la sua durata. Una tensione di blocco più elevata potrebbe anche generare una tensione inversa indesiderata attraverso apparecchiature sensibili a monte. Tuttavia, una tensione di blocco inferiore corrisponde a un tempo più elevato per il sistema di raggiungere la condizione di corrente nulla e quindi i dispositivi di interruzione devono dissipare più energia. Un compromesso deve essere fatto per scegliere la giusta tensione per il corretto funzionamento dell'interruttore a stato solido. Un valore ottimale per la tensione di blocco è compreso tra 1,5 e 2,5 p.u. (con 1 p.u. pari alla tensione nominale dell'interruttore).

A seconda dell'applicazione, l'induttanza del sistema potrebbe variare all'interno di un ampio intervallo di valori, da pochi μH a diversi mH . Per questo la velocità di variazione della corrente durante un corto circuito varia in un ampio intervallo. Pertanto, è importante disporre di un design adeguato del sensore di misura della corrente che funzioni bene con un'ampia gamma di valori della derivata di corrente. Per mantenere l'efficienza dell'interruttore il più alta possibile, il sensore dovrebbe avere perdite inferiori rispetto al semiconduttore di potenza principale. La Figura 2.25 mostra diversi tipi di rilevamento della corrente e meccanismo di interruzione.

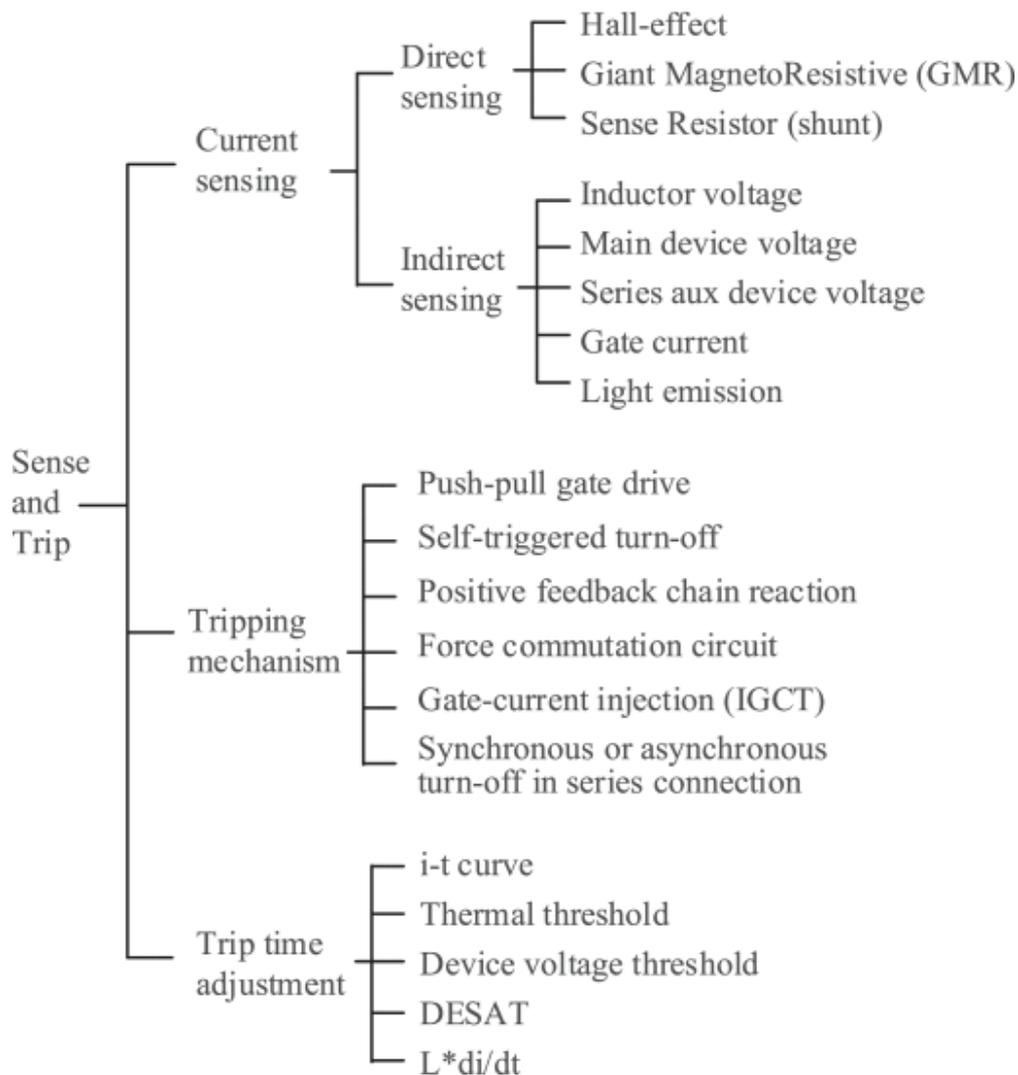


Figura 2.25: Categorizzazione delle soluzioni elettroniche di fault sense e trip in SSCB

La presenza di un guasto può essere rilevata mediante rilevamento di corrente diretta o indiretta. Il rilevamento diretto della corrente consiste nell'utilizzare un sensore di corrente dedicato per misurarne continuamente il suo valore. Al contrario, il rilevamento indiretto della corrente utilizza parametri di sistema che dipendono dal valore istantaneo o rms della corrente e dalla velocità di variazione della corrente stessa.

Il meccanismo di attivazione degli SSCB è diverso rispetto al tipo di semiconduttore di potenza e alla topologia del circuito di potenza principale utilizzato. Per dispositivi come MOSFET, JFET e IGBT, un tradizionale tipo di gate driver push-pull può svolgere il lavoro a condizione che sia disponibile un alimentatore ausiliario. Per altri tipi di SSCB il meccanismo di attivazione può essere leggermente diverso. Per i tiristori avanzati (IGCT, GTO, ecc.), lo spegnimento avviene deviando la corrente del canale interno del dispositivo attraverso il gate driver e essenzialmente spegnendolo. Poiché questi dispositivi sono progettati per applicazioni ad alta potenza, le loro correnti di spegnimento possono essere molto elevate.

La caratteristica di intervento viene utilizzata per il riferimento temporale durante la protezione dai guasti. Questa caratteristica per gli SCCB non è completamente sviluppata nelle industrie e ricercatori e progettisti stanno progettando una curva che segua le tradizionali caratteristiche di intervento per gli interruttori elettromeccanici. Inoltre, è importante notare che, poiché i dispositivi a semiconduttore hanno una capacità

di sovraccarico limitata, la curva di intervento serve anche per l'autoprotezione degli SSCB stessi; un esempio è mostrato nella Figura 2.26.

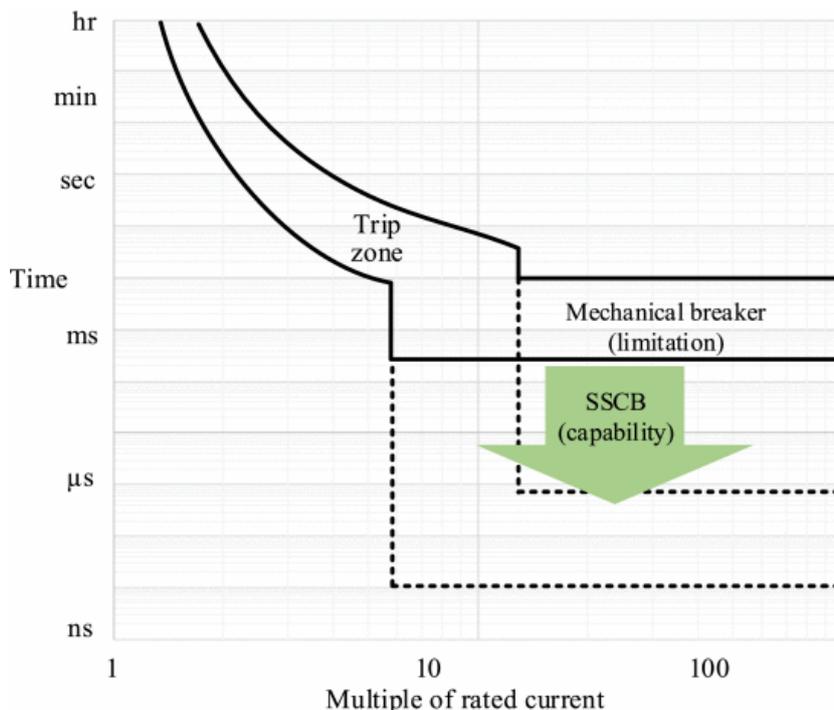


Figura 2.26: Caratteristiche di intervento per interruttori elettromeccanici e SSCB

Per le applicazioni in bassa tensione e nella gamma inferiore della media tensione, l'uso di un singolo semiconduttore di potenza è normalmente sufficiente per bloccare la tensione nominale e la sovratensione del sistema. Ciò è dovuto principalmente alla disponibilità di molti tipi diversi di dispositivi con tensione nominale di blocco piuttosto elevata. Gli SSCB con correnti nominali più elevate possono essere ottenuti mediante collegamento parallelo di dispositivi discreti o utilizzando moduli di alimentazione con un gran numero di elementi in parallelo. Ad ogni modo, il problema principale degli SSCB sono le perdite nei semiconduttori che sono relativamente più elevate rispetto ad interruttore elettromeccanico.

2.4.3 Interruttori automatici IBRIDI DC

L'interruttore ibrido (Hybrid Circuit Breaker HCB) può combinare efficacemente le caratteristiche dell'interruttore statico e dell'interruttore meccanico che rende l'interruttore ibrido una delle principali direzioni di ricerca per l'interruzione della corrente continua. Gli interruttori ibridi sono dispositivi costituiti da tre componenti: interruttore meccanico (MCB), interruttore a stato solido ed elementi passivi (condensatore, induttore, varistore di ossido di metallo (MOV)) per l'assorbimento di energia. Quindi, è un dispositivo che si colloca tra gli altri due componenti esaminati in precedenza. Nelle condizioni normali, la corrente di carico è condotta dal componente meccanico, mentre le correnti di guasto verrebbero interrotte attraverso il dispositivo a semiconduttore di potenza. Questo processo facilita l'apertura dell'interruttore meccanico senza arco anche ad alta corrente. Un HCB presenta una piccola perdita di conduzione, interrompe la corrente in breve tempo, indipendentemente dalla zona morta, ha una lunga durata, elevata affidabilità e

non richiede nessun sistema di raffreddamento speciale. È la direzione principale della ricerca e dello sviluppo di interruttori automatici che possono essere utilizzati in applicazioni ingegneristiche. La struttura di questo tipo di interruttore automatico è mostrata nella Figura 2.27.

L'interruttore ibrido ha perdite operative inferiori rispetto all'interruttore a stato solido e fornisce un funzionamento più rapido rispetto all'interruttore meccanico. La velocità di commutazione, tuttavia, si basa ancora fortemente sulla componente meccanica dell'interruttore.

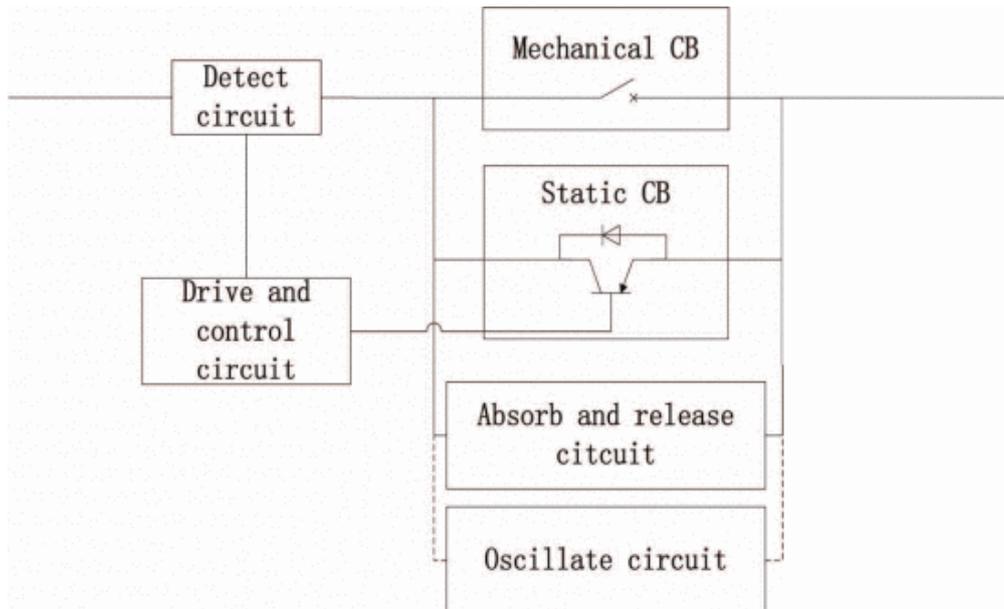


Figura 2.27: Struttura di base dell'interruttore ibrido meccanico-statico HCB

In una classica configurazione Hybrid Circuit Breaker, l'interruttore meccanico rimane chiuso in condizioni normali e quindi consente alla corrente principale di fluire attraverso i contatti meccanici a bassa resistenza. Pertanto, le perdite di potenza sullo stato ON sono mantenute limitate come in un MCB equivalente. I dispositivi a semiconduttore collegati in parallelo all'MCB funzionano dopo che si è verificato un guasto ed eseguono l'interruzione del circuito di guasto. Nel momento in cui l'interruttore meccanico inizia ad aprirsi, i dispositivi elettronici di alimentazione accesi forniscono un percorso di impedenza molto più basso alla corrente di guasto. Ciò fa sì che la corrente devii dall'MCB al percorso dell'elettronica di potenza. In un interruttore ibrido DC, alcuni elementi passivi sono essenzialmente necessari per forzare la corrente di guasto DC a zero. È chiaro che quando il dispositivo elettronico di potenza viene spento per eliminare finalmente il guasto, la tensione attraverso di esso aumenta a causa dell'energia immagazzinata nell'induttanza della linea. Questa tensione può raggiungere un valore molto alto e distruggere l'HCB se non vengono utilizzati componenti aggiuntivi per ridurre tale sovratensione.

La Figura 2.28 rappresenta la forma d'onda dell'interruttore ibrido durante la condizione di guasto. Il guasto si verifica a T_{fault} e dopo un tempo sufficiente T_{break} l'interruttore meccanico avvia l'operazione di apertura. Allo stesso tempo T_{break} anche l'interruttore a stato solido è acceso. Un piccolo arco viene generato inizialmente attraverso l'MCB e se la tensione dell'arco è sufficiente, la corrente di guasto commuterà nel percorso del semiconduttore causando lo spegnimento dell'arco stesso. A T_{sem} dopo la commutazione di corrente e l'estinzione dell'arco, la corrente di interruzione scorre attraverso il semiconduttore. Al fine di evitare la riaccensione dell'arco, il tempo di conduzione dovrebbe essere relativamente grande. Quando il

semiconduttore è spento, l'energia immagazzinata nell'induttanza della linea viene assorbita dal dispositivo di protezione da sovratensione come in SSCB.

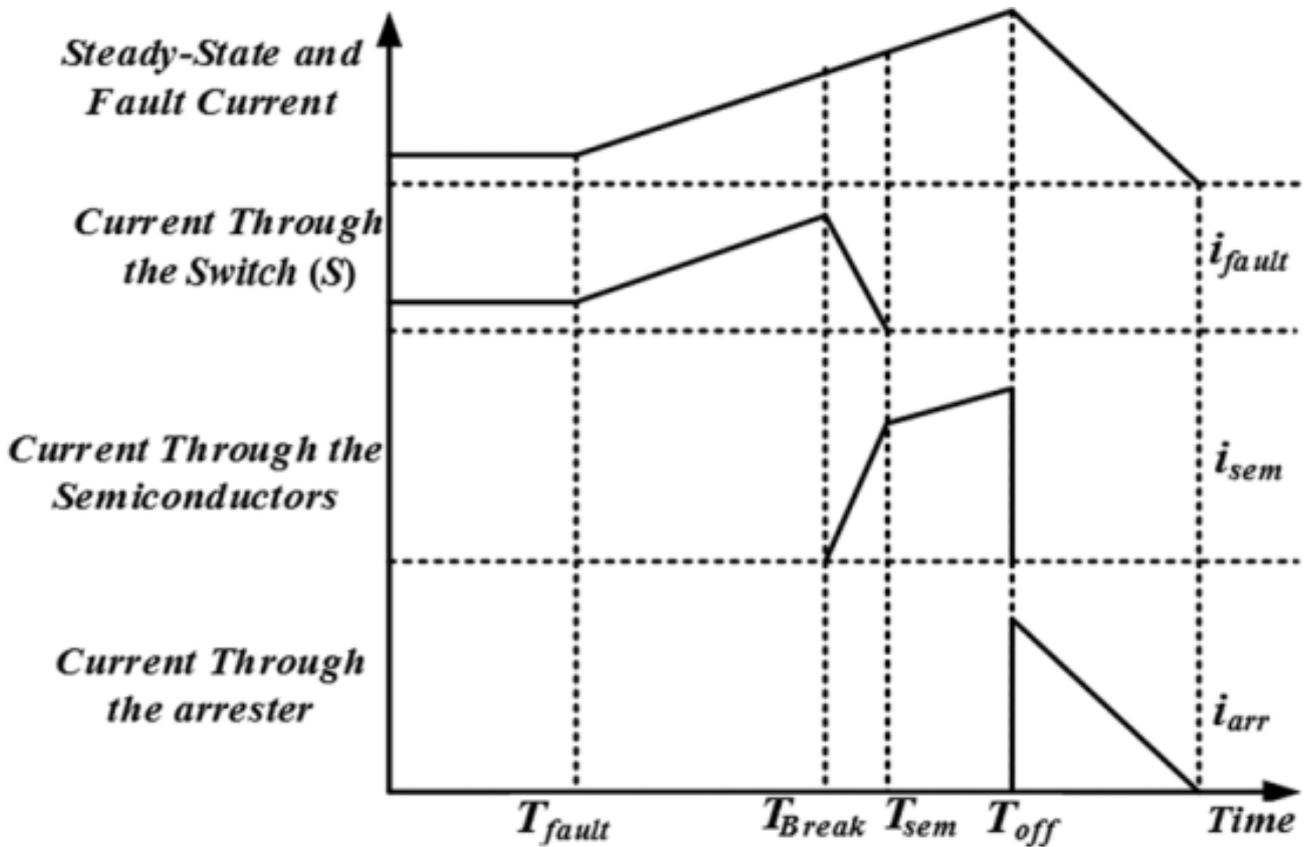


Figura 2.28: Forme d'onda delle correnti durante l'interruzione in un HCB

Esistono diversi tipi di HCB a seconda del principio di funzionamento. Gli HCB per il funzionamento senza arco nei sistemi DC funzionano su due principi di base: commutazione a corrente nulla e commutazione a tensione nulla.

Lo schema HCB a corrente nulla è mostrato nella Figura 2.29, dove S è un interruttore meccanico che conduce la corrente in condizioni normali. Per interrompere una corrente, il tiristore T1 viene attivato forzando una controcorrente in S a causa del condensatore precaricato C. Ciò si traduce in una corrente nulla attraverso S dopo un certo ritardo e viene che aperto in questo istante senza alcun arco. L'azione del varistore è quella di prevenire la sovratensione e ridurre il picco al fine di proteggere l'HCB.

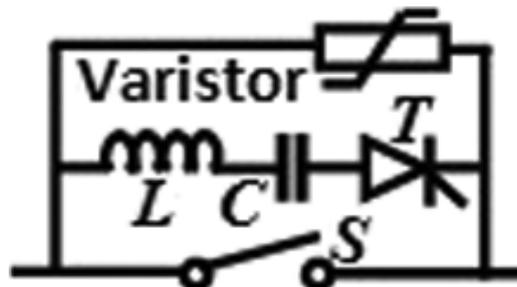


Figura 2.29: Interruttore automatico ibrido a commutazione di corrente nulla

Due esempi di schema HCB a tensione zero sono mostrati nella Figura 2.30. L'elemento semiconduttore collegato attraverso l'interruttore meccanico assicura che la tensione attraverso questo interruttore rimanga sufficientemente bassa da evitare l'arco quando i contatti si separano.

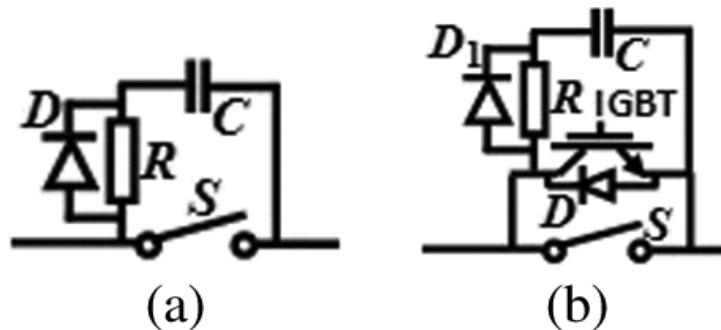


Figura 2.30: Interruttore automatico ibrido a commutazione di tensione nulla

Ad esempio, come mostrato nella Figura 2.30 (a), questo si ottiene posizionando uno snubber RCD convenzionale attraverso l'interruttore meccanico S. La capacità del condensatore può essere opportunamente stimata per una data grandezza della corrente di guasto e il tempo di apertura dell'MCB, in modo che la tensione attraverso l'interruttore meccanico non superi mai un valore predeterminato necessario per il funzionamento senza arco.

Un circuito di commutazione a tensione nulla migliorato è mostrato nella Figura 2.30 (b) in cui un dispositivo completamente controllabile (ad esempio, IGBT) viene utilizzato per bloccare la tensione attraverso S quando l'MCB viene aperto con conseguente aumento della corrente da commutare con l'IGBT. L'IGBT viene spento quando S è completamente acceso e la corrente viene commutata nel circuito di snubber. La capacità del condensatore può essere stimata come prima per la tensione massima consentita attraverso l'interruttore. Questo circuito migliorato si traduce in una riduzione del requisito di capacità del condensatore e anche il tempo totale di spegnimento che si ottiene è minore rispetto a quelli che utilizzano il circuito della Figura 2.30 (a).

Gli interruttori automatici ibridi necessitano di un interruttore meccanico veloce per alcune applicazioni, come il funzionamento senza arco, per garantire la capacità di limitazione della corrente di guasto. È necessario effettuare ulteriori ricerche per standardizzare la modellazione, la progettazione, la costruzione e il controllo di tali interruttori per un'elevata resistenza alla tensione di recupero e basse perdite sullo stato ON. Inoltre, sono necessarie ulteriori ricerche nel settore degli interruttori meccanici ad alta velocità che sono adatti come sezionatori veloci.

Infine, negli HCB sono necessari elementi aggiuntivi, come condensatori, induttori, unità di ricarica e varistori. Poiché possono aumentare il tempo di interruzione, le dimensioni e il costo del dispositivo, questi elementi dovrebbero essere ottimizzati al fine di ridurre il costo e le dimensioni senza modificare le prestazioni dell'HCB.

Pertanto, i metodi per l'interruzione della corrente nelle reti DC sono riassunti in Tabella 2.1.

Tabella 2.1: metodi e tecnologie per l'interruzione della corrente continua

Tecnologia	Vantaggi	Difetti
Dispositivi AC con poli in serie (interruttore meccanico)	Bassa resistenza di contatto Più economico Tecnologia matura	Bassa velocità di apertura
Interruttori automatici a stato solido (SSCB)	Apertura più rapida Minori transitori di tensione e corrente	Elevate perdite sullo stato
Interruttori automatici ibridi (HCB)	Basse perdite Alta velocità di funzionamento	La commutazione di corrente può basarsi sulla tensione dell'arco

3 Conclusioni

Lo scopo di questa linea di attività del progetto è stato quello di indagare le microgrid DC evidenziandone tutti i vantaggi e svantaggi di questo tipo di configurazione, in particolare per trovare una soluzione al problema dei dispositivi di protezione. In questo lavoro vengono analizzati diversi tipi di dispositivi di interruttori al fine di trovare una possibile soluzione alla principale criticità di questo sistema di distribuzione. In particolare, sono stati studiati due tipi di interruttori a stato solido con diverso circuito di blocco della tensione.

L'SSCB (Solid State Circuit Breaker) con la soluzione di blocco della tensione lineare utilizza un circuito di snubber RCD, costituito da un condensatore che assorbe parte dell'energia induttiva immagazzinata nell'induttanza di linea. La carica del condensatore riduce la velocità di aumento della tensione e il valore di picco della sovratensione che si genera attraverso il dispositivo a semiconduttore di potenza. Il resistore in serie viene utilizzato per evitare l'oscillazione di corrente nello snubber e ridurre la corrente di scarica nel dispositivo di alimentazione. Tuttavia, ovviamente la presenza della resistenza nel circuito aumenta la caduta di tensione che si riflette sul dispositivo a semiconduttore di potenza. Infatti, questo dispositivo è caratterizzato da un'alta velocità di interruzione e basse perdite di commutazione, ma la sovratensione generata potrebbe avere valori troppo elevati in caso di estinzione di un guasto. Questa topologia è la più semplice e offre i requisiti meno restrittivi in ordine di componenti e dispositivi a semiconduttore. Un altro problema legato a questa configurazione è il dimensionamento del componente e in particolare del condensatore, poiché questa configurazione richiede un condensatore alto nell'ordine di decine o centinaia di μF , che mal sopporta alte tensioni nei dispositivi compatti. Ad ogni modo, questa configurazione con qualche miglioramento può essere utilizzata come contattore sotto carico e quindi aprire il circuito in condizioni ordinarie di funzionamento poiché in questo caso la sovratensione generata è più contenuta vista la minore entità della corrente da interrompere rispetto al guasto.

L'SSCB con la soluzione di blocco della tensione non lineare utilizza un varistore ad ossido di metallo collegato in parallelo al dispositivo elettronico. Questo componente non lineare può modificare il suo valore di resistenza in funzione della tensione applicata. Durante il processo di spegnimento dell'interruttore, quando viene raggiunta la tensione di blocco, la tensione attraverso il MOV rimane abbastanza costante, con una progressiva diminuzione dell'energia induttiva immagazzinata nell'induttanza del sistema che viene dissipata attraverso il MOV stesso. Questa energia reattiva immagazzinata nel circuito è fortemente influenzata dalla corrente del sistema e dall'induttanza equivalente. La selezione di un MOV appropriato, con una tensione di blocco sicura è importante per il dispositivo a semiconduttore di potenza. Questa topologia di SSCB è un po' più lenta e presenta perdite maggiori rispetto alla soluzione lineare, ma permette di avere una sovratensione molto minore e compatibile con l'interruzione di una corrente di guasto. Tuttavia, i MOV non hanno una lunga durata a causa del loro degrado durante il processo di assorbimento di energia. Questo è un limite per il numero di operazioni di interruzione che possono essere eseguite in caso di guasto. Un altro problema è che un MOV con una caratteristica adatta per le elevate potenze o con caratteristiche di compattezza per la creazione di micro o mini-interruttori potrebbe non essere facilmente disponibile complicando l'effettiva realizzabilità del dispositivo.

Infine, sono stati studiati gli interruttori ibridi, ossia interruttori che combinano la tecnologia elettromeccanica e quella elettronica. In particolare, la parte elettromeccanica ha la funzione di ridurre le perdite durante lo stato di ON, mentre la parte elettronica, simile a quella dell'SSCB, permette di velocizzare l'interruzione della corrente limitando la sovratensione generata. Nella letteratura scientifica sono disponibili molti studi sulla tecnologia degli interruttori DC a bassa tensione per avere dispositivi più efficienti e veloci. Inoltre, per avere modelli più realistici dovrebbero essere considerati i componenti parassiti, come induttanze, resistenze e capacità e dovrebbero essere condotti test sperimentali con componenti reali al fine di confermare il comportamento delle diverse configurazioni

4 Riferimenti bibliografici

- [1] L. de Andrade and T. P. de Leão, "A brief history of direct current in electrical power systems," 2012 Third IEEE HISTORy of ELECTRO-technology CONference (HISTELCON), Pavia, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/HISTELCON.2012.6487566.
- [2] C. L. Sulzberger, "Triumph of AC - from Pearl Street to Niagara," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 1, no. 3, pp. 64-67, May-June 2003.
- [3] R. Lazzari, L. Piegari, S. Grillo, M. Carminati, E. Ragaini, C. Bossi, E. Tironi "Selectivity and security of DC microgrid under line-to-ground fault" Electric Power Systems Research, Volume 165, December 2018, Pages 238-249.
- [4] H. Lotfi and A. Khodaei, "AC Versus DC Microgrid Planning," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 1, pp. 296-304, Jan. 2017
- [5] How microgrids work available at website: (<https://www.energy.gov/articles/how-microgrids-work>)
- [6] Integrated bidding strategy of distributed energy resources based on novel prediction and market model available at website: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/er.5198>
- [7] H. Lotfi and A. Khodaei, "AC Versus DC Microgrid Planning," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 1, pp. 296-304, Jan. 2017
- [8] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, J.-W. Jung "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review", , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 24, August 2013, Pages 387-405
- [9] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, R. González-Medina, "Microgrid architectures for low voltage distributed generation", Renewable and Sustainable Energy Reviews, (2015)
- [10] J. M, "Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters Using Resistive Output Impedance," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 54, no. 2, pp. 995- 998, 2007.
- [11] Liu X., Wang P., Loh P.C., "A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control", School of EEE, Nanyang Technological University, Singapore 639798, Singapore
- [12] Eklas Hossain, Ersan Kabalci, Ramazan Bayindir, Ronald Perez, "Microgrid testbeds around the world: State of art", Energy Conversion and Management, Volume 86, 2014
- [13] J. Lago and M. L. Heldwein, "Operation and Control-Oriented Modeling of a Power Converter for Current Balancing and Stability Improvement of DC Active Distribution Networks," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 3, pp. 877-885, March 2011
- [14] Y. Wang, W. Li, X. Wu and X. Wu, "A Novel Bidirectional Solid-State Circuit Breaker for DC Microgrid," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 66, no. 7, pp. 5707-5714, July 2019
- [15] S. Lee and Hyosung-Kim, "A study on Low-Voltage DC circuit breakers," 2013 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Taipei, 2013, pp. 1-6
- [16] L. Tang, B.-Teck Ooi "Locating and Isolating DC Faults in Multi-Terminal DC Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, NO. 3, July 2007
- [17] M. E. Baran and N. R. Mahajan, "Overcurrent Protection on Voltage-Source-Converter-Based Multiterminal DC Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 1, pp. 406-412, Jan. 2007
- [18] J. Sun, "Autonomous Local Control and Stability Analysis of Multiterminal DC Systems," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 3, no. 4, pp. 1078-1089, Dec. 2015
- [19] T. Wu, X. Li, "Modeling and Simulation of DC Distribution Network with Distributed Generation". NARI Group Corporation 2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control Nanjing, China Jiajia Zhang, Di Wu Hefei University of Technology School of Electrical Engineering and Automation Hefei, China
- [20] Y. Du et al., "A high-reliability dc distribution network topology," 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, 2017, pp. 1-5

- [21] A. K. Khaimar and P. J. Shah, "Study of various types of faults in HVDC transmission system," 2016 International Conference on Global Trends in Signal Processing, Information Computing and Communication (ICGTSPICC), Jalgaon, 2016, pp. 480-484
- [22] J. Yang, J. E. Fletcher and J. O'Reilly, "Multiterminal DC Wind Farm Collection Grid Internal Fault Analysis and Protection Design," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp. 2308-2318, Oct. 2010
- [23] K. A. Prakash, A. Lallu, F. R. Islam, and K. A. Mamun, "Review of power system distribution network architecture," 2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE), pp. 124-130, 2016.
- [24] George D. Gregory, Member, IEEE, "Applying Low-Voltage Circuit Breakers in Direct Current Systems", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 4, July August 1995
- [25] J.L. Blackburn and T.J. Domin. "Protective Relaying: Principles and Applications", CRC Press, 2007.
- [26] Technical documentation of the product "Low-Voltage Moulded-Case Circuit- Breakers", Technical Catalogue Sace Isomax S, available at the Web site <https://library.e.abb.com/public/475ef3d72a0a249dc1256cbf003cad2f/ITSCE-604050012.pdf>
- [27] Technical documentation of the product "High Speed DC Circuit Breaker TYPE GERAPID 2607/8007", technical catalogue of AEG low voltage, available at Web site: https://www.elettra.it/MTF//Content/prodotti/C_Gerapid10R1.pdf
- [28] R. Rodrigues, Y. Du, A. Antoniazzi and P. Cairoli, "A Review of Solid-State Circuit Breakers," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 36, no. 1, pp. 364-377, Jan. 2021
- [29] J. Millán, P. Godignon, X. Perpiñà, A. Pérez-Tomás and J. Rebollo, "A survey of wide bandgap power semiconductor devices", IEEE Trans. Power Electron., vol. 29, no. 5, pp. 2155-2163, May 2014.
- [30] Z. Miao et al., "A self-powered ultra-fast dc solid state circuit breaker using a normally-on SiC JFET", Proc. IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo., pp. 767-773, 2015.
- [31] V. Victor, B. Steiner, K. Lawson, S. B. Bayne, D. Urciuoli and H. C. Ha, "Suitability of n-ON recessed implanted gate vertical-channel SiC JFETs for optically triggered 1200 V solid-state circuit breakers", Proc. IEEE 3rd Workshop Wide Bandgap Power Devices Appl., pp. 162-165, 2015.
- [32] Y. Wang, W. Li, X. Wu and X. Wu, "A Novel Bidirectional Solid-State Circuit Breaker for DC Microgrid," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 66, no. 7, pp. 5707-5714, July 2019
- [33] Z. Ganhao, "Study on DC Circuit Breaker," 2014 Fifth International Conference on Intelligent Systems Design and Engineering Applications, Hunan, 2014, pp. 942-945
- [34] A. Shukla and G. D. Demetriades, "A Survey on Hybrid Circuit-Breaker Topologies," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 2, pp. 627-641, April 2015
- [35] X. Pei, O. Cwikowski, D. S. Vilchis-Rodriguez, M. Barnes, A. C. Smith and R. Shuttleworth, "A review of technologies for MVDC circuit breakers," IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Florence, 2016, pp. 3799-3805
- [36] D. -U. Kim and S. Kim, "Modular Hybrid DC Circuit Breaker for Medium-Voltage DC System," 2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA, 2020, pp. 1312-1318
- [37] Varistor description available at: <https://electronicspost.com/varistor/>
- [38] F. Liu, W. Liu, X. Zha, H. Yang and K. Feng, "Solid-state circuit breaker snubber design for transient overvoltage suppression at bus fault interruption in low-voltage dc microgrid", IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no. 4, pp. 3007-3021, Apr. 2017.
- [39] D. Keshavarzi, E. Farjah and T. Ghanbarih, "A hybrid DC circuit breaker for DC microgrid based on zero current switching," 2016 Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG), Mashhad, 2016, pp. 45-49
- [40] C. Peng, I. Husain, A. Q. Huang, B. Lequesne, and R. Briggs, "A Fast Mechanical Switch for Medium-Voltage Hybrid DC and AC Circuit Breakers," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 52, no. 4, pp. 2911-2918, 2016.

- [41] J. Magnusson, A. Bissal, G. Engdahl, R. Saers, Z. Zhang and L. Liljestrand, "On the use of metal oxide varistors as a snubber circuit in solid-state breakers," IEEE PES ISGT Europe 2013, Lyngby, Denmark, 2013, pp. 1-4, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695454.