



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



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Ricerca di Sistema elettrico

# Analisi e valutazione preliminare delle problematiche di affidabilità delle reti di distribuzione ibride AC/DC

G. Adinolfi, R. Ciavarella, A. Merola

Report RdS/PTR2019/159

## ANALISI E VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLE PROBLEMATICHE DI AFFIDABILITÀ DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE IBRIDE AC/DC

G. Adinolfi (ENEA), R. Ciavarella (ENEA), A. Merola (ENEA)

Dicembre 2019

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I 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: *Analisi e valutazione delle problematiche di affidabilità delle reti di distribuzione ibride AC/DC*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti (ENEA)

## Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE .....	5
1.1 BACKGROUND.....	5
1.2 MOTIVAZIONI E FINALITÀ .....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	6
3 RETI IBRIDE AC/DC .....	7
4 L’AFFIDABILITÀ DELLE RETI ELETTRICHE.....	14
4.1 L’AFFIDABILITÀ NELLE RETI ELETTRICHE IBRIDE.....	15
4.1.1 <i>Problematiche di affidabilità relative al Trasformatore</i> .....	15
4.1.2 <i>Problematiche di affidabilità relative al Circuit Breaker</i> .....	18
4.1.3 <i>Problematiche di affidabilità degli scaricatori di sovratensione</i> .....	19
4.1.4 <i>Problematiche di affidabilità relative all’infrastruttura di rete</i> .....	20
4.1.5 <i>Problematiche di affidabilità inerenti la connessione a terra</i> .....	20
4.1.6 <i>Problematiche di affidabilità inerenti i sistemi di interfaccia AC-DC</i> .....	27
4.1.7 <i>Problematiche di affidabilità legate all’introduzione della GD nelle reti di distribuzione</i> .....	33
4.1.8 <i>Ulteriori problematiche di affidabilità inerenti le reti DC</i> .....	35
4.1.9 <i>Problematiche di affidabilità legate al formarsi di archi elettrici</i> .....	36
5 TABELLA RIASSUNTIVA EVENTI DI GUASTO .....	37
6 CONCLUSIONI.....	38
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	39

## Sommario

Il presente documento, sintesi dei risultati della LA1.1, focalizza l'attenzione sulle problematiche di affidabilità di nuove reti DC interconnesse a reti di distribuzione AC, sia indagando le diverse configurazioni di reti ibride sulla base del tipo di isolamento, della connessione a terra, delle interfacce di tipo AC/DC utilizzate a livello MT e BT, sia analizzando – a livello di componente, di rete e di interfaccia – i possibili guasti che possono causare disalimentazioni della fornitura elettrica compromettendo l'affidabilità del sistema.

# 1 Introduzione

## 1.1 Background

Le politiche energetiche messe in atto negli ultimi anni hanno favorito a livello nazionale una sostanziale diffusione delle fonti energetiche rinnovabili che hanno cambiato l'assetto e le logiche di funzionamento delle reti elettriche. Sistemi elettrici originariamente progettati per essere eserciti secondo un modello di funzionamento unidirezionale (flussi di potenza unidirezionali da generatori di grossa taglia agli utenti finali) si sono trovati ad operare secondo un modello bidirezionale, accogliendo produzione elettrica proveniente dai molteplici nodi di generazione dislocati lungo la rete (impianti di generazione a fonte rinnovabile di taglie differenziate). In tale contesto, si rende necessario un processo di ammodernamento delle reti elettriche che:

- i) abiliti i dispositivi di controllo e protezione ad operare secondo logiche di monitoraggio e gestione avanzate per preservare l'affidabilità del sistema elettrico;
- ii) consenta un più efficace esercizio della rete, attraverso l'adozione di nuove configurazioni operative.

In relazione a quest'ultimo punto, in particolare, l'integrazione nelle reti di distribuzione AC di microreti DC permette di soddisfare il fabbisogno elettrico di utilizzatori operanti direttamente in DC (es. i veicoli elettrici) con generatori DC (es. fotovoltaico), riducendo le perdite totali di energia per conversione grazie all'alimentazione diretta dei carichi in DC.

## 1.2 Motivazioni e finalità

L'integrazione dei diversi sistemi AC e DC, con interfacciamento tra i due tipi di reti in MT e BT, e l'immissione in rete di significative quantità di generazione distribuita (GD) possono causare l'insorgere di criticità che possono causare l'interruzione della fornitura elettrica e il permanere, o l'accentuarsi, di problematiche preesistenti. I nuovi scenari energetici richiedono, pertanto, analisi accurate dal punto di vista dell'affidabilità sia dei sistemi tradizionali ancora utilizzati nelle reti di nuova generazione, sia di dispositivi, componenti e impianti innovativi, progettati e validati per l'ammodernamento delle reti. Gli apparati DC-DC che interfacciano i sistemi di generazione/stoccaggio e carico al bus in corrente continua sono attualmente realizzati in maniera custom per le specifiche applicazioni. Le modalità di comunicazione e controllo di tali apparati risultano non standardizzate e gli stessi sistemi di simulazione ed emulazione di laboratorio non prevedono moduli per l'analisi dei sistemi integrati AC-DC non essendo ancora stati implementati, modelli di riferimento per gli apparati di conversione. In aggiunta a tali premesse, va, inoltre, considerato che numerose configurazioni possono essere adottate per l'interconnessione di nuove reti DC alla preesistente rete AC e diversi possono essere gli apparati di generazione, accumulo di energia e di carico collegabili. Ne consegue che lo studio dell'affidabilità di nuovi scenari e delle relative configurazioni – attività cruciale in ottica di evoluzione verso scenari a forte penetrazione di fonti non programmabili e obiettivo del progetto 2.7 – richiede un'attenta e approfondita analisi preliminare. Tale studio, finalizzato sia ad individuare possibili configurazioni di reti miste che includano anche tecnologie abilitanti per gli scenari evolutivi del sistema elettrico sia ad analizzare problematiche che inducano interruzioni della fornitura elettrica, inficiando l'affidabilità della rete o di porzioni di essa, è stato condotto nell'ambito della LA1.1, di cui si riportano i principali risultati nel presente report.

## 2 Descrizione delle attività svolte e risultati

L'attività di ricerca della LA1.1 del progetto è stata organizzata nelle seguenti fasi, di seguito, brevemente descritte.

*Prima fase:* studio degli scenari energetici caratterizzati dall'integrazione di reti di tipo DC alle preesistenti reti AC con particolare attenzione alle diverse configurazioni. Tali configurazioni presentano peculiarità e livelli di isolamento differenti. Diversi risultano, per ciascuna configurazione, gli apparati di interfaccia e conversione. È bene sottolineare che le soluzioni tecniche e tecnologiche proposte per gli scenari energetici di ultima generazione risultano, al momento, numerose e diverse, non essendo stata ancora completata la fase di stesura e approvazione di standard e normativa di settore.

*Seconda fase:* A valle dello studio delle possibili configurazioni di reti ibride AC/DC, l'attenzione è stata focalizzata sui sistemi, apparati e dispositivi che caratterizzano le reti elettriche tradizionali di tipo AC. Per ciascuno di essi, a valle di una breve descrizione delle relative funzionalità, sono stati analizzati i possibili malfunzionamenti o danneggiamenti causa di interruzione della fornitura elettrica. In dettaglio, sono state studiate le problematiche relative ai trasformatori, agli isolatori, ai circuit breaker, etc.

*Terza fase:* Nella terza fase delle attività è stato condotto lo studio degli apparati di interfaccia tra la rete AC preesistente e le nuove reti DC. Particolare attenzione è stata riservata anche ai sistemi di conversione utilizzati per connettere le diverse unità di generazione distribuita, accumulo di energia ed i diversi carichi al bus in corrente continua della rete DC.

### 3 Reti ibride AC/DC

Considerati i vantaggi precedentemente descritti, le reti ibride sono diventate recentemente oggetto di investigazione da parte del mondo della ricerca e dell'industria di settore.

Le realizzazioni, a livello prototipale, di architetture di microreti AC/DC hanno permesso di constatarne punti di forza e criticità. In particolare, le sperimentazioni condotte hanno confermato che questo tipo di soluzioni consente una più flessibile ed efficiente gestione delle fonti rinnovabili, limitando le problematiche di instabilità di rete connesse all'integrazione di elevate quantità di fonti rinnovabili non programmabili. Le microreti DC, in particolare, ben si prestano alla fornitura di energia elettrica a comunità e cluster energetici dotati di possibilità di autoproduzione energetica e accumulo. In tale ambito le unità di generazione di tipo DC e i sistemi di accumulo possono essere collegati, mediante appositi sistemi di interfaccia, a un bus DC in modo da fornire energia ai carichi in corrente continua. Numerosi sono attualmente i dispositivi e le apparecchiature che possono funzionare in DC, quali i sistemi di illuminazione, ventilazione e condizionamento, i dispositivi mobili, elettrodomestici e sistemi di mobilità elettrica. Diversi risultano anche gli ambiti nei quali le reti di distribuzione di tipo DC possono essere applicate. Si pensi ai centri di calcolo, ai sistemi di telecomunicazione, di trazione e a quelli navali.

Le reti ibride possono essere caratterizzate da reti DC di tipo attivo o passivo connesse ad una preesistente rete AC.

Le reti DC di tipo passivo sono caratterizzate dall'unidirezionalità del flusso di potenza che, a partire dalla rete AC, viene raddrizzato e reso idoneo all'assorbimento in DC da parte di carichi in continua. Le reti DC di tipo passivo sono, invece, in grado di gestire la bidirezionalità del flusso di corrente consentendo, quindi, sia l'assorbimento, sia la fornitura di energia elettrica da/verso la rete in corrente alternata.

È chiaro che si tratta di architetture di tipo complesso che prevedono anche l'impiego di apparecchiature di monitoraggio e protezione al fine di assicurare elevati livelli di flessibilità, efficienza operativa, controllo, protezione e gestione.

Una rete ibrida può attuare modalità di funzionamento mediante connessione alla rete AC oppure in isola. È anche possibile una modalità transitoria tra le due precedenti [1] che si realizza nel passaggio dalla modalità grid-connected a quella in isola. Durante tale transitorio, diviene fondamentale controllare il livello della tensione e il valore di frequenza al fine di assicurare un'alimentazione adeguata ai carichi connessi. Quando viene riattivato il collegamento con la rete pubblica di tipo AC è necessario procedere con le operazioni di "aggancio" e, quindi, con la sincronizzazione della tensione e della frequenza con le grandezze della rete pubblica. La condizione di funzionamento transitoria, così come numerosi aspetti a livello sistemico e componentistico, richiedono ancora approfondite investigazioni da parte della ricerca e dell'industria di settore [1, 2].

Oltre alle diverse modalità di funzionamento, le reti ibride possono essere configurate secondo molteplici soluzioni architetture e tecnologiche. Le soluzioni proposte in letteratura [2] si distinguono in base alla modalità di collegamento della rete ibrida alla rete principale in corrente alternata, all'isolamento galvanico, agli stadi di conversione. In Figura 1, si riporta la rappresentazione schematica di sei configurazioni adottabili individuate dalla letteratura di settore o adottate in schemi ed impianti [1-3]. Più nello specifico, le **topologie** individuate, a valle di preliminare studio della letteratura, sono quelle per le quali sono state evidenziate prestazioni che le rendono particolarmente idonee all'integrazione delle fonti rinnovabili e dei sistemi di storage e carico, anche ottimizzando il numero degli apparati di conversione al fine di contenere le perdite ed i costi.

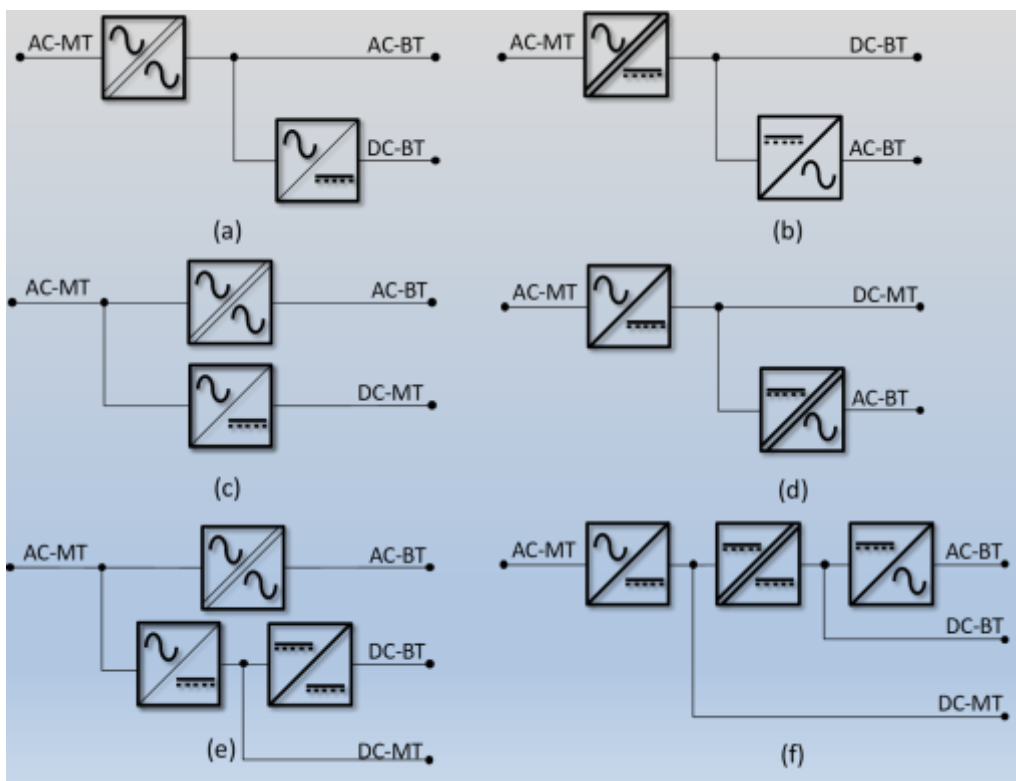


Figura 1: Reti ibride: topologie

Entrando più nel dettaglio delle configurazioni, in:

- Figura 1(a) sia la rete AC, sia quella DC, in BT, sono isolate dalla rete principale. Il trasformatore è posizionato all'interfaccia con la rete principale e provvede alla conversione dalla tensione AC in MT alla tensione AC in BT garantendo l'isolamento galvanico. A partire dalla rete in corrente alternata in bassa tensione si ottiene la rete BT in corrente continua mediante un convertitore di tipo AC/DC.
- Figura 1(b) viene riportata schematicamente una rete ibrida caratterizzata da due stati completamente isolati, come sarà descritto, in dettaglio, nel prosieguo di questo paragrafo.
- Figura 1(c), la tensione AC in MT della rete principale viene trasformata in BT mediante un trasformatore e viene convertita in DC mediante un apposito convertitore AC-DC, fornendo un bus DC in MT. In tal caso, solo la rete AC in BT è isolata. L'isolamento galvanico non è, invece, garantito sulla rete DC a meno di impiegare un convertitore AC/DC di tipo isolato.
- Figura 1(d) viene illustrata una soluzione topologica costituita da due stadi parzialmente isolati.
- Figura 1(e) è rappresentata una variante della topologia di Figura 1( c) con la presenza di connessioni sia al bus DC in MT, sia a quello in BT, ottenuto mediante uno stadio di conversione DC-DC.
- Figura 1(f) viene rappresentata una rete ibrida a tre stadi parzialmente isolati.

A completamento delle precedenti configurazioni topologiche, in Figura 2 vengono riportati alcuni dettagli di connessione relativi alle soluzioni topologiche a singolo stadio di tipo totalmente (Figura 2(a)) e parzialmente isolato (Figura 2(c)).

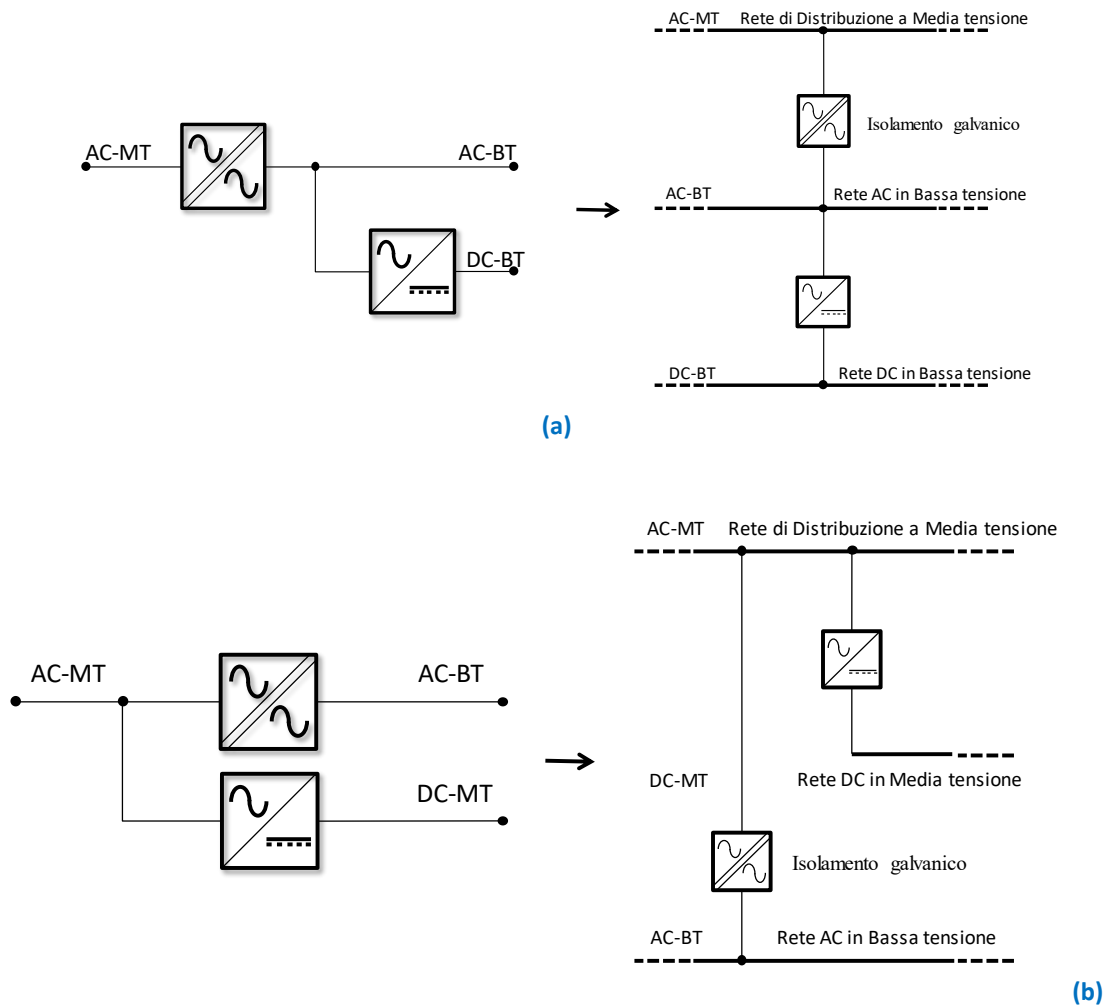


Figura 2: Reti ibride a singolo stadio [2]

La variante della topologia di Figura 2(b), rappresentata in Figura 1(e), consente l'interconnessione di diverse reti AC alla rete DC in MT, come di seguito riportato in Figura 3.

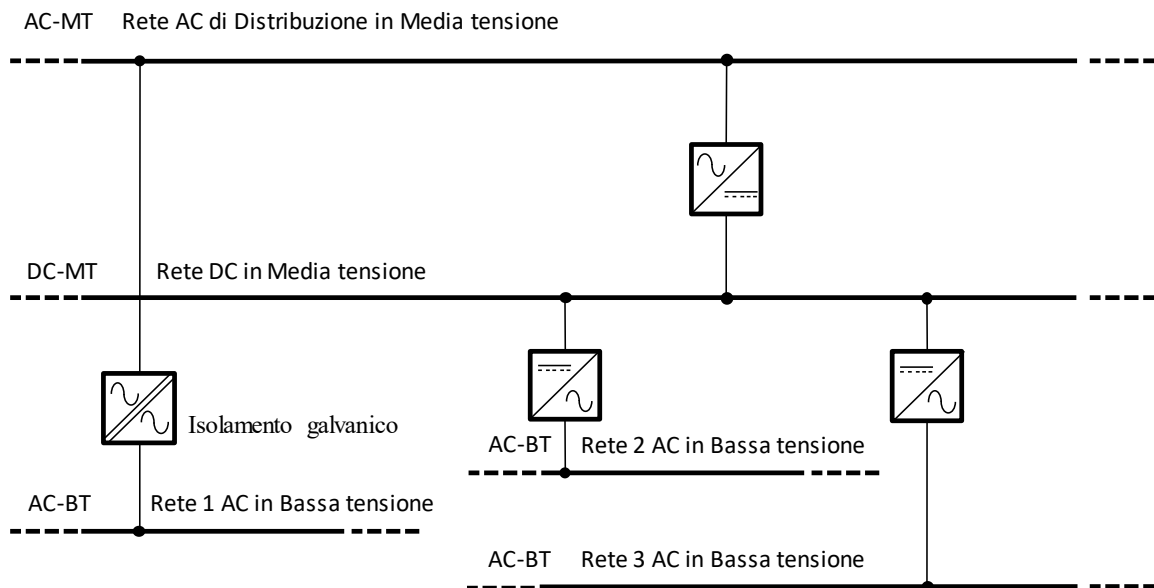
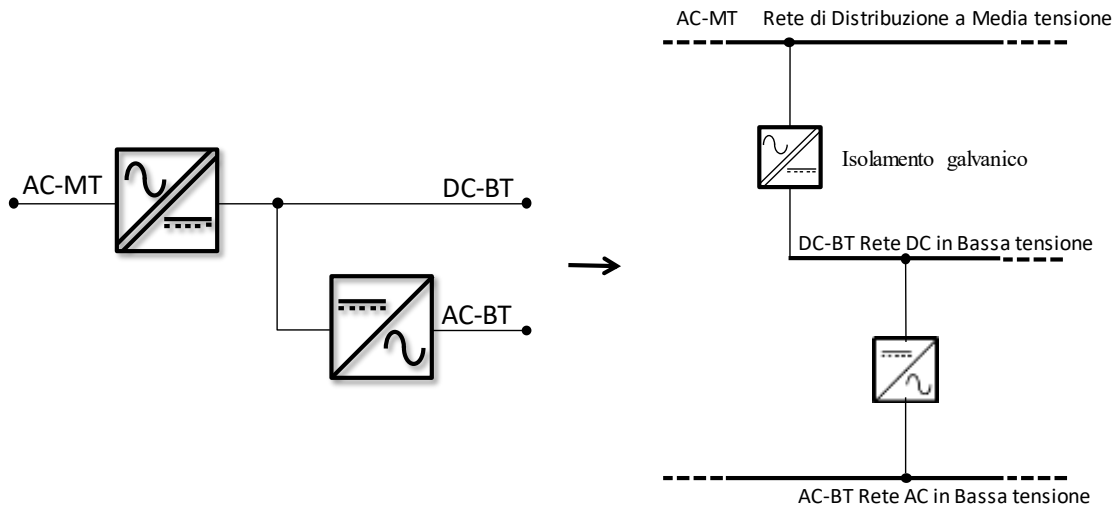
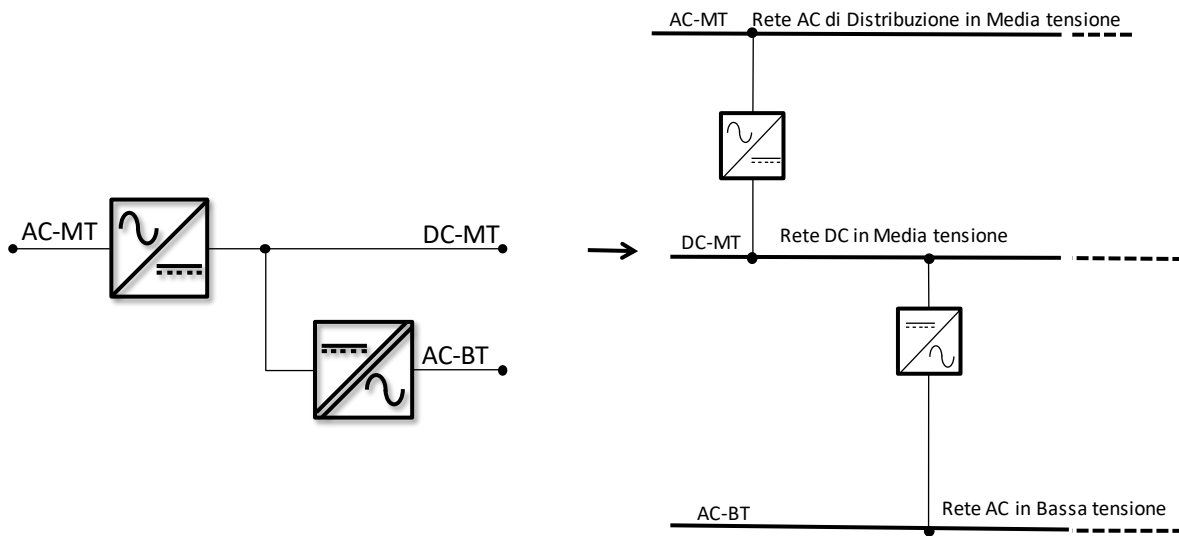


Figura 3: Rete ibrida per l'interconnessione di reti AC asincrone [2]

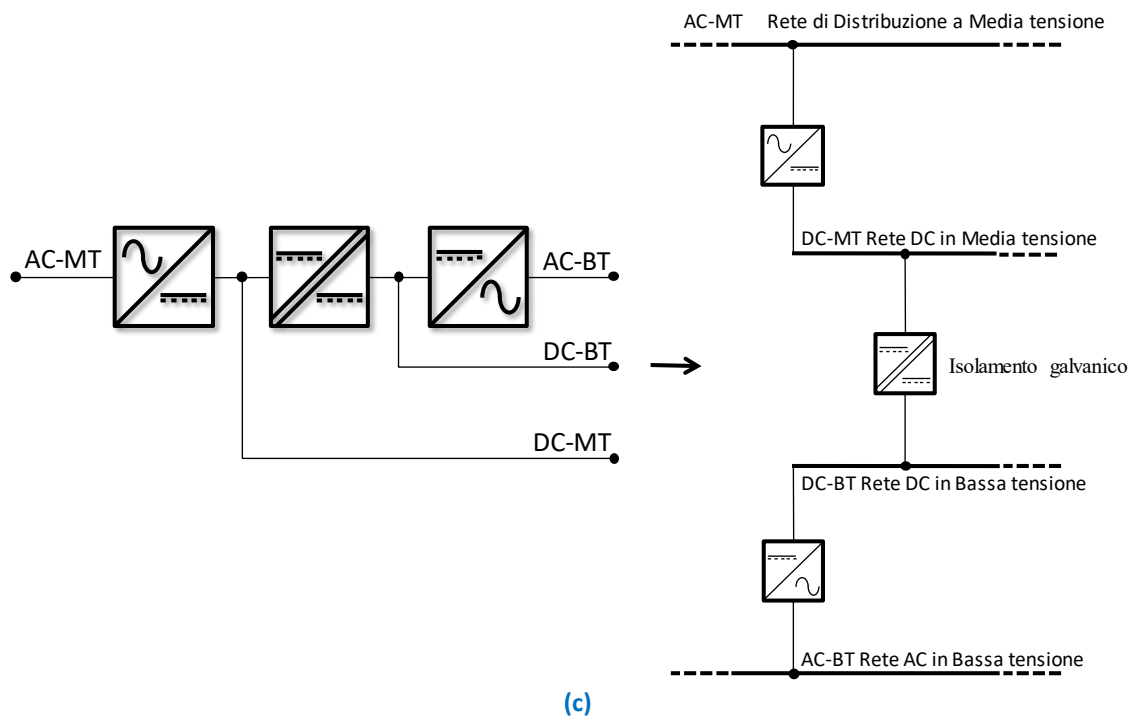
In Figura4 sono riportate le topologie di reti ibride in cui le sezioni di rete AC in BT non sono connesse, mediante trasformatore, alla MT, ma sono caratterizzate dalla presenza di uno stadio intermedio in corrente continua tra la rete AC in MT e quella in BT.



(a)



(b)



(c)  
**Figura 4: Ulteriori configurazioni di reti ibride**

Più nello specifico, la topologia rappresentata in Figura4(a) è caratterizzata dalla presenza del trasformatore elettromagnetico e di un trasformatore allo stato solido (Solid State Transformer SST) all'interconnessione della rete ibrida con la rete principale. In tal modo tutta la rete ibrida e le sue microreti risultano isolate. Il trasformatore allo stato solido fornisce il bus DC della rete in BT che, mediante l'impiego di un convertitore DC/AC, consente di ottenere la rete AC in BT.

Le realizzazioni prototipali [4, 5] hanno permesso di verificare l'adeguatezza della soluzione topologica qui descritta ai fini dell'integrazione della GD in termini di sincronizzazione e stabilità di rete. La configurazione di rete ibrida proposta consente, infatti, il collegamento delle fonti di tipo DC direttamente al bus in corrente continua fornito dal trasformatore allo stato solido. La connessione delle sorgenti di tipo AC avviene, invece, alla rete in alternata presente a valle. Tale topologia ben si presta anche all'integrazione e alla gestione di sistemi di accumulo dell'energia.

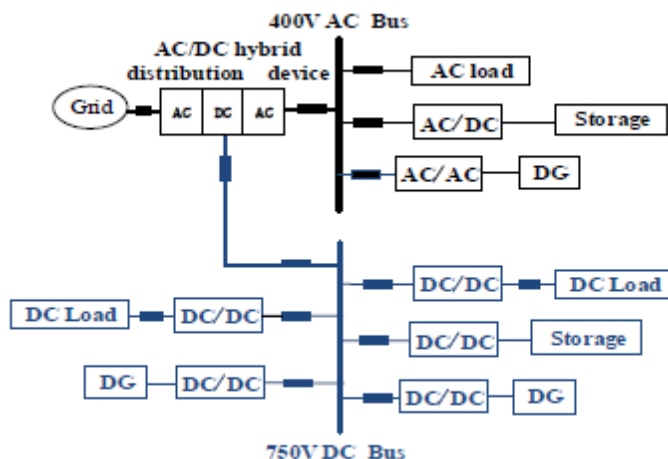
In Figura4(b) viene riportata un'ulteriore topologia in cui è presente un SST all'interfaccia tra la rete AC principale e la sottostante rete DC in MT. Il successivo stadio di conversione di tipo DC/AC corredato dal trasformatore elettromagnetico fornisce lo stadio di collegamento verso la rete AC in BT. La soluzione riportata in Figura4(c) risulta, invece, costituita da un bus DC in MT ottenuto raddrizzando la rete principale in corrente alternata. L'impiego di un trasformatore allo stato solido a tre stadi corredato dalla presenza di un trasformatore elettromagnetico assicura l'isolamento galvanico della rete in BT. Uno stadio di conversione successivo consente il collegamento con la rete AC in BT. Anche questa soluzione risulta idonea alla connessione di GD, apparati per lo stoccaggio dell'energia e carichi e ciò ci permette di sottolineare la flessibilità come peculiarità intrinseca alle reti ibride. L'impiego di SST nelle configurazioni studiate consente la riduzione dell'ingombro e del peso di tali sistemi rispetto alle soluzioni classiche [6].

In Tabella 1 vengono sintetizzate le principali caratteristiche delle configurazioni fin qui descritte.

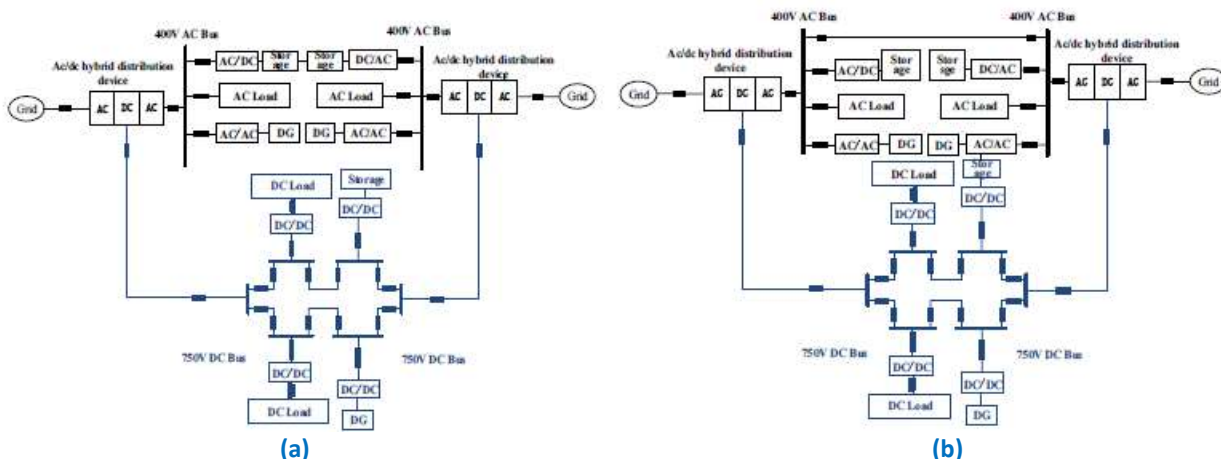
**Tabella 1. Analisi comparativa delle configurazioni di reti ibride [2]**

Rete ibrida	Rete 2(a)	Rete 2(b)	Rete 4(a)	Rete 4(b)	Rete 4(c)
Caratteristica	Totalmente isolata	Parzialmente isolata	Due stadi totalmente isolati	Due stadi parzialmente isolati	Tre stadi parzialmente isolati
Isolamento galvanico	Totale	Rete AC BT	Totale	Rete AC-BT	Rete AC BT e DC-BT
Volume	Alto	Medio	Alto	Medio	Basso
Costo	Basso	Medio	Medio	Alto	Alto
Manutenzione	Bassa	Bassa	Media	Media	Alta
Affidabilità	Alta	Alta	Media	Media	Media
Scalabilità	Bassa	Bassa	Alta	Alta	Alta
Modularità	Bassa	Bassa	Alta	Alta	Alta
Controllabilità	Media	Media	Alta	Alta	Alta
Gestione guasti	Media	Media	Alta	Alta	Alta

È bene tener presente che le reti ibride possono essere classificate anche in base alla **tipologia di struttura** utilizzata. Essa può essere di tipo radiale, ad anello o di tipo ibrido. In dettaglio, in Figura 5 viene rappresentata una rete ibrida di tipo radiale, in Figura 6 viene riportata una rete ibrida con struttura a doppio terminale sia ad anello singolo (Figura 6(a)) sia ad anello doppio (Figura 6(b)). Infine, in Figura 7 vengono riportati esempi di reti ibride a tre terminali.



**Figura 5: Rete ibrida di tipo radiale [3]**



**Figura 6: Rete ibrida con struttura a doppio terminale:(a) singolo anello; (b) ad anello doppio [3]**

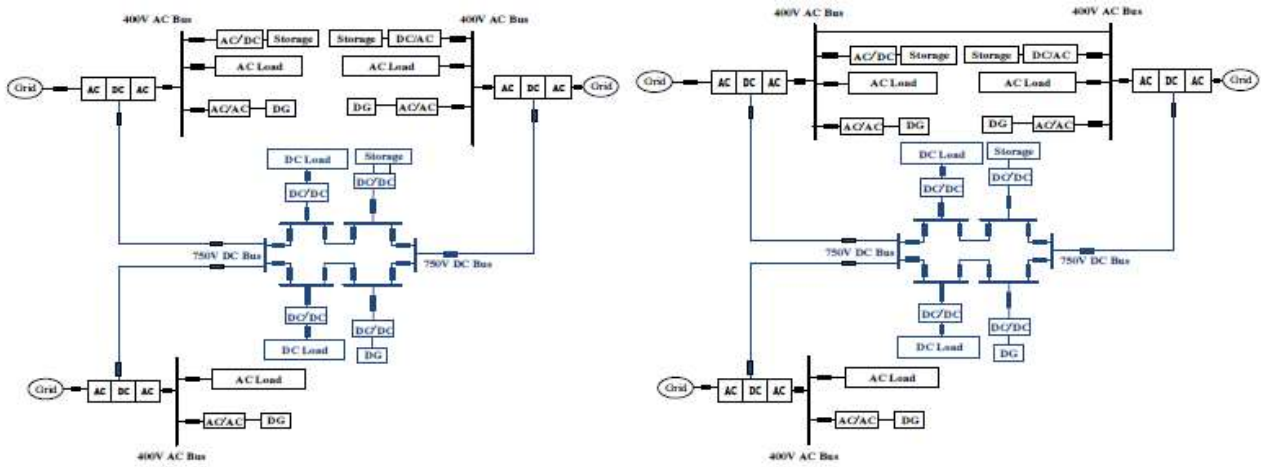


Figura 7: Rete ibrida a tre terminali [3]

## 4 L'affidabilità delle reti elettriche

Nell'ambito delle reti elettriche, l'affidabilità è definita [7] come la capacità di un sistema elettrico di fornire con continuità la potenza agli utenti finali nella quantità desiderata e nel rispetto di standard di funzionamento. A partire da tale definizione, l'analisi affidabilistica di un sistema elettrico può essere effettuata avvalendosi di opportuni modelli e metodi per la valutazione quantitativa di grandezze di riferimento, quali la frequenza delle interruzioni, il numero e la durata delle interruzioni annuali, il costo di tali interruzioni. Specifici indici di prestazioni, internazionalmente riconosciuti, forniscono indicazioni inerenti sia l'impatto tecnico, sia l'impatto economico di interruzioni di energia elettrica in una specifica rete elettrica o in una porzione di un sistema elettrico.

È bene sottolineare che la valutazione dell'affidabilità, condotta mediante procedure condivise e ripetibili, ben si presta all'esecuzione di analisi comparative tra reti diverse o tra soluzioni tecniche diverse adottabili nell'ambito della stessa rete. Gli indici quantitativi di affidabilità possono, inoltre, essere calcolati per valutare l'adeguatezza di un investimento economico e anche per verificare le prestazioni di schemi di controllo da attuare nell'ambito del sistema elettrico di interesse.

In dettaglio, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente (ARERA) fornisce obblighi e linee guida [8] per la regolazione dei servizi di distribuzione di energia elettrica, anche definendo indicatori ed incentivi per evitare interruzioni di lunga durata ed assicurare l'affidabilità del servizio mediante opportune e repentine azioni di ripristino.

Le interruzioni degli utenti direttamente ed indirettamente connessi alla rete elettrica [8,9] possono avere diversa origine e molteplici cause. L'identificazione di tali cause è un presupposto fondamentale per affrontare i problemi di disalimentazione e migliorare le prestazioni affidabilistiche del sistema. In particolare, l'ARERA individua, come una possibile origine delle interruzioni di energia, il "sistema elettrico", riferendosi alle azioni agli ordini di disalimentazione impartiti da Terna, in ottemperanza alla necessità di ridurre il carico o la GD per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Ulteriori possibili origini sono connesse a problematiche inerenti la rete di trasmissione o le reti MT e BT di distribuzione dell'energia elettrica.

Le cause di interruzione sono riconducibili alle seguenti macro-aree:

- disalimentazioni per forza maggiore;
- disalimentazioni per risorse insufficienti;
- disalimentazioni programmate;
- disalimentazioni per ulteriori motivazioni.

Vengono classificate come interruzioni per causa di forza maggiore quelle legate ad eventi catastrofici come maremoti, terremoti, eruzioni vulcaniche.

Le disalimentazioni per insufficienza di risorse sono legate all'attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) e della procedura di Riduzione della GGenerazione Distribuita (RIGEDI). Tali procedure sono applicate rispettivamente per l'interruzione, a rotazione, di carichi e per la riduzione della produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili al fine di evitare un disagio energetico duraturo.

Ulteriori cause di interruzione sono quelle legate al verificarsi di guasti tecnici su elementi e componenti di linea non appartenenti alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), danneggiamenti di elementi di rete, contatti accidentali provocati da terzi [8], furti, sabotaggi ed attentati nonché interruzioni programmate su specifica richiesta dell'autorità.

Bisogna, inoltre, tener presente che le interruzioni possono essere classificate in:

- interruzioni lunghe
- interruzioni brevi
- interruzioni transitorie

Per ogni interruzione viene identificato l'elemento (componente di sistema, componente di linea, componente di stazione o elemento di rete) responsabile della mancata fornitura all'utente e il corrispondente proprietario.

L'Autorità stabilisce, inoltre, la modalità di rilevazione del numero di utenti interessati dalla disalimentazione e definisce le regole per registrare la durata di ciascuna interruzione, sia essa breve o lunga, con preavviso o improvvisa.

#### 4.1 L'affidabilità nelle reti elettriche ibride

In questo capitolo, alla luce della definizione di affidabilità precedentemente riportata, l'attenzione viene focalizzata sulle potenziali problematiche di affidabilità delle reti di distribuzione ibride AC-DC.

Le modalità operative, le possibili problematiche, ma anche i vantaggi applicativi delle reti AC sono ormai noti. Per ciò che concerne le reti DC, invece, condizioni di guasto e peculiarità sono note solo in contesti applicativi specifici (es. mobilità elettrica su rotaia) mentre sono ancora in fase di studio nell'ambito dei sistemi elettrici, in cui la ricerca si focalizza sia sulla sperimentazione di soluzioni architettoniche innovative che di tecnologie e dispositivi abilitanti. È facile comprendere, quindi, che in fase di studio risultano anche tutte le problematiche, caratteristiche e modalità operative delle reti ibride; l'interconnessione dei due tipi di reti, infatti, richiede un'accurata analisi delle potenzialità, ma anche delle criticità connesse all'integrazione.

Tale analisi deve essere condotta considerando numerosi fattori tra i quali: le topologie di rete adottate, i livelli di tensione, gli elementi di rete, il tipo di collegamento verso terra del neutro e delle masse, la modalità di funzionamento (grid-connected o isolato), etc. È evidente che la complessità di tali configurazioni può essere anche notevole e, quindi, diverse, molteplici e anche contemporanee possono essere le cause di interruzioni e disalimentazioni elettriche con conseguente riduzione dell'affidabilità del sistema elettrico o di sezioni del settore elettrico.

Nel corso delle attività di progetto, l'attenzione è stata concentrata sulle possibili cause di interruzione della fornitura elettrica per guasti a componenti, sistemi e dispositivi della rete. Bisogna, infatti, tener presente che ciascuna apparecchiatura, ciascun sistema e sottosistema di una rete o di una microrete elettrica è caratterizzato da una probabilità di guasto. L'operatività dei sistemi può essere inficiata da guasti che si presentano nel periodo "infantile" del sistema/componente, durante la vita utile e, infine, guasti a fine vita [10,11], come schematicamente rappresentato dalla curva "a vasca da bagno" riportata in Figura 8.

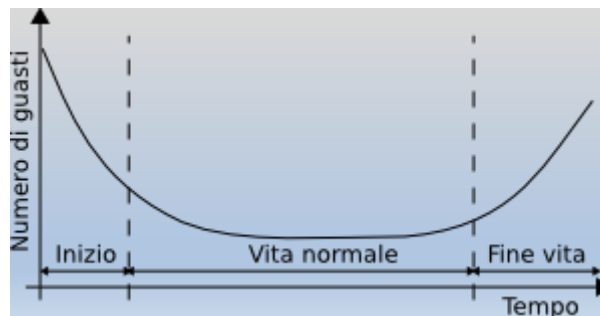


Figura 8: Andamento del tasso di guasto di un sistema/componente

In riferimento al primo intervallo di vita di un dispositivo o di un'apparecchiatura, i guasti sono attribuibili a difetti di costruzione o a problematiche dovute all'inadeguatezza del trasporto o dell'installazione dello stesso. Durante il periodo di vita utile, i guasti possono verificarsi a causa di condizioni elettriche e termiche, quali sovratensioni, sovracorrenti o condizioni operative tali da provocare stress termici alle apparecchiature e/o ai loro componenti. In alcuni casi, il malfunzionamento o la rottura di un sistema di rete può avvenire per cause chimiche (decomposizione e contaminazione) o per cause legate all'invecchiamento.

Nel prosieguo del documento, vengono sintetizzati i risultati dell'analisi delle problematiche, che impattano sull'affidabilità, per i principali sistemi e dispositivi collegati alla rete AC e alla rete/microrete DC, considerando anche gli apparati di conversione collocati all'interfaccia AC/DC e quelli di tipo DC/DC per la connessione al bus DC.

##### 4.1.1 Problematiche di affidabilità relative al Trasformatore

Nell'ambito delle reti AC, il trasformatore rappresenta un elemento cruciale ai fini della funzionalità del sistema elettrico. Ciò significa che, in caso di guasto o sovraccarico del trasformatore, le conseguenze possono ripercuotersi su migliaia di utenti. Dato l'elevato numero di utenze interrotte, in caso di guasto di un trasformatore, si procede con l'alimentazione della rete o della porzione di rete di cui esso fa parte, sovraccaricando un altro trasformatore. È bene tener presente che far lavorare un trasformatore in condizioni di sovraccarico comporta un incremento della temperatura degli avvolgimenti. In particolare, i trasformatori sono progettati per una temperatura ambiente di 30°C, possono sopportare incrementi della temperatura degli avvolgimenti fino a 65°C e resistono ad ulteriori 15°C di hot spot, garantendo il funzionamento, quindi, fino a 110°C. La condizione di sovraccarico e il raggiungimento di temperature elevate possono determinare il deterioramento dello strato di isolante dei cavi degli avvolgimenti e possono, così, ridurre la vita utile di un trasformatore, come si evidenzia dalla formula, di seguito, riportata.

$$vita\ utile[ore] = 10^{\left(\frac{K_1}{273+T(^{\circ}C)} - K_2\right)} \quad (1)$$

dove  $K_1$  e  $K_2$  sono le costanti di invecchiamento del trasformatore.

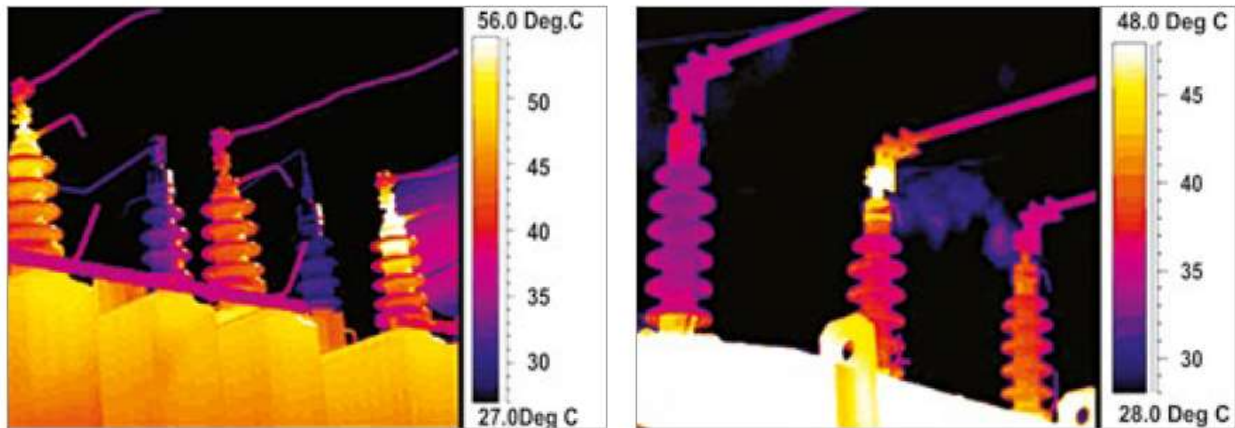
Bisogna, però, considerare che i componenti del trasformatore (avvolgimenti, cassa e olio, nucleo) sono caratterizzati da una certa capacità termica per cui l'incremento di temperatura non è un fenomeno rapido. Occorrono diverse ore prima che la temperatura raggiunga valori proibitivi in un trasformatore. Questo permette l'utilizzo in sovraccarico dello stesso per un breve periodo di tempo e senza che ciò comporti una riduzione della vita utile del trasformatore.

Condizioni operative che determinano, invece, il superamento dei limiti termici consentiti, possono causare eventi disastrosi [12,13]. Si pensi alla cassa del trasformatore e all'olio ivi presente. In caso di superamento della temperatura massima consentita di 110°C, si verifica una fuoriuscita dell'olio, un aumento della pressione nella cassa, fenomeni, questi, che possono portare alla rottura della cassa stessa.

Un'altra situazione disastrosa si può verificare quando gli avvolgimenti raggiungono temperature superiori ai valori consentiti e, come condizione aggravante, è presente umidità. In tal caso si possono avere danni irreparabili. Si pensi, inoltre, che il 17% dei guasti del trasformatore è dovuto a criticità legate agli isolatori [14] e possono provocare l'incendio o addirittura l'esplosione del trasformatore.

Gli isolatori sono realizzati in vetro, porcellana o materiali polimerici.

I danni agli isolatori possono essere causati da diversi fattori tra i quali l'elevato stress cui è sottoposto il dielettrico in condizioni di sovraccarico. In tal caso, viene a formarsi, nell'isolatore, un arco elettrico che consente il passaggio della corrente dal conduttore interno all'esterno del dispositivo. In alcuni casi questa corrente si auto estingue, in altri, invece, causa un cortocircuito con danni disastrosi. Le criticità del dielettrico sono dovute alla presenza di umidità, sale marino, fertilizzanti, inquinamento industriale e ulteriori contaminanti introdotti attraverso fratture nella porcellana. Criticità sono anche rappresentate dalle perdite d'olio e dall'alta temperatura ambiente. Gli isolatori possono anche essere interessati da hot spot dovuti a inadeguata installazione. Molte di queste problematiche possono essere rilevate solo mediante termografia IR (Figura 9) mentre il trasformatore è sotto carico.



**Figura 9: Hot spot su isolatori del trasformatore[14]**

Il 14% dei guasti nel trasformatore sono dovuti a criticità legate ai Commutatori (Tap Charger) o “variatori di rapporto” utilizzati per regolare la tensione agendo sul rapporto tra il numero di spire primarie e secondarie. Si tratta di dispositivi installati all’esterno o all’interno del trasformatore o in un’apposita ampolla sotto vuoto.

La variazione del rapporto spire può avvenire con il trasformatore fuori tensione (Off Circuit Tap Changer-OCTC) o sotto carico (On Load Tap Changer-OLTC). In particolare, il regolare funzionamento del commutatore può essere inficiato dal deterioramento dei contatti, da problematiche di trafileamento o invecchiamento dell’olio oppure dalla presenza di hot spot. Una condizione di estrema pericolosità si presenta al verificarsi di scariche elettriche. In particolare se il trasformatore è dotato di conservatore dell’olio, il verificarsi di una scarica elettrica può provocare l’accumulo di gas nella camera o la presenza di un flusso di olio.

In tal caso, il sensore di flusso rileva l’anomalia e richiede che il trasformatore venga distaccato all’istante.

Il trasformatore può essere interessato anche da problematiche quali la delaminazione del nucleo magnetico o il malfunzionamento del sistema di raffreddamento.

Le criticità di natura termica sono dovute ad inefficiente raffreddamento.

A completamento dell’analisi delle cause d’interruzione della fornitura dovute al trasformatore, viene, di seguito, riportato, in Tabella 2, riepilogo dei guasti tipici considerati dalla norma CEI EN 60599 [15].

Tabella 2: Cause di guasto del trasformatore CEI EN 60599 [15]

Tipo	Guasto	esempio
PD	Scariche parziali	Scariche nelle cavità gassose derivanti da un'impregnazione incompleta, dall'elevata umidità della carta, dalla supersaturazione dell'olio o della cavitazione e che comportano la formazione di paraffina solida.
D1	Scariche di debole energia	Scintillamento o archi tra cattive connessioni di potenziali diversi o flottanti, provenienti da anelli di schermatura, toroidi, dischi o conduttori adiacenti di avvolgimenti, brasatura rotta o anelli dechiusi nel nucleo . Scariche tra le parti di serraggio, i passanti e la cassa, l'alta tensione e la terra all'interno degli avvolgimenti, sulle pareti della cassa. Tracciature nei blocchi di legno, nella colla delle travi isolanti, nei distanziatori degli avvolgimenti. Cedimento nell'olio corrente di interruzione del selettore
D2	Scariche di alta energia	Scariche superficiali, tracce o archi di alta energia locale o con corrente sostenuta. Cortocircuiti tra bassa tensione e la terra, i connettori, gli avvolgimenti, i passanti e la cassa, le sbarre di rame e la cassa, gli avvolgimenti ed il nucleo, nel condotto dell'olio, nella torretta. Anelli chiusi tra due conduttori adiacenti attorno al flusso magnetico principale, i bulloni isolati del nucleo, gli anelli metallici che sostengono le colonne del nucleo.
T1	Guasto termico $t < 300^{\circ}\text{C}$	Sovraccarico del trasformatore in situazioni di emergenza. Elemento bloccante che limita il flusso di olio negli avvolgimenti. Flusso disperso nelle travi di smorzamento dei gioghi.
T2	Guasto termico $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	Contatti difettosi tra le connessioni imbullonate (tra le sbarre di alluminio), i contatti scorrevoli, i contatti all'interno dell'interruttore selettore (formazione di carbone pirolitico), le connessioni tra il cavo e i conduttori estraibili dei passanti. Correnti di circolazione tra i serraggi dei gioghi ed i bulloni, i serraggi ed i lamierini, nella messa a terra, saldature e serraggi difettosi nelle schermature metalliche. Isolamento danneggiato tra i conduttori adiacenti paralleli negli avvolgimenti
T3	Guasto termico $t > 700^{\circ}\text{C}$	Forti correnti di circolazione nella cassa e nel nucleo. Correnti minori nella parete della cassa create da un campo magnetico elevato non compensato. Cavallotti nei lamierini di acciaio del nucleo.

#### 4.1.2 Problematiche di affidabilità relative al Circuit Breaker

Eventuali condizioni di criticità al sistema elettrico possono anche essere indotte da guasti legati agli interruttori Circuit Breaker (CB).

Il livello di complessità costruttiva di un CB può essere notevole e diversi possono essere i meccanismi di guasto che portano al danneggiamento o alla rottura del componente.

L'interruttore può risultare interessato da guasti aprendosi, quando non è prevista una sua apertura oppure non aprendosi quando dovrebbe, etc. Ulteriori modalità di guasto possono spontaneamente presentarsi mentre l'interruttore funziona nelle sue normali condizioni operative. Il CB può danneggiarsi per mancanza di adeguata lubrificazione e bisogna evidenziare che la "delicatezza" di tale dispositivo è tale che esso può rompersi anche durante le regolari operazioni di test e manutenzione.

In dettaglio, il CB attua un'apertura indesiderata in caso di erroneo coordinamento delle protezioni. Guasti e rotture dei CB possono accadere in caso di errori nel cablaggio di controllo, di attuatori scarichi o perché il componente rimane bloccato. Fenomeni di deterioramento dell'isolante (aria, olio, vuoto, etc.), dovuti all'invecchiamento dello stesso, possono verificarsi nel CB in maniera analoga a quanto succede nel

trasformatore. Un'altra problematica da prendere in considerazione è quella dell'erosione dei contatti del CB. In particolare, ogni volta che i contatti interrompono una corrente, una piccola parte del materiale del contatto C si vaporizza. La formula (2) può essere utilizzata per calcolare la quantità erosa C, in grammi, per ogni evento di chiusura o apertura del contatto.

$$C = \frac{V * I * t}{H} \quad (2)$$

dove: V è la tensione tra i contatti, I è la corrente, t è la durata dell'evento di chiusura o apertura, H è il calore di vaporizzazione del materiale de contatto.

Le condizioni di funzionamento e l'entità dell'erosione dei contatti vengono continuamente monitorate al fine di poter attuare, in maniera preventiva, interventi di manutenzione o sostituzione, evitando così il guasto o la rottura improvvisi del CB.

#### 4.1.3 Problematiche di affidabilità degli scaricatori di sovratensione

Altra problematica di rilievo per l'affidabilità delle reti elettriche è rappresentata dai fenomeni di sovratensione delle linee elettriche aeree. Tali sovratensioni si manifestano a seguito di eventi di origine atmosferica come la caduta di fulmini sulle linee elettriche o a seguito di azioni di intervento legate alla commutazione degli interruttori (switching action) o per operazioni interne al sistema elettrico. Pertanto, le sovratensioni possono avere impatti sia sulla resilienza del sistema che sulla sua affidabilità. In condizioni di sovratensione, la protezione si applica introducendo un dispositivo collocato tra i conduttori e la terra che viene denominato scaricatore o varistore. In MT si utilizzano scaricatori di sovratensione a resistenza non lineare con spinterometri, scaricatori ad ossido di zinco (ZnO) o a ossido metallico (MO).

È bene tener presente che il grado di affidabilità raggiunto dalle tecnologie adottate in questo ambito è molto elevato. Superate le criticità dei vecchi scaricatori legate all'infiltrazione di umidità, i meccanismi di rottura dei varistori sono dovute essenzialmente a sovratensioni per guasti a terra o per cortocircuiti tra sistemi a tensione diversa. Ulteriori cause di guasto degli scaricatori sono: foratura, crack per tensione o per compressione, fuga termica. La foratura e il crack si verificano in presenza di un hot spot con espansione termica che sollecita e stressa il dispositivo. Fenomeni di fuga termica si possono verificare a basse ed alte densità di correnti e rappresentano la causa più frequente di guasto negli scaricatori di tensione.

In BT si utilizzano limitatori di sovratensione (Surge Protection Device) per evitare danni ad apparecchiature e sistemi (Figura 10).



Figura 10: Scaricatori di tensione ([www. Siemens.com](http://www.Siemens.com))

In particolare, nei sistemi di distribuzione in BT mediante linee aeree, è bene installare un dispositivo Surge Protection Device (SPD) con elevato potere di scarica all'inizio dell'impianto e nelle immediate vicinanze del pozzetto di terra. Se, inoltre, nell'impianto sono presenti sistemi o apparecchiature particolarmente sensibili,

è bene proteggere queste ultime installando scaricatori di sovratensione nelle immediate vicinanze del sistema “sensibile”.

#### 4.1.4 Problematiche di affidabilità relative all’infrastruttura di rete

L’infrastruttura delle reti elettriche è costituita da un insieme di sostegni a tralicci e di linee aeree e in cavo, anche di tipo sottomarino. È chiaro che la continuità della fornitura elettrica può essere inficiata da problematiche riguardanti anche gli elementi di tale infrastruttura (Figura 11).



Figura 11: Infrastruttura elettrica ([www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it))

Si considerino, in primis, i pali che sostengono i cavi. Essi rappresentano elementi vulnerabili nella distribuzione dell’energia elettrica [11] siccome eventi meteorologici (vento, ghiaccio, etc.) o accidentali possono provocare danni che inficiano l’alimentazione di porzioni di rete elettrica. I tralicci sono realizzati in materiali diversi e hanno forme diverse secondo la tensione della rete cui appartengono.

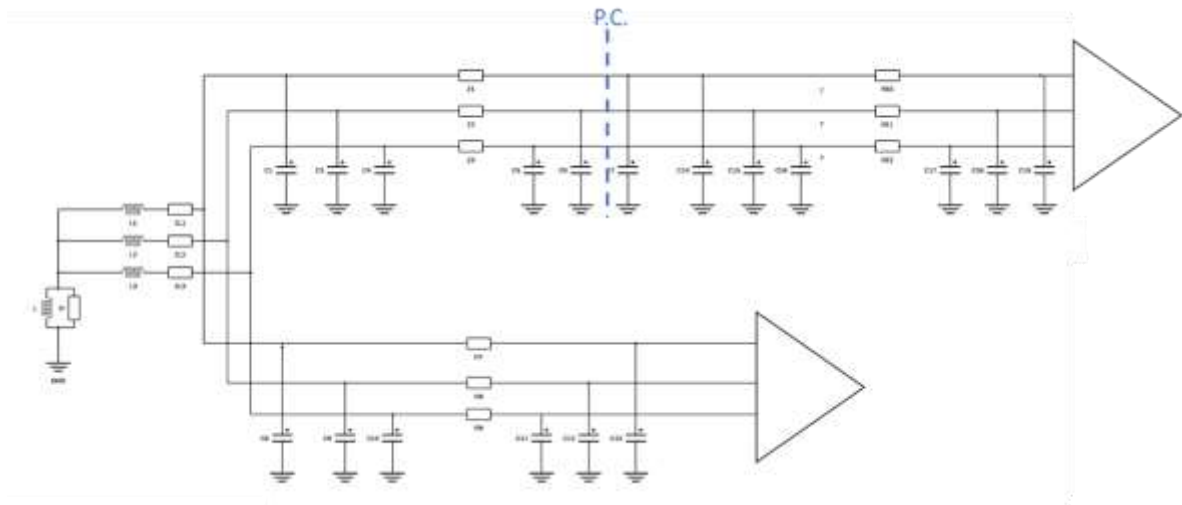
Ulteriori cause di interruzione sono imputabili a criticità legate alle linee in cavo. Così come per gli altri componenti, anche in questo caso dobbiamo distinguere i fenomeni non connessi all’ordinaria operatività (es. eventi meteo avversi) che impattano sulla resilienza del sistema da quelli connessi al funzionamento non emergenziale del sistema che ne inficiano l’affidabilità.

Una delle principali preoccupazioni relative all’affidabilità dei cavi, in particolare, riguarda la riduzione della rigidità dielettrica dell’isolamento dovuta alla penetrazione dell’umidità, al surriscaldamento e alle abrasioni. Problematiche di questo tipo sono state affrontate per altri componenti e sistemi in questo documento. In particolare, ogni qualvolta, viene meno la capacità di tenuta dielettrica dell’isolante a causa di sollecitazioni ambientali, elettriche, termiche o meccaniche, si ha la scarica dell’isolamento che determina il progressivo deterioramento del componente.

Bisogna sottolineare che, fino a poco tempo fa, nel caso dei pali della rete, la manutenzione e le verifiche delle condizioni dell’isolante e del palo venivano effettuate solo quando il traliccio non era energizzato. Ciò comportava chiaramente problemi agli utenti che venivano, in tal caso, scollegati ma anche alle linee elettriche che venivano sovraccaricate per far fronte alla situazione e per ridurre al minimo il disagio degli utenti. Recentemente, E-distribuzione ha effettuato interventi di manutenzione su migliaia di Km di linee aeree di MT, di sezionatori aerei e di migliaia di trasformatori a palo mediante ispezioni eliportate. L’utilizzo di un elicottero equipaggiato con tecnologie innovative per la rilevazione visiva ha permesso, mediante volo a bassa quota, la verifica dello stato di pali, mensole e isolatori con la rilevazione di eventuali anomalie e l’attivazione di interventi da parte di personale specializzato. Tali ispezioni eliportate sono state condotte senza alcuna interruzione di servizio.

#### 4.1.5 Problematiche di affidabilità inerenti la connessione a terra

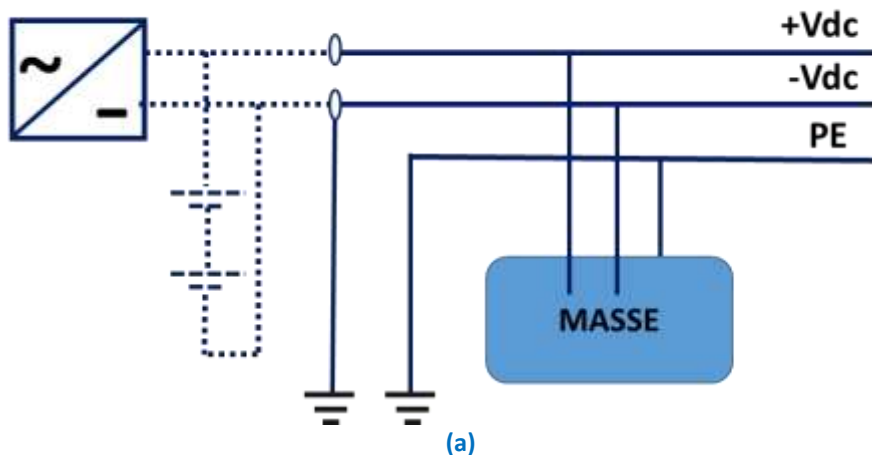
Ulteriori problematiche da non sottovalutare sono quelle legate alla tipologia di collegamento verso terra del neutro e delle masse [16]. In dettaglio, in Italia, la distribuzione dell’energia elettrica in MT avviene in AC e la soluzione adottata è quella con neutro compensato mediante bobina Petersen (Figura 12). La precedente soluzione di sistemi IT è stata cambiata a partire dal 2004, per problematiche sorte, nell’ultimo decennio.



**Figura 12: Connessione a terra della rete in MT**

In BT, invece, i sistemi di distribuzione sono caratterizzati da collegamento a terra di tipo TT. Solo nel caso di utilizzatori proprietari della cabina di trasformazione è adottabile un sistema di tipo TN, con il collegamento del neutro del trasformatore MT/BT a terra ed il collegamento delle masse al neutro, che può fungere anche da conduttore di protezione (TN-C). Si tratta di schemi di collegamento verso terra con prerogative ed applicazioni diverse.

Anche nelle reti DC in BT, come indicato nella norma IEC 60364 [17], i sistemi si distinguono in TT, TN, IT. In dettaglio, in un sistema TT unipolare a due fili, uno dei due poli viene messo a terra (Figura 13(a)). In un sistema TT bipolare a tre fili, è il punto medio del sistema ad essere messo a terra, come riportato in Figura 13(b). In entrambi i casi le masse vengono collegate a terra mediante un conduttore di protezione PE. I due impianti di terra (quello cui è collegato il polo o il punto medio e quello cui sono collegate le masse tramite PE) devono essere elettricamente indipendenti.



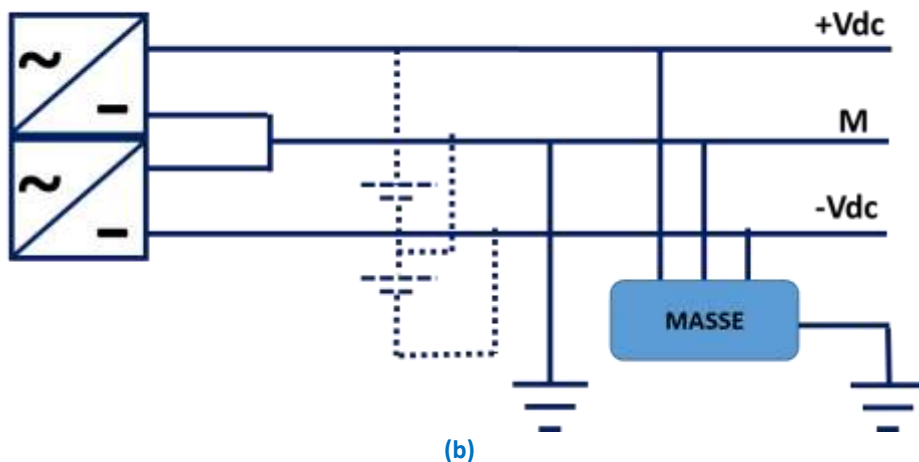


Figura 13: Collegamento a terra nelle Reti DC

A valle dell’analisi degli schemi di collegamento verso terra nelle reti DC, vengono analizzati i possibili guasti e, quindi, le possibili cause di interruzione riscontrabili in reti DC unipolari [18] con una polarità collegata a terra.

Si consideri la rete DC a due fili con la polarità negativa a massa riportata in Figura 14. Si può osservare che, in caso di guasto tra le due polarità, può stabilirsi una corrente di corto circuito  $I_{cc}$ , la cui ampiezza è determinata dal valore della tensione di alimentazione  $U$  e che, quindi, può essere anche di notevole entità. Di conseguenza, i sistemi di protezione per le correnti di corto circuito da adottare in reti DC unipolari devono essere dimensionati anche in base alla tipologia di guasto descritta.

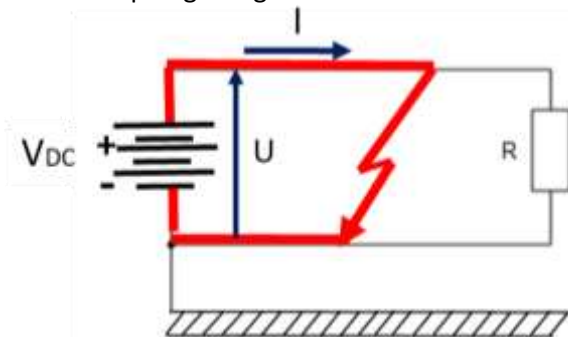


Figura 14: Rete DC con polarità negativa a terra: guasto tra le polarità

Nel caso in cui il guasto interessi, invece, la polarità non collegata a terra, si stabilisce una corrente il cui percorso viene rappresentato in Figura 15. Tale corrente dipende anche dall’impedenza del terreno.

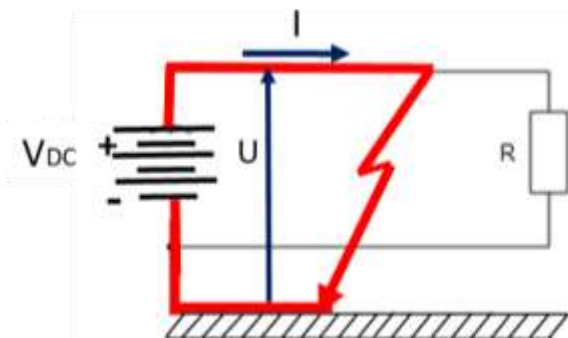


Figura 15: Rete DC con polarità negativa a terra: guasto alla polarità non collegata a terra

Un'ulteriore criticità si presenta in caso di guasto alla polarità collegata verso terra (Figura 16) di una rete DC unipolare. Il valore della corrente che circola nel percorso rappresentato in Figura 16 dipende dalla tensione di alimentazione, dalla resistenza di terra, ma anche dalla caduta di tensione ai capi del carico.

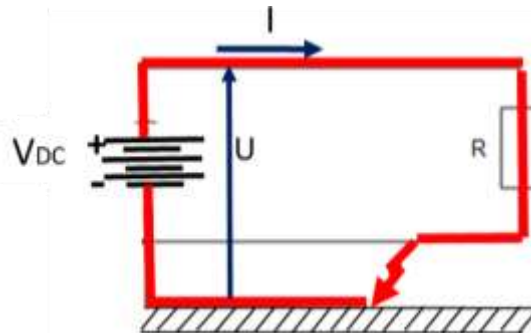


Figura 16: Rete DC con polarità guasta collegata a terra [18]

Si considerino, ora, i possibili guasti per una rete DC con il punto mediano collegato verso terra (Figura 17). Anche in questo caso, possono presentarsi interruzioni dovute a guasti che coinvolgono le due polarità, la polarità positiva e la terra oppure la polarità negativa e la terra. Tali tipologie di guasti sono riportate nelle seguenti figure.

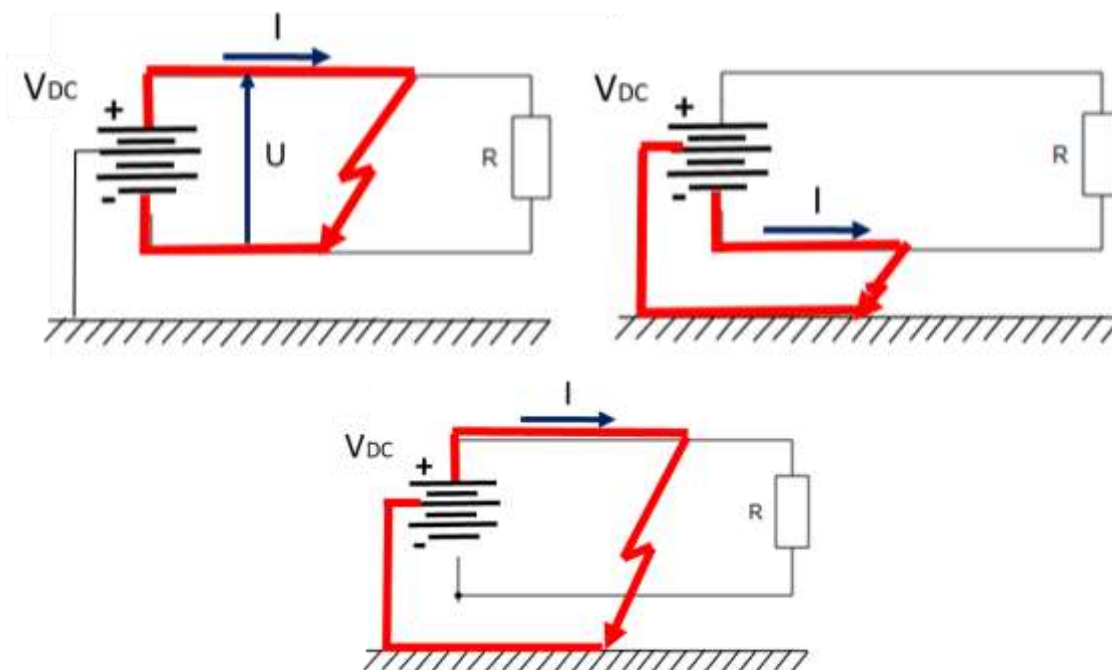


Figura 17: Rete DC con punto mediano a terra

Come precedentemente accennato, le reti in corrente continua possono anche essere di tipo TN e IT. In dettaglio, nel caso di reti di tipo TN il polo o il punto mediano dell'alimentazione è messo direttamente a terra e le masse sono connesse allo stesso punto di messa a terra. A seconda che il polo (o punto mediano) messo a terra sia separato o meno dal conduttore di protezione, si possono distinguere tre diversi tipi di rete DC TN: TN-S, TN-C e TN-C-S.

Nel caso di tipologia TN-S vi sono due diversi conduttori, uno relativo al polo connesso a terra e un altro di protezione (Figura 18). In reti TN-C il conduttore PEN funge da conduttore di protezione, ma anche da polo o mediano messo a terra (Figura 19).

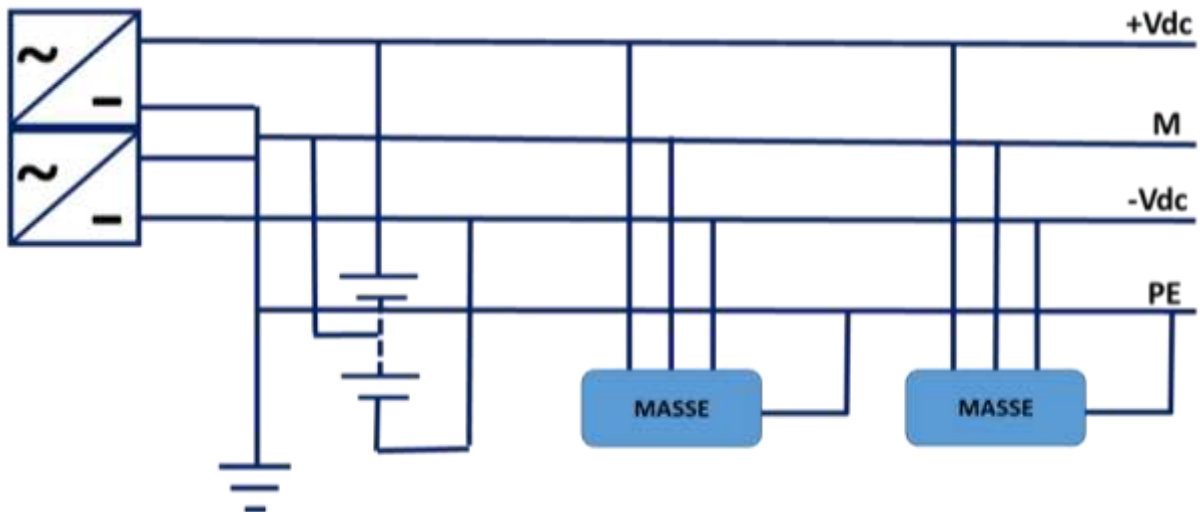


Figura 18: Rete DC di tipo TN-S con mediano dell'alimentazione messo a terra

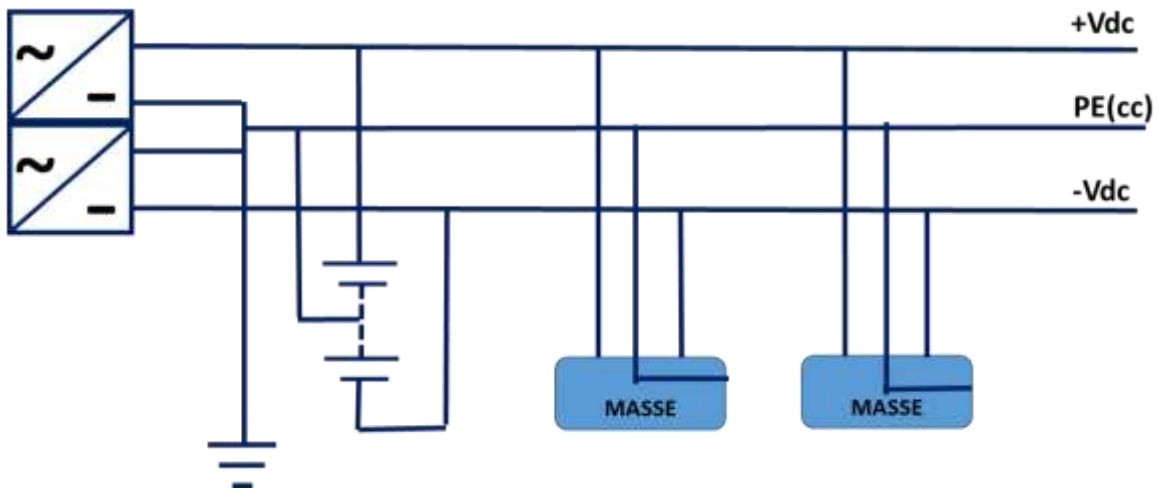


Figura 19: Rete DC di tipo TN-C

I sistemi di tipo TN-C-S sono, infine, caratterizzati da conduttore di protezione PEN e polo messo a terra in parte combinati e, in parte, separati (Figura 20).

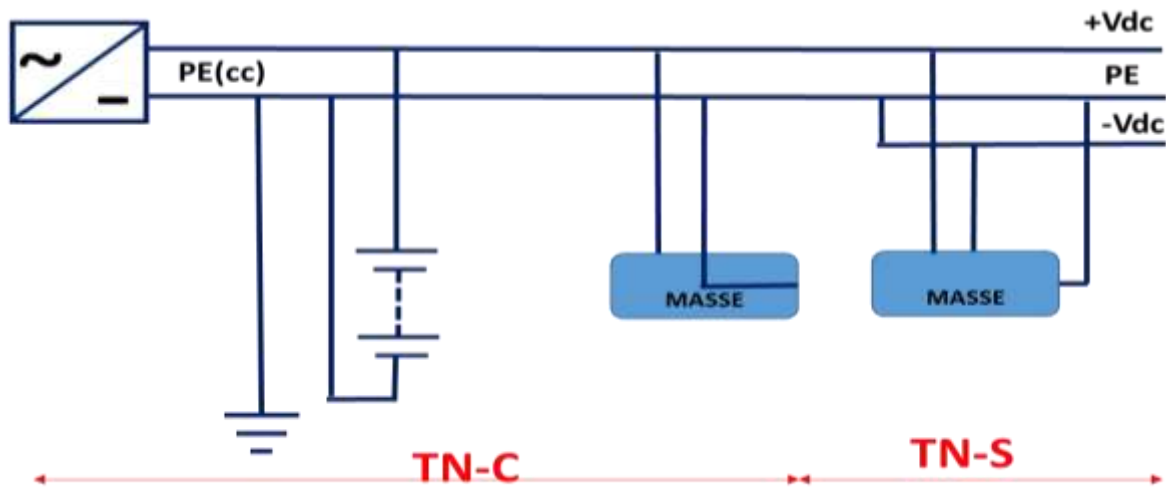


Figura 20: Rete DC di tipo TN-C-S

Nelle seguenti figure sono, inoltre, riportati i sistemi di distribuzione in DC di tipo IT in cui nessuna connessione a terra è presente sul lato alimentazione e, per ciò che concerne le masse, esse devono essere collegate tutte allo stesso punto di messa a terra (Figura 21).

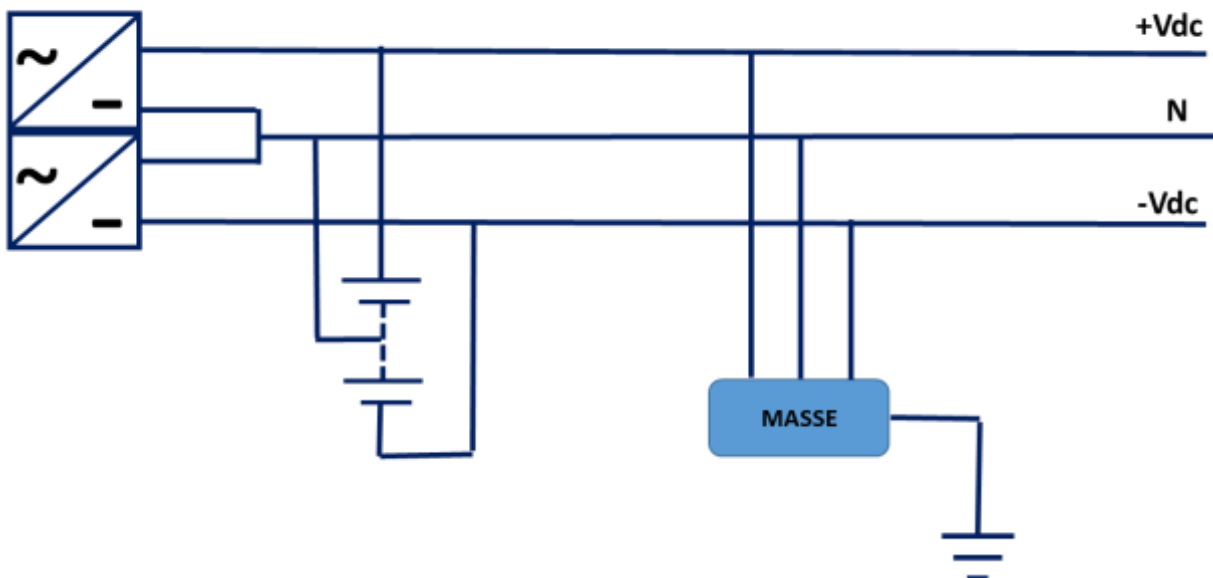


Figura 21: Rete DC di tipo IT

In una rete DC isolata (schema di tipo IT) si possono verificare condizioni di guasto singolo a terra senza interruzioni della fornitura elettrica. Tali condizioni sono, di seguito, riportate in dettaglio. Si consideri la condizione di singolo guasto tra le due polarità mostrata in Figura 22.

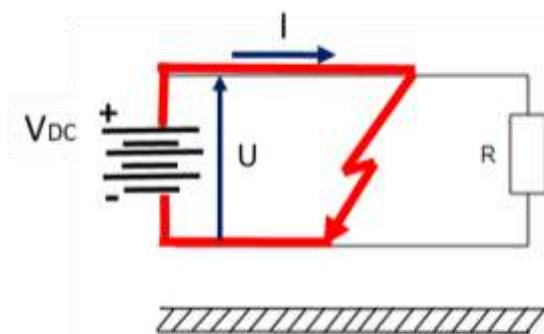


Figura 22: Rete DC (IT): guasto tra le polarità

Si stabilisce, in tal caso, una corrente di corto circuito  $I_{cc}$ , la cui ampiezza dipende dal valore della tensione di alimentazione. Qualora, invece, il guasto coinvolga una delle due polarità e la terra, la rete continua a funzionare e non si verifica alcuna interruzione, come rappresentato in Figura 23.

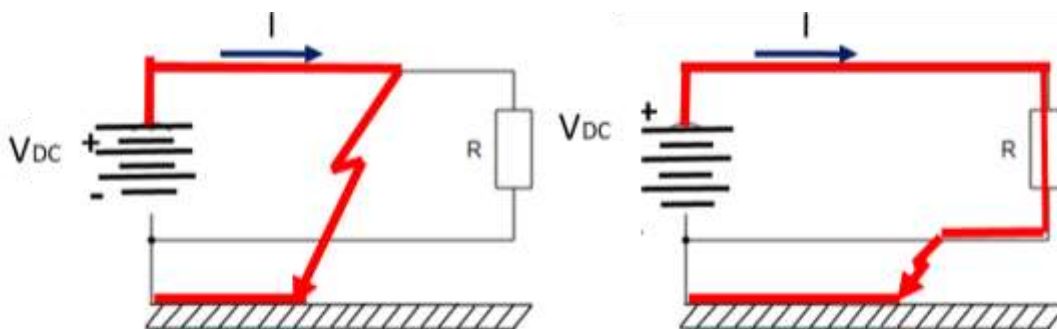


Figura 23: Rete DC (IT): guasto tra una delle due polarità e la terra

Una disalimentazione si potrebbe presentare se, invece, entrambe le polarità risultano coinvolte nel guasto. Come mostrato in Figura 24, la corrente che si stabilisce, in tale condizione, potrebbe circolare in un percorso chiuso che comprende anche la terra.

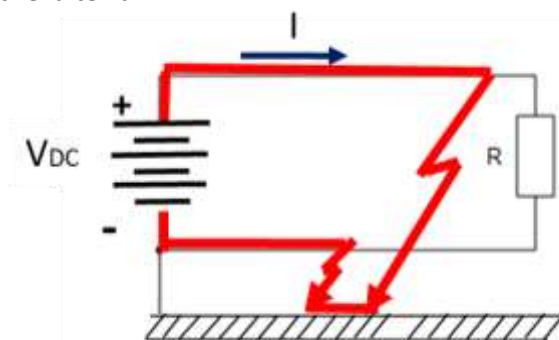


Figura 24: Rete DC (IT): guasto delle due polarità

Lo schema di collegamento verso terra di tipo IT viene adottato solo nei casi in cui sia richiesta continuità anche a fronte di un primo guasto. È chiaro, però, che risulterà necessario dotare la rete di opportuni dispositivi di protezione in grado di segnalare e attivare procedure per l'eliminazione del primo guasto, onde evitare di incorrere in un secondo guasto che potrebbe determinare un'interruzione dell'energia elettrica.

#### 4.1.6 Problematiche di affidabilità inerenti i sistemi di interfaccia AC-DC

Ulteriori cause di disalimentazione possono verificarsi all'interconnessione tra la rete AC e quella DC in presenza di uno o più convertitori di interfaccia o Front End Converter (FEC) e di particolari condizioni di collegamento e messa a terra. Tali convertitori, funzionalmente pensati e progettati come elementi bidirezionali per permettere il flusso di corrente da e verso la rete AC, possono costituire un elemento di criticità quando si presenta una condizione di guasto. Alcune soluzioni topologiche, infatti, in particolari condizioni di cablaggio e connessione a terra possono veicolare le correnti di guasto dalla rete DC alla rete AC in presenza di protezioni inadeguate.

Si consideri, ad esempio, il caso di cortocircuito sul lato DC [19] del convertitore di interfaccia (Figura 25). Tale condizione, indipendentemente dal tipo di connessione a terra, può essere modellata mediante un carico a bassa resistenza  $R_{sc}$  sul lato DC del convertitore. Per valori di resistenza di guasto pari maggiori o pari a  $100 \Omega$ , il valore della corrente assorbita sul lato AC rientra ancora nei limiti massimi stabiliti dalle specifiche del convertitore, esso riesce, pertanto, a controllare la tensione sui terminali di uscita e a mantenerla pari al valore nominale del bus DC.

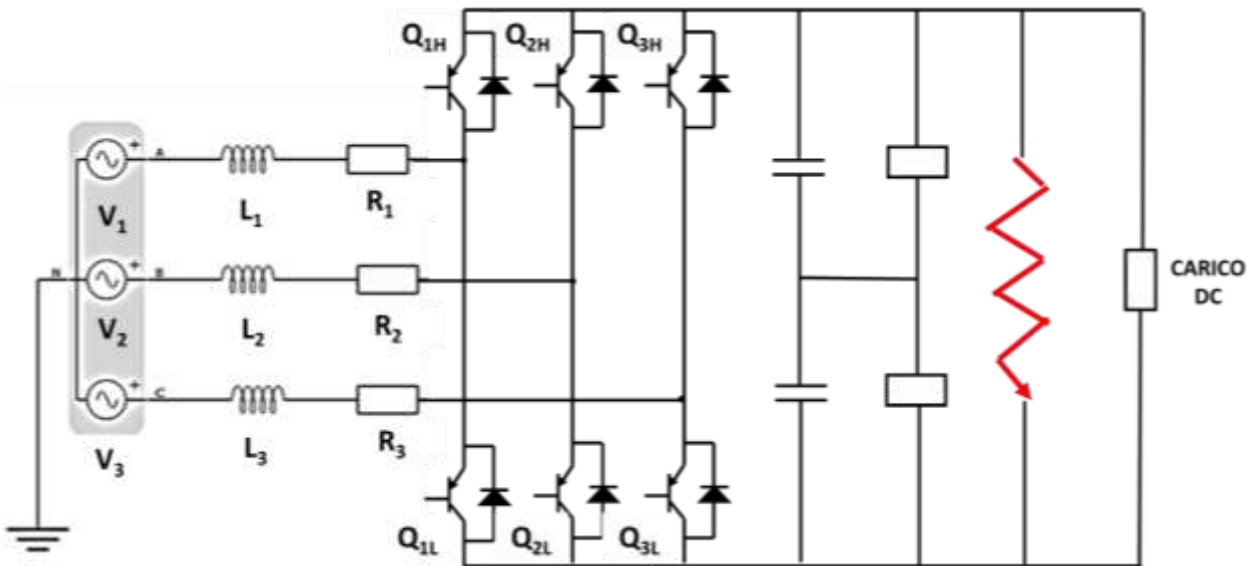


Figura 25: Guasto di tipo cortocircuito sul lato DC del convertitore di interfaccia

I componenti switching del convertitore continuano a funzionare secondo la modulazione Pulse Width Modulation (PWM) e la corrente di uscita sul lato DC ha un valore contenuto che non causa l'intervento dei dispositivi di protezione per sovracorrente, possono, però, presentarsi archi elettrici.

Quando la resistenza di guasto assume valori molto piccoli, la corrente assorbita aumenta e il convertitore lavora con correnti che possono danneggiare i componenti elettronici. Nel caso estremo di resistenza nulla, il convertitore di interfaccia si comporta come un raddrizzatore a diodi (Figura 26). La corrente di guasto è limitata, in tali condizioni, solo dalle impedenze della rete, da cablaggi, filtri. Essa può, quindi, raggiungere valori tali da provocare la rottura dei dispositivi elettronici.

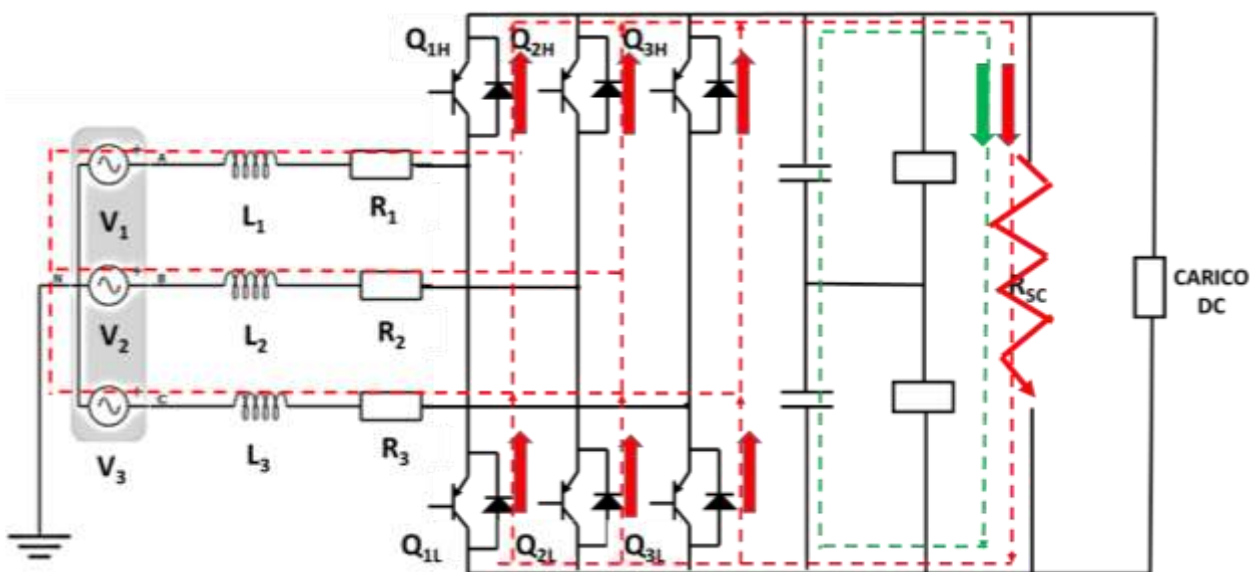


Figura 26: Circolazione della corrente  $I_{sc}$  durante un cortocircuito sul lato DC del FEC

A bassa resistenza  $R_{sc}$  la situazione può peggiorare a causa della presenza di sistemi di generazione da fonte rinnovabile o di sistemi di accumulo sulla rete DC (Figura 27) che possono portare all'incremento della corrente di corto circuito.

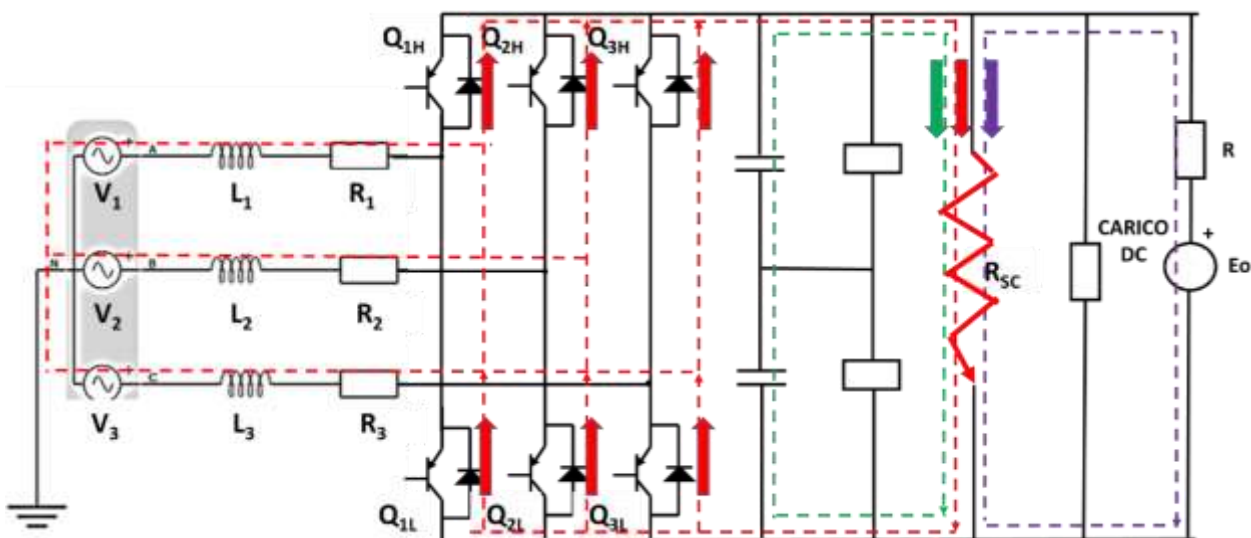


Figura 27: Cortocircuito sul lato DC del FEC in presenza di un sistema di accumulo

Per ciò che concerne il guasto a terra sul lato DC del convertitore di interfaccia bisogna prendere in considerazione sia la specifica modalità di connessione a terra, sia il valore della resistenza di guasto (Figura 28).

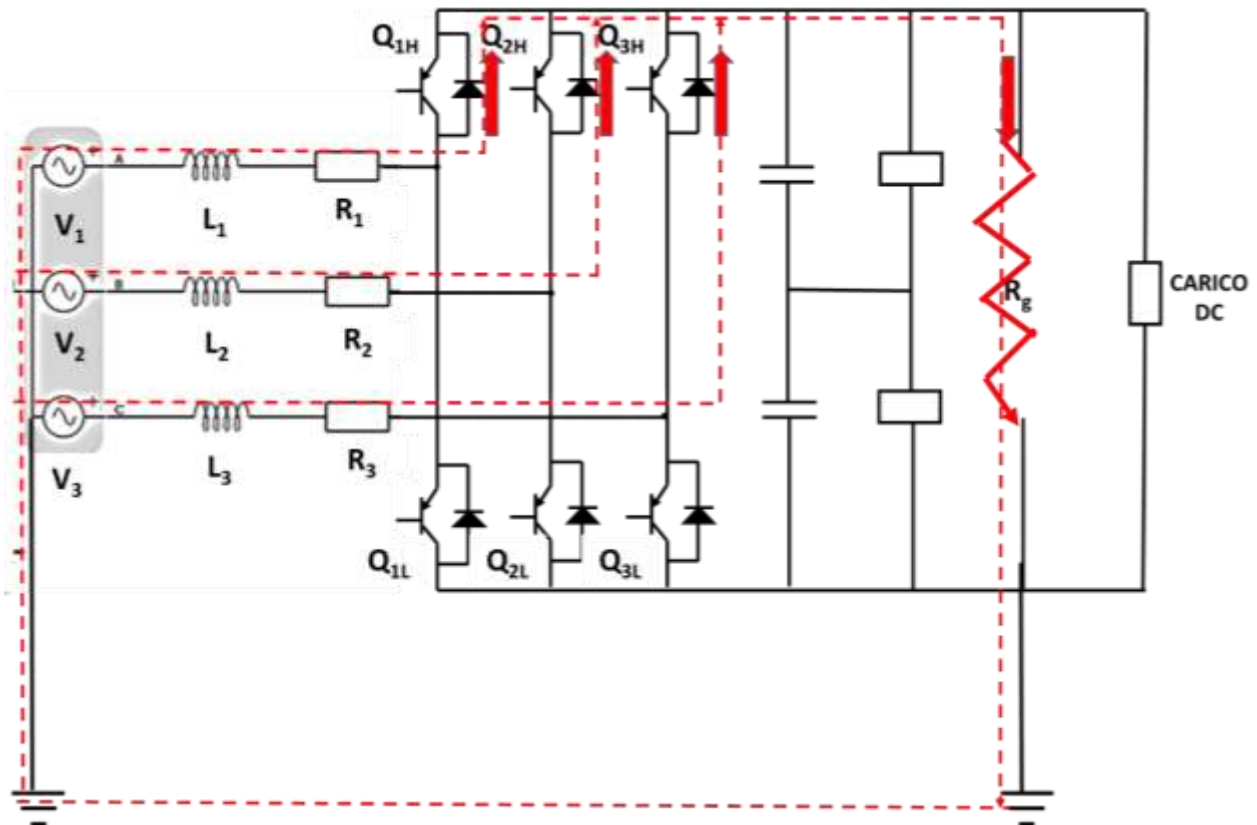


Figura 28: Guasto a terra sul lato DC del convertitore di interfaccia [19]

Come rappresentato in Figura 28, in caso di guasto a terra del polo positivo sul lato DC del convertitore (considerazioni simili si hanno nel caso di guasto a terra del polo negativo), in una rete elettrica con neutro del trasformatore messo a terra, la corrente di guasto può circolare dal lato DC a quello AC del FEC.

In tali condizioni, la corrente di guasto scorre attraverso i diodi di ricircolo del convertitore.

Se il valore della resistenza di guasto  $R_g$  è elevato ( $50 \Omega$ ), la corrente circola come in Figura 28, il convertitore riesce, dopo un breve transitorio, a controllare la tensione in uscita sul lato DC. L'andamento della corrente AC in ingresso al FEC non cambia rispetto alle normali condizioni operative anche se risulta presente una componente DC di ampiezza limitata.

Per valori di resistenza minori, la corrente può raggiungere valori elevati ed il convertitore funziona da raddrizzatore.

In presenza di sistemi di accumulo o di generatori fotovoltaici sul lato DC del FEC, anche in questo caso, la corrente di guasto risulta incrementata dalla corrente fornita dalla batteria, come rappresentato in Figura 29.

È bene, quindi, sottolineare che, in base alla specifica configurazione di rete, in presenza della Generazione Distribuita e dei sistemi di accumulo, le protezioni devono essere opportunamente dimensionate.

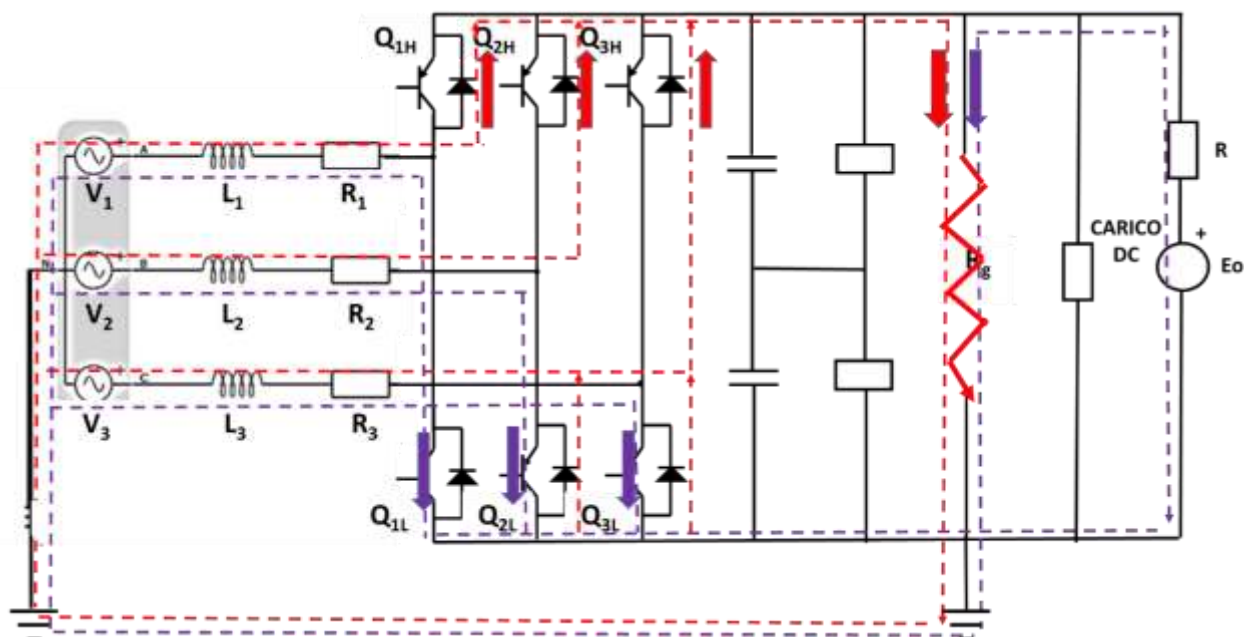


Figura 29: Guasto a terra sul lato DC del FEC in presenza di accumulo elettrico

In caso di neutro del trasformatore isolato e polo negativo a terra sul lato DC, un guasto a terra del polo positivo è caratterizzato dalle stesse condizioni di corto circuito tra i due poli.

Si considerino, inoltre, le condizioni di guasto che possono verificarsi, in particolari condizioni, a causa di cortocircuito (Figura 30) o guasto a terra (Figura 31) su lato AC del convertitore di interfaccia.

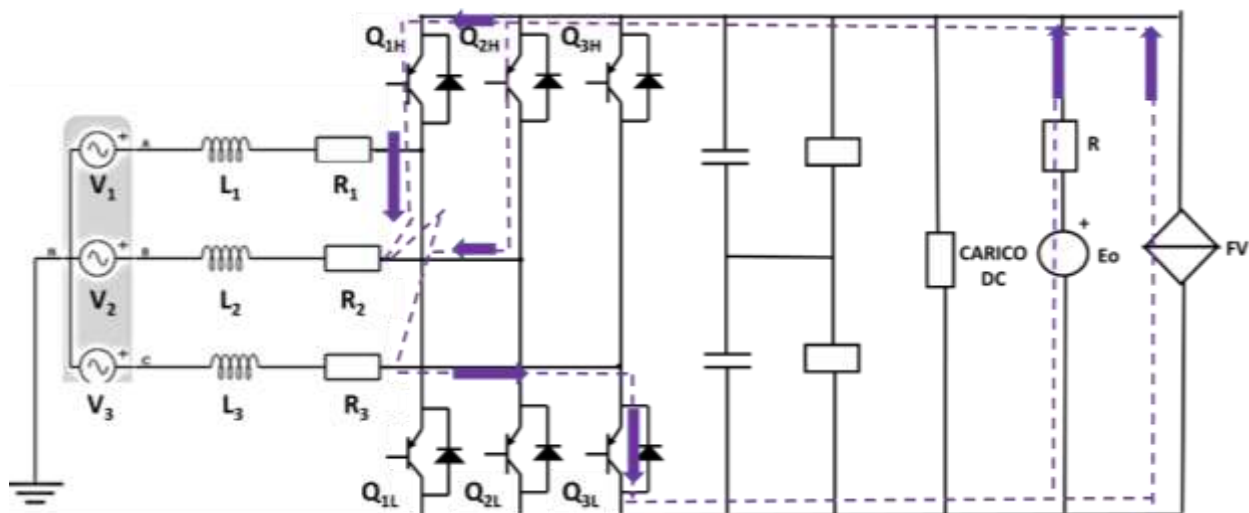
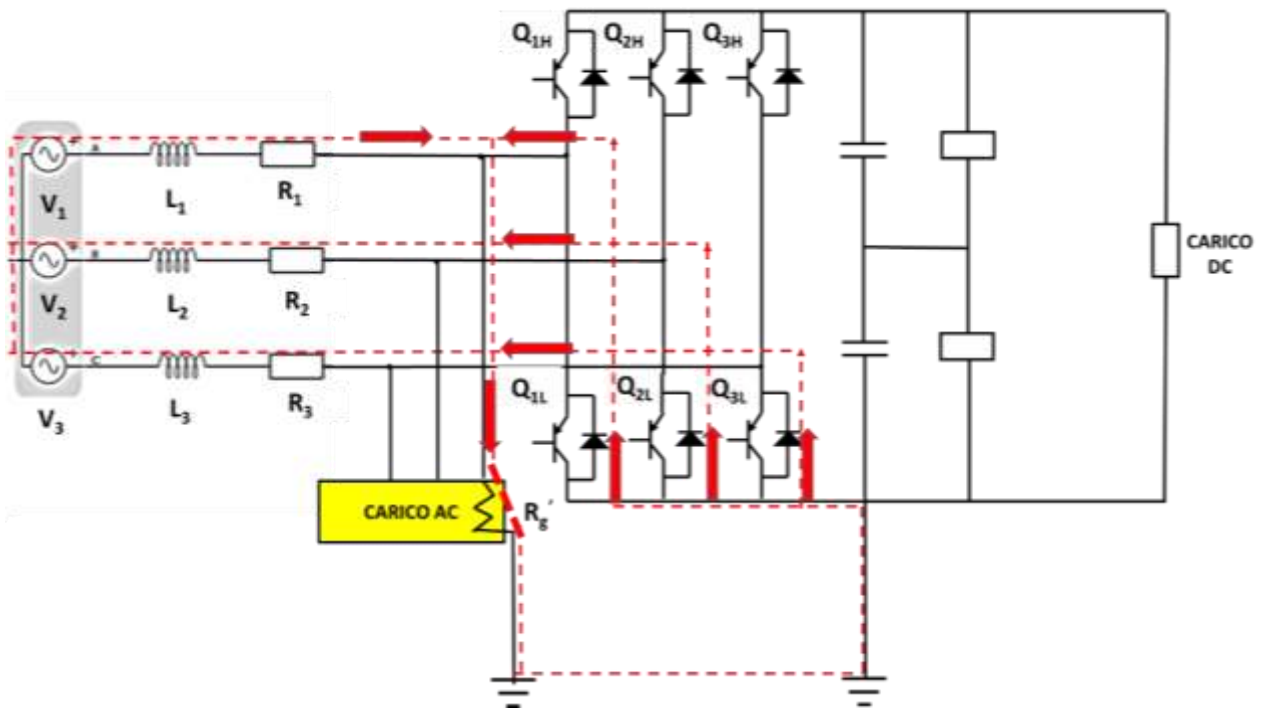


Figura 30: Cortocircuito sul lato AC del convertitore di interfaccia



**Figura 31: Guasto a terra sul lato AC del convertitore di interfaccia**

In caso di cortocircuito ai terminali AC del FEC (Figura 30), quest'ultimo limita il valore istantaneo della corrente per evitare danneggiamenti alla circuiteria interna. La tensione di rete diminuisce e la corrente passa dalla forma d'onda sinusoidale a quella trapezoidale, prima, e poi, diventa ad onda quadra. La situazione peggiora in presenza di condensatori sul lato AC del convertitore. La corrente di corto circuito potrebbe, in tal caso, essere incrementata dalla corrente di scarica dei condensatori. L'utilizzo di più convertitori in parallelo all'interfaccia tra la rete AC e quella DC potrebbe, inoltre, richiedere un'accurata valutazione e progettazione delle protezioni per far fronte a guasti di cortocircuito.

In maniera analoga a quanto considerato precedentemente, il guasto a terra sul lato AC (Figura 31) è visto dal convertitore come un carico aggiuntivo ai terminali d'ingresso. Esso è alimentato dalla corrente AC di rete e il percorso della corrente di guasto si richiude mediante i diodi della stella anodica del convertitore.

La corrente di guasto fluisce, mediante gli avvolgimenti del trasformatore, in tutte le fasi AC, non solo in quella in condizione di guasto. Questa condizione può portare alla saturazione del nucleo del trasformatore. È necessario, quindi, collocare, sul lato AC della rete, opportune protezioni in grado di rilevare simili condizioni di guasto. È chiaro che, in assenza di tali protezioni o in caso di protezioni inadeguate, risulta inficiata la capacità di fornire con continuità la potenza alle utenze collegate e, quindi, l'affidabilità della rete ibrida AC, DC.

Si continui l'analisi delle problematiche di guasto considerando la condizione di resistenza di guasto di valore contenuto (Figura 32).

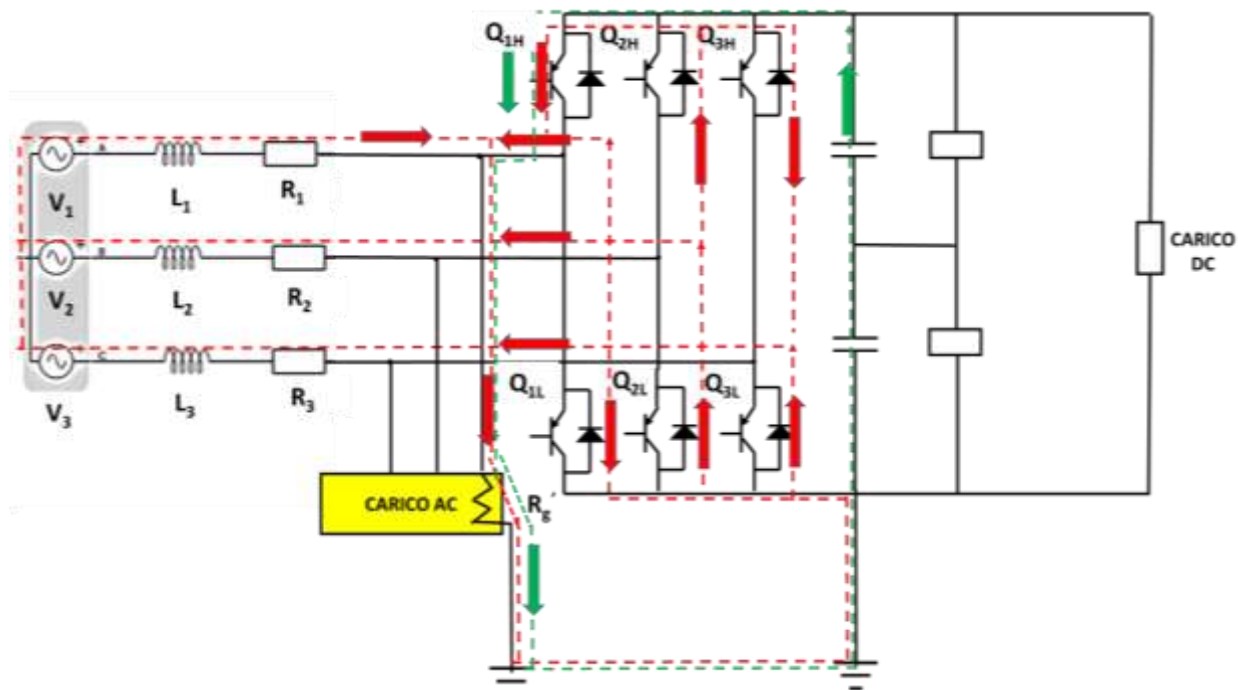


Figura 32: Guasto a terra sul lato AC del convertitore di interfaccia ( $R_g = 50m\Omega$ )

Non appena si presenta il guasto sul lato AC, comincia una scarica repentina dei condensatori sul lato DC e, di conseguenza, diminuisce il valore della tensione DC in uscita al convertitore. Come riportato in Figura 29, la corrente di scarica dei condensatori fluisce nella resistenza di guasto passando attraverso lo switch alto del primo filare. Quando termina la fase di scarica, il convertitore si comporta come un raddrizzatore e la tensione sul lato DC aumenta. Si verifica, poi, una nuova fase di scarica con il ripetersi del funzionamento precedentemente descritto. La componente DC della corrente di guasto sul lato AC, anche in questo caso, fluisce in tutte le fasi e non solo in quella interessata dal guasto. Di conseguenza, le correnti AC sono distorte non solo per la presenza della componente DC, ma anche per le armoniche a bassa frequenza.

Qualora la rete DC fosse caratterizzata dalla presenza di sistemi di generazione a fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, questi ultimi alimenterebbero il guasto, come riportato in Figura 33.

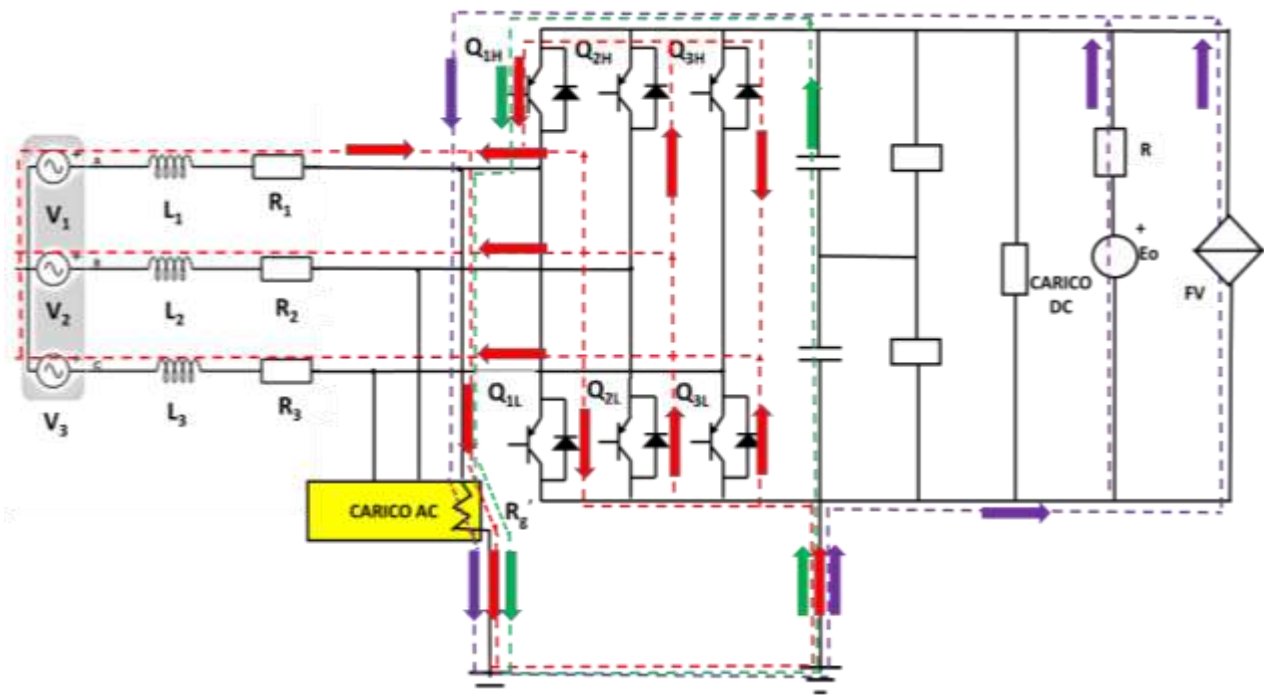


Figura 33: Condizione di guasto sul lato AC in presenza di RES e accumulo

In simili condizioni, il sistema di accumulo e l'impianto fotovoltaico considerato forzano lo scorrimento di una corrente nello switch alto del primo filare.

#### 4.1.7 Problematiche di affidabilità legate all'introduzione della GD nelle reti di distribuzione

Come già indicato all'inizio del presente documento, l'immissione di ingenti quantità di energia elettrica in una rete concepita per essere esercita con flussi di corrente unidirezionali richiede nuovi sistemi di regolazione, protezione e controllo. Problematiche tipiche delle reti caratterizzate dalla presenza di GD sono:

- aumento delle correnti di corto circuito;
- scatto intempestivo e/o mancanza delle selettività dei sistemi di protezione;
- funzionamento indesiderato in isola;
- alimentazione delle linee a seguito di un guasto

È bene tener presente che l'inadeguatezza dei vecchi sistemi di protezione della rete di distribuzione è legata anche al superamento del potere d'interruzione determinato dall'incremento notevole di sistemi di GD presenti sulle diverse linee. A ciò bisogna aggiungere che il coordinamento tra le protezioni in caso di avaria, a monte o a valle delle stesse, non è sempre garantito in presenza di GD. A seguito dell'intervento di un sistema di protezione, nella rete passiva, l'azione del Dispositivo di Richiusura Automatica (DRA) consente l'alimentazione di utenti disconnessi non appena la causa del guasto si auto estingue. In presenza di GD, il generatore presente potrebbe continuare ad alimentare il guasto, anche in assenza della rete. In tali condizioni, è necessario disconnettere tutti gli impianti GD presenti sulla linea seguendo una tempistica adeguata.

Un'ulteriore causa di disservizio è rappresentata dal funzionamento in isola dei sistemi GD. Il Regolamento UE 631 del 2016 [20] definisce il "funzionamento in isola" come funzionamento indipendente di un'intera rete o di una sua parte, isolata dopo il distacco dal sistema interconnesso, che dispone di almeno un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che fornisce potenza alla rete in isola e controlla la frequenza e la tensione". La norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle

reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” [21] distingue, inoltre, due casi di funzionamento in isola:

- Funzionamento in rifiuto di carico (ammessa in qualsiasi condizione), ovvero quando l’impianto di produzione dell’Utente alimenta l’intera propria rete, o parte di essa, quando è separata dalla rete del Distributore;
- Isola su rete del Distributore (non è mai ammessa, salvo casi regolamentati su specifica richiesta del Distributore), ovvero quando l’impianto di produzione dell’Utente alimenta l’intera rete o parte della rete del Distributore. È bene tener presente che il funzionamento in isola può comportare problematiche di sicurezza.

In contesti caratterizzati da impianti GD con la presenza di protezioni, il verificarsi di un guasto monofase a terra può determinare criticità lungo la linea giacché l’ampiezza delle correnti omopolari è tale da non essere affatto rilevata dai relè dell’impianto GD con neutro isolato. Potrebbero, in tal caso, intervenire solo i relè di massima tensione omopolare.

Se, inoltre, non ci sono centri satellite e sistemi di protezione lungo la linea, non è attuabile un’azione selettiva della porzione di linea interessata dal guasto da quelle funzionanti per ridurre al minimo il disservizio.

Risulta, quindi, necessario disporre di attrezzature/sistemi in grado di garantire il funzionamento in parallelo con la rete, la stabilità della frequenza e della tensione fornita dalla GD e protezioni che possano intervenire in caso di guasto.

Nel caso, invece, di GD caratterizzata dalla presenza di centri satellite, le protezioni installate potrebbero non funzionare correttamente nell’azione di rilevazione del guasto nel caso in cui quest’ultimo si verificasse con correnti omopolari contenute. In tali condizioni potrebbe intervenire solo il relè di massima tensione omopolare che non è, però, previsto nel caso considerato.

#### 4.1.8 Ulteriori problematiche di affidabilità inerenti le reti DC

Nei precedenti paragrafi sono state già considerate le problematiche di affidabilità legate ai sistemi di interfaccia AC-DC, alla modalità di collegamento a terra e all'infrastruttura di rete che interessano sia la sezione AC, sia quella DC della rete ibrida.

Procedendo nello studio delle possibili tipologie di guasto nelle reti DC, è necessario focalizzare l'attenzione anche su ulteriori sistemi e dispositivi, quali i convertitori DC-DC impiegati per il collegamento delle diverse unità di generazione, accumulo e carico alla rete in corrente continua.

I convertitori DC-DC utilizzati per interfacciare i sistemi di carico/accumulo e generazione da fonte rinnovabile al bus DC sono costituiti da una o più schede di potenza e da una scheda di controllo. Le schede di potenza sono caratterizzate dalla presenza di dispositivi switching allo stato solido che, mediante un'opportuna circuiteria di pilotaggio, si attivano, secondo adeguate tempistiche, per ottenere l'innalzamento o l'abbassamento del livello di tensione tra i terminali d'ingresso e uscita del convertitore.

Le schede di controllo sono dotate di microcontrollori per l'attuazione di algoritmi di controllo e protezione. L'affidabilità di tali convertitori è, da tempo, valutata avvalendosi di standard de facto e di Reliability Prediction Model di estrazione militare o industriale. Diversi sono, attualmente, anche i prodotti software presenti sul mercato che consentono l'attuazione di procedure di valutazione quantitativa di indici di affidabilità di un sistema o componente elettronico secondo i principali modelli di predizione disponibili (Military Handbook 217, RIAC 217, FIDES, etc).

Il processo di calcolo avviene affrontando, separatamente, la sezione di potenza da quella di controllo. Il tasso di guasto viene calcolato, in primis, per ciascun componente elettronico del circuito (MOSFET, componenti magnetici, condensatori, etc) considerando i diversi meccanismi di guasto che possono inficiare la funzionalità del singolo dispositivo elettronico del convertitore allo stato solido.

L'attenzione viene, poi, concentrata sulle modalità di connessione logica tra tali componenti al fine di individuare schemi di collegamento di tipo serie/parallelo per la valutazione quantitativa del failure rate e di indici, quali il Mean Time Between Failure, complessivi di tutto il convertitore di interesse.

Gli studi di settore [22-26] dimostrano la forte incidenza dei dispositivi switching e magnetici sulle prestazioni affidabilistiche di convertitori allo stato solido.

In particolare, fenomeni, quali gli stress elettrici e termici, possono deteriorare il funzionamento di componenti switching di tipo MOSFET in silicio e i componenti magnetici. Sono, attualmente, allo studio i meccanismi di guasto anche di MOSFET e IGBT realizzati sfruttando le proprietà e peculiarità di materiali ad ampio Bandgap, come il nitruro di gallio (GaN) e il carburo di Silicio (SiC). Recente risulta, infatti, l'impiego di tali dispositivi in diversi contesti applicativi. Quando sarà disponibile un significativo dataset di parametri funzionali e di guasto, si potrà procedere alla formalizzazione di formule e procedure per la determinazione dei rispettivi tassi di guasto anche per i componenti basati su tecnologie GaN e SiC.

L'analisi delle problematiche di guasto che possono determinare una condizione di interruzione non può prescindere da quelle che sono le cause di failure nei sistemi di accumulo utilizzati nelle reti di interesse.

Sebbene numerose siano le tecnologie attualmente disponibili per lo stoccaggio di energia elettrica (batterie a flusso, sistemi basati su idrogeno, SMEs, etc.), le batterie a ioni di litio stanno "conquistando" diversi settori di mercato. In particolare, in tali sistemi di accumulo possono presentarsi guasti di tipo meccanico, elettrico e termico. Fenomeni di natura meccanica, come il crushing o la caduta, rappresentano dei fenomeni critici.

Sovracorrenti, sovratensioni, cortocircuiti e overcharge/overdischarge possono provocare il danneggiamento o addirittura fenomeni distruttivi nelle batterie a litio. È necessario, infine, considerare l'esposizione a temperature eccessive o a fiamme [27].

In riferimento ai carichi delle reti ibride di interesse, è necessario specificare che essi possono risultare interessati da modalità di interruzione diverse a seconda del particolare tipo di carico. Indipendentemente da ciò, bisogna anche tener presente che l'applicazione di strategie di controllo di tipo load shedding comporta la disalimentazione di alcune utenze o di gruppi di utenti per un certo intervallo temporale. Tali azioni non necessariamente determinano una riduzione dell'affidabilità del sistema, anzi operazioni di load shedding attuate per un intervallo di tempo limitato (90 minuti) dal distributore di concerto con l'utente finale hanno consentito di evitare condizioni di black out, di gran lunga critiche per un sistema elettrico.

#### 4.1.9 Problematiche di affidabilità legate al formarsi di archi elettrici

Un altro fenomeno che può impattare l'affidabilità dei sistemi elettrici è il cosiddetto arco elettrico che può verificarsi a seguito di un'operazione di apertura o chiusura di un circuito.

Si consideri, ad esempio, l'apertura di un interruttore. Nelle fasi iniziali dell'operazione, la distanza ridotta tra gli elettrodi può risultare sufficiente ad interrompere la corrente. In tali condizioni, si ha la perforazione del dielettrico e l'aria, da isolante, diventa conduttrice. A seconda delle grandezze in gioco (ampiezza e forma d'onda), si può presentare una scarica elettrica in un tempo notevolmente limitato con il conseguente raggiungimento di temperature di migliaia di gradi (e decine di migliaia di gradi).

Date le condizioni in cui si verifica tale fenomeno, l'arco elettrico caratterizza sia i sistemi di tipo AC, sia quelli di tipo DC. Diversa risulta, però, nei due casi, la modalità di estinzione dell'arco. In particolare, in un contesto di tipo AC, la corrente è una grandezza sinusoidale che si inverte e si annulla in ciascun semiperiodo. Ciò comporta che, in caso di interruzione della corrente, l'arco elettrico che si presenta, risulta naturalmente estinto nel momento in cui la forma d'onda alternata della corrente raggiunge lo zero.

Nei sistemi in corrente continua, le grandezze tensione e corrente hanno valori costanti, di conseguenza, non c'è mai, se non in maniera forzata, l'annullamento della corrente.

In tal caso, l'arco elettrico non viene estinto e risulta evidente che, in assenza di opportuni dispositivi e tecniche di estinzione del fenomeno, la scarica elettrica può anche provocare l'insorgere di incendi.

E' chiaro, quindi, che nella progettazione e definizione di reti ibride AC, DC l'attenzione deve essere focalizzata sulle problematiche e, soprattutto, sulle necessarie protezioni atte a garantire la continuità e la sicurezza della fornitura elettrica.

## 5 Tabella riassuntiva eventi di guasto

In questo paragrafo viene fornita una rappresentazione sintetica delle cause di guasto per singolo componente delle reti di interesse.

**Tabella 3: Eventi di guasto delle reti ibride**

<b>COMPONENTE</b>	<b>GUASTO</b>
<b>TRASFORMATORE</b>	Guasto al commutatore (TAP CHARGER)
	Rottura tanica olio
	Cortocircuito
	Guasto termico
	Sovraccarico
	Guasto al sistema di raffreddamento
	Guasto agli isolatori
<b>CIRCUIT BREAKER</b>	Aperture/Chiusure Intempestive
	Errato coordinamento delle operazioni di apertura/chiusura
	Deterioramento isolante
<b>SCARICATORI di SOVRATENSIONE</b>	Guasto a terra
	Cortocircuito
	Guasto termico
	Fuga termica
<b>INFRASTRUTTURA e CABLAGGIO</b>	Caduta tralicci e pali
	Deterioramento isolante
	Cortocircuito, scariche e archi elettrici
<b>MONITORAGGIO</b>	Errori di rete e comunicazione dati
<b>SISTEMA DI CONNESSIONE A TERRA LATO DC</b>	Guasto tra le polarità
	Guasto polo-terra, mediano-terra
<b>SISTEMI di INTERFACCIA AC/DC</b>	Cortocircuito
	Guasto a terra su lato AC
	Guasto a terra su lato DC
<b>GENERAZIONE DISTRIBUITA</b>	Aumento delle correnti di cortocircuito
	Scatto intempestivo delle protezioni
	Mancanza di selettività delle protezioni
	Isola indesiderata
<b>SISTEMI di CONNESSIONE LATO DC</b>	Sovracorrenti
	Sovratensioni
	Guasto termico

## 6 Conclusioni

Nel presente documento vengono sintetizzati i principali risultati delle attività svolte durante il PAR 2019 dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA nell'ambito della LA1.1.

Lo studio condotto analizza, in primis, diverse configurazioni di reti ibride di distribuzione AC/DC, anche in ottica evolutiva di operatività delle reti stesse in scenari energetici caratterizzati da forte presenza di GD. Successivamente, il rapporto sintetizza le problematiche di affidabilità che possono emergere in tali scenari energetici, indagando – a livello di componente, di rete e di interfaccia – i possibili guasti che possono causare disalimentazioni della fornitura elettrica compromettendo l'affidabilità del sistema.

I risultati ottenuti dalla LA1.1 forniscono, alle successive LA di progetto, informazioni utili sia all'individuazione dei componenti di rete da modellare nell'ambiente di simulazione, sia alla selezione delle principali tipologie di guasto da indagare per la realizzazione delle logiche di controllo da sviluppare.

## 7 Riferimenti bibliografici

1. J. Liu, M. S. Rahman, J. Lu and M. J. Hossain, "Performance investigation of hybrid AC/DC microgrids during mode transitions", Proc. Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 25-28 Settembre 2016, Australia, IEEE, 21 Novembre 2016.
2. E. Unamuno, J. Andoni Barrena, "Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 52 (2015), pp. 1251-1259.
3. X. Hou et al, "Research on Reliability Evaluation Method of AC/DC Hybrid Micro-Grid", IOP Conference Series Materials Science and Engineering (2018), pp.1-8.
4. R. Majumder, "A Hybrid Microgrid With DC Connection at Back to Back Converters," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5 (2014), pp. 251–259.
5. Karabiber, C. Keles, A. Kaygusuz, and B. B. Alagoz, "An approach for the integration of renewable distributed generation in hybrid DC/AC microgrids", Renew. Energy, vol. 52 (2013), pp. 251–259.
6. J. E. Huber and J. W. Kolar, "Volume/Weight/Cost Comparison of a 1 MVA 10 kV/400 V Solid-State against a Conventional Low-Frequency Distribution Transformer", Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 14-18 Settembre 2014, 2014, pp. 4545–4552.
7. P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu *et alii*, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE Transactions On Power Systems, .vol. 19 (2004), pp.1387-1401.
8. ARERA, "Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) - Periodo di regolazione 2016-2023".
9. Terna, "Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN", Guida Tecnica, 27 settembre 2017, pp. 1-65.
10. V. Astapov, S. Trashchenkov, "Design and Reliability Evaluation of Standalone Microgrid", Proc. International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), 17-19 May 2017, Czech Republic.
11. A. Birolini "Reliability Engineering/Theory and Practice", vol.1 (2004), Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
12. M. Mirzai, A. Gholami, F. Aminifar, "Failures Analysis and Reliability Calculation for Power Transformers", Journal of Electrical Systems, 2006, pp.1-12.
13. D. Zhou, "Comparison of Two Popular Methods for Transformer Weibull Lifetime Modelling", International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, vol. 2 (2013), pp. 1170-1177.
14. Er.K.K. Murty, "Fundamentals of condenser bushings", Transformers Magazine, Special Edition Bushings, Nov .2017.
15. CEI EN 60599 "Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis", 2016.
16. C. Ciucciarelli, M. Ciucciarelli, "Analisi dei guasti a terra nei sistemi MT a neutro isolato e neutro compensato", pp.1-24.
17. IEC 60364 "Low-voltage electrical installations –Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions", Edizione 5, 2005.
18. ABB, "Quaderni di applicazioni tecniche: interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

19. ABB Technical Application Papers, "Faults in LVDC microgrids with front-end converters", 2015.
20. REGOLAMENTO UE 2016/631 "Codice Di Rete Relativo Ai Requisiti Per La Connessione Dei Generatori Alla Rete".
21. Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", versione 1, 2017.
22. R. E. Brown, "Electric power distribution reliability", vol. 1 (2009), Taylor & Francis Group, USA.
23. G. Graditi, G. Adinolfi, "Temperature influence on Photovoltaic Power Optimizer Components Reliability", Proc. International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 20-22 Giugno 2012, Italia, pp. 1113-1118.
24. G. Graditi, G. Adinolfi, A. Pontecorvo, "RIAC 217 Plus reliability prediction model in photovoltaic systems", Proc. International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 11-13 Giugno 2013, Italia, pp. 343-347.
25. M. Catelani, L. Ciani, G. Graditi, G. Adinolfi, "Measurement and comparison of reliability performance of photovoltaic power optimizers for energy production," Metrology and Measurement Systems, vol. 22 (2015), pp. 139-152.
26. G. Graditi, G. Adinolfi, V. Palladino, M. Valenti, "Reliability assessment of Modular Multilevel Converters by industrial and military prediction models", Proc. International Conference On Renewable Energy Research And Applications (ICRERA), 3-6 Novembre 2019, Romania.
27. Malgorzata K. Gulbinska (Editor), "Lithium-ion Battery Materials and Engineering. Current Topics and Problems from the Manufacturing Perspective", vol. 1 (2015), pp. 115-150, Springer-Verlag, London.