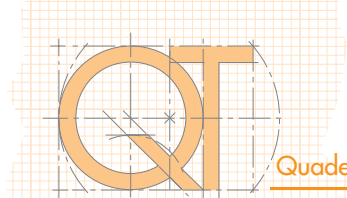


Cabine MT/BT: teoria ed esempi di calcolo di cortocircuito

1SDC007101G0901

**ABB**



Cabine MT/BT: teoria ed esempi di calcolo di cortocircuito

Indice

1 Generalità sulle cabine di trasformazione MT/BT

1.1	Tipologie classiche	2
1.2	Generalità sui trasformatori MT/BT	5
1.3	Dispositivi di protezione MT: cenni sui limiti imposti dagli enti distributori	8
1.4	Dispositivi di protezione BT	8

2 Calcolo della corrente di cortocircuito

2.1	Dati necessari per il calcolo	11
2.2	Calcolo della corrente di cortocircuito	12
2.3	Calcolo del contributo motori	15
2.4	Calcolo della corrente di picco	15

3 Scelta dei dispositivi di protezione e comando

3.1	Generalità sui principali parametri elettrici dei dispositivi di protezione e manovra	17
3.2	Criteri di scelta dell'interruttore	19
3.3	Coordinamento tra interruttori e sezionatori	21
3.4	Coordinamento tra interruttori automatici ed interruttori differenziali puri	22
3.5	Esempio di studio rete MT/BT	23

Appendice A:	
Calcolo della corrente di inrush del trasformatore	30
Appendice B:	
Esempio di calcolo della corrente di cortocircuito	32
B1 Metodo dei componenti simmetrici	33
B2 Metodo approssimato delle potenze	38
Glossario	40

1 Generalità sulle cabine di trasformazione MT/BT

1.1 Tipologie classiche

La cabina elettrica di trasformazione è costituita dall'insieme dei dispositivi (conduttori, apparecchiature di misura e controllo e macchine elettriche) dedicati alla trasformazione della tensione fornita dalla rete di distribuzione in media tensione (es. 15kV o 20kV), in valori di tensione adatti per l'alimentazione delle linee in bassa tensione (400V - 690V).

Le cabine elettriche possono essere suddivise in cabine pubbliche e cabine private:

cabine pubbliche: sono di pertinenza della società di distribuzione dell'energia elettrica ed alimentano le utenze private in corrente alternata monofase o trifase (valori tipici della tensione per i due tipi di alimentazione possono essere 230V e 400V). Si dividono a loro volta in cabine di tipo urbano o rurale, costituite da un solo trasformatore di potenza ridotta. Le cabine urbane sono generalmente costruite in muratura mentre quelle rurali sono spesso installate all'esterno direttamente sul traliccio della MT.

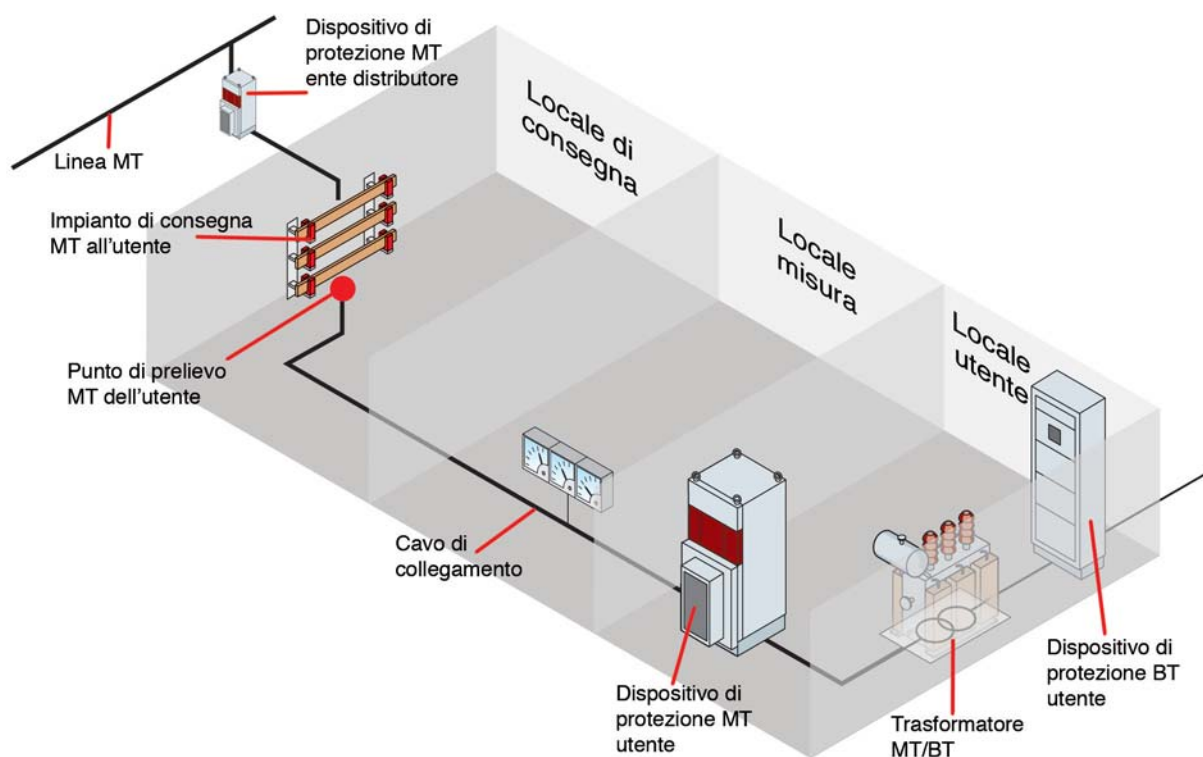
cabine private: si possono spesso considerare come cabine di tipo terminale, cioè cabine in cui la linea in MT si ferma nel punto di installazione della cabina stessa. Sono di proprietà dell'utente e possono alimentare sia utenze civili (scuole, ospedali, ecc.), sia utenze di tipo industriale con fornitura dalla rete pubblica in MT. Que-

ste cabine sono nella maggioranza dei casi ubicate nei locali stessi dello stabilimento da esse alimentato e sono costituite fondamentalmente da tre locali distinti:

- **locale di consegna:** dove sono installate le apparecchiature di manovra dell'ente distributore. Tale locale deve avere dimensioni tali da consentire l'eventuale realizzazione del sistema entra esci che l'ente distributore ha facoltà di realizzare anche in un secondo tempo per soddisfare le proprie nuove esigenze. Nel locale consegna è presente il punto di prelievo che rappresenta il confine e la connessione tra l'impianto di rete pubblica e l'impianto di utenza.
- **locale misura:** in cui sono collocati i gruppi di misura. Entrambi questi locali devono avere l'accesso da strada aperta al pubblico, per permettere l'intervento al personale autorizzato indipendentemente dalla presenza dell'utente.
- **locale utente:** destinato a contenere il trasformatore e le apparecchiature di manovra e protezione in MT e BT di pertinenza dell'utente. Tale locale deve normalmente essere adiacente agli altri due locali.

La figura 1 rappresenta la struttura tipica di una cabina con la suddivisione dei locali descritta precedentemente.

Figura 1: Schema di principio della cabina



È normalmente previsto che il cliente debba utilizzare trasformatori MT/BT con:

- primario a triangolo (Δ), tranne quando sono previste applicazioni particolari (saldatrici, azionamenti, ecc.), concordando la scelta con l'ente distributore;
- secondario stella a terra (Y_{g}), per ridurre i disturbi in rete e per rendere facilmente disponibile la tensione concatenata e di fase.

L'ente distributore prescrive e definisce nella propria documentazione ufficiale i criteri e le modalità per la connessione dei clienti normali (intesi come non altri produttori di energia o utenti particolari con carichi disturbanti caratterizzati ad esempio da armoniche o flicker). Queste prescrizioni si applicano in modo specifico agli allacciamenti alla rete MT a tensione nominale di 15kV e 20kV mentre, per altri valori di tensione MT, si possono applicare per analogia.

Di seguito riportiamo come esempio le prescrizioni fornite da un ente distributore italiano e relative alla potenza del trasformatore che può essere utilizzato. I valori di potenza ammessi sono i seguenti:

- potenza non superiore a 1600kVA per reti a 15kV
- potenza non superiore a 2000kVA per reti a 20kV.

Le potenze indicate sono riferite ad un trasformatore con $v_{k\%} = 6\%$. Se è previsto il collegamento di più macchine, il limite di taglia indicato deve essere applicato all'insieme di trasformatori in parallelo. Viene stabilito anche il limite relativo alla potenza installabile e al fine di non provocare interventi intempestivi della protezione di massima corrente della linea MT durante le manovre di messa in servizio dei propri impianti, il cliente non potrà installare più di due trasformatori di taglia pari ai limiti precedentemente indicati con sbarre BT separate; in caso contrario, dovrà prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea mes-

sa in servizio di quei trasformatori che determinerebbero il superamento di tali limitazioni.

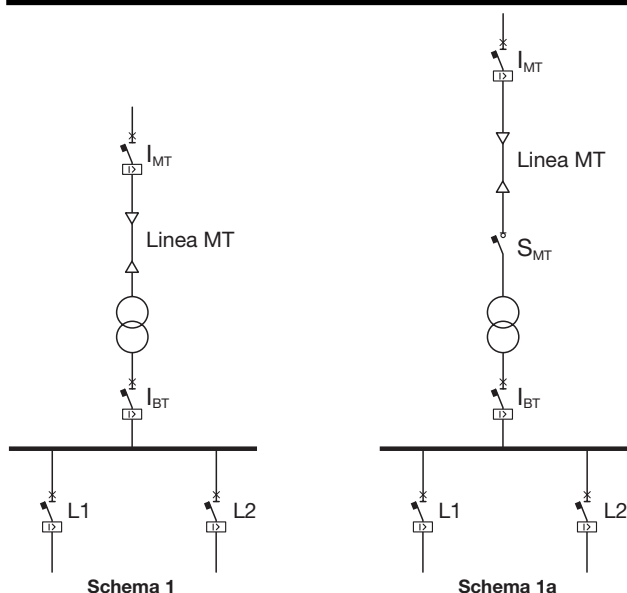
Quando invece il dimensionamento della cabina preveda l'impiego di trasformatori con potenza complessiva superiore rispetto al limite installabile, è necessario un accordo con la società di distribuzione. Tecnicamente dovrà essere previsto l'impiego di un dispositivo (è possibile utilizzare una protezione di minima tensione che disalimenta i trasformatori in eccesso) che eviti la contemporanea energizzazione dei trasformatori in modo che la corrente di magnetizzazione richiesta rimanga pari a quella dei due trasformatori di taglia limite consentita (es. 2x1600kVA a 15kV).

Il trasformatore è connesso al punto di prelievo del locale consegna attraverso il cavo di collegamento in rame che deve avere una sezione minima di 95mm² indipendentemente dalla potenza fornita. Tale cavo risulta essere di proprietà dell'utente e deve essere il più corto possibile.

La tendenza attuale relativa alla gestione della connessione a terra del sistema è quella di prevedere il passaggio da neutro isolato a neutro a terra tramite impedenza. Questa modifica, necessaria per ridurre le correnti di guasto monofase a terra in continua crescita per effetto dell'uso sempre più spinto di cavi sotterranei o aerei, implica anche l'adeguamento delle protezioni contro i guasti a terra sia da parte dell'ente distributore che da parte dei clienti. L'intento è anche quello di limitare il più possibile interventi intempestivi migliorando la qualità del servizio.

Dopo aver indicato quali sono le principali regolamentazioni elettriche per una cabina MT/BT, analizziamo quali possono essere le modalità di gestione più comuni in relazione alla disposizione dei trasformatori di alimentazione per una cabina alimentata da una sola linea di media tensione.

Modalità 1



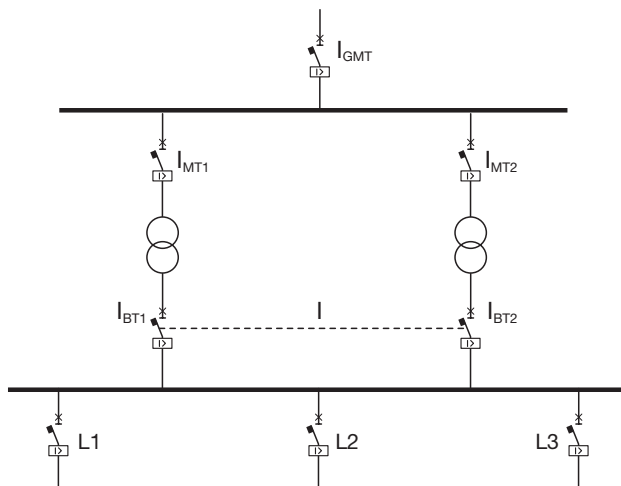
Cabina con un solo trasformatore

Nel caso in cui l'impianto preveda l'installazione del dispositivo di protezione contro le sovracorrenti " I_{MT} " all'origine della linea che alimenta la cabina come da schema 1, tale dispositivo deve assicurare sia la protezione della linea MT che del trasformatore.

Nel caso in cui il dispositivo di protezione svolga anche funzioni di manovra e sezionamento, occorre predisporre un interblocco che consenta l'accesso al trasformatore solo quando è effettuato il sezionamento della linea di alimentazione della cabina.

Un'altra modalità di gestione è rappresentata nello schema 1a che prevede l'installazione del dispositivo di manovra e sezionamento " S_{MT} " posizionato subito a monte del trasformatore e distinto dal dispositivo di protezione che rimane installato a inizio linea.

Modalità 2



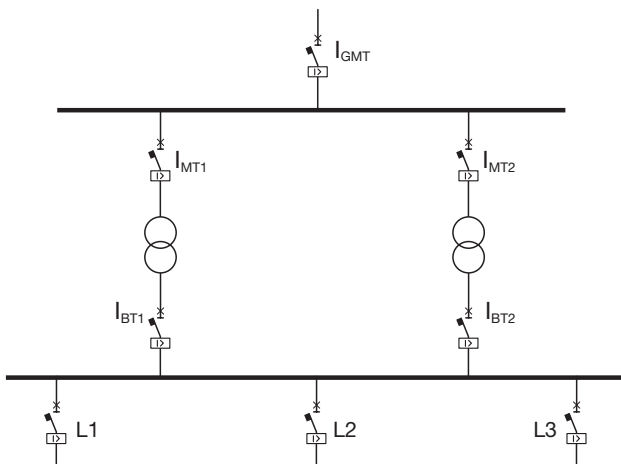
Schema 2

Cabina con due trasformatori di cui uno di riserva all'altro

Nel caso in cui l'impianto prevede l'installazione di un trasformatore considerato di riserva, gli interruttori sul lato BT devono essere collegati con un interblocco "I" la cui funzione è quella di impedire il funzionamento in parallelo dei trasformatori.

Oltre al dispositivo di manovra e sezionamento sull'arrivo linea MT (I_{GMT}) è conveniente prevedere un'apparecchiatura di manovra, sezionamento e protezione anche sui singoli montanti MT dei due trasformatori (I_{MT1} e I_{MT2}). In questo modo con l'apertura del dispositivo di monte e di valle di un trasformatore è possibile garantire il sezionamento e accedere alla macchina senza mettere fuori servizio tutta la cabina.

Modalità 3



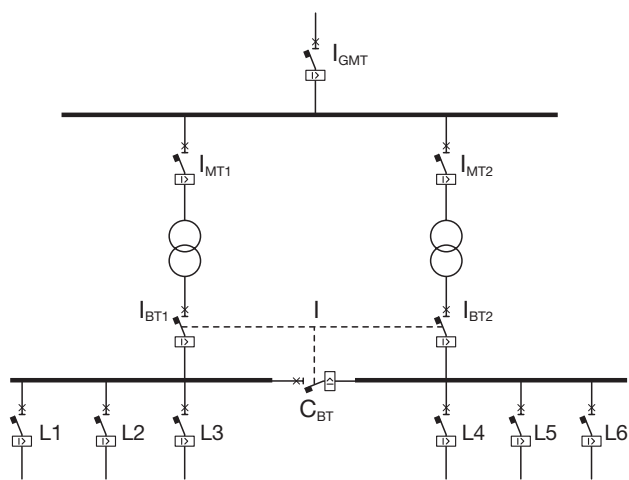
Schema 3

Cabina con due trasformatori che funzionano in parallelo sulla stessa sbarra

Nel caso in cui l'impianto preveda l'installazione di due trasformatori funzionanti in parallelo, a parità di potenza complessiva richiesta dall'impianto, è possibile utilizzare due trasformatori con potenza nominale inferiore. Rispetto alla modalità di gestione descritta nei due casi precedenti, potrebbero generarsi correnti di cortocircuito più elevate per guasto sul sistema di bassa tensione a causa della riduzione della $v_{k\%}$ possibile per le macchine di potenza inferiore.

Il funzionamento in parallelo dei trasformatori potrebbe generare maggiori problematiche nella gestione della rete. Comunque, anche in questo caso, il fuori servizio di una macchina potrebbe richiedere una certa flessibilità nella gestione carichi, assicurando l'alimentazione di quelli considerati prioritari. Nel coordinamento delle protezioni si deve considerare che la sovracorrente sul lato BT si ripartisce tra i due trasformatori.

Modalità 4



Schema 4

Cabina con due trasformatori che funzionano contemporaneamente su due distinte semisbarre

A partire dalla modalità di gestione precedente, predisponendo un congiuntore di sbarra " C_{BT} " e un interblocco "I" che impedisca al congiuntore di essere chiuso quando entrambi gli interruttori di arrivo dal trasformatore sono chiusi, si realizza una cabina gestita come da schema 4 che prevede due trasformatori che alimentano singolarmente le sbarre di bassa tensione che risultano separate.

Questa modalità di gestione, a parità di potenza dei trasformatori installati, permette di avere un valore inferiore della corrente di cortocircuito sulla sbarra. In altre parole, ogni trasformatore stabilisce il livello di cortocircuito per la sbarra di propria competenza senza dover considerare il contributo di altre macchine. Anche in questo caso con un trasformatore fuori servizio, con l'eventuale chiusura del congiuntore si passa ad un sistema con sbarra unica alimentata dal solo trasformatore sano, e deve essere prevista una logica di gestione carichi con il distacco di quelli non prioritari.

Una gestione di impianto secondo lo schema 4 è ad esempio possibile utilizzando gli interruttori aperti della serie Emax con interblocco a filo (interblocco meccanico) fra tre interruttori.

1.2 Generalità sui trasformatori MT/BT

Il trasformatore è la parte più importante della cabina di trasformazione. La sua scelta condiziona la configurazione della cabina ed è effettuata in base a diversi fattori.

Non essendo argomento specifico di questa trattazione e volendo dare alcune indicazioni di carattere generale si può affermare che per la richiesta di piccole potenze (indicativamente fino a 630kVA - 800kVA) si può installare un solo trasformatore, mentre per potenze superiori (indicativamente fino a 1000kVA - 1600kVA) si suddivide la potenza su più unità in parallelo.

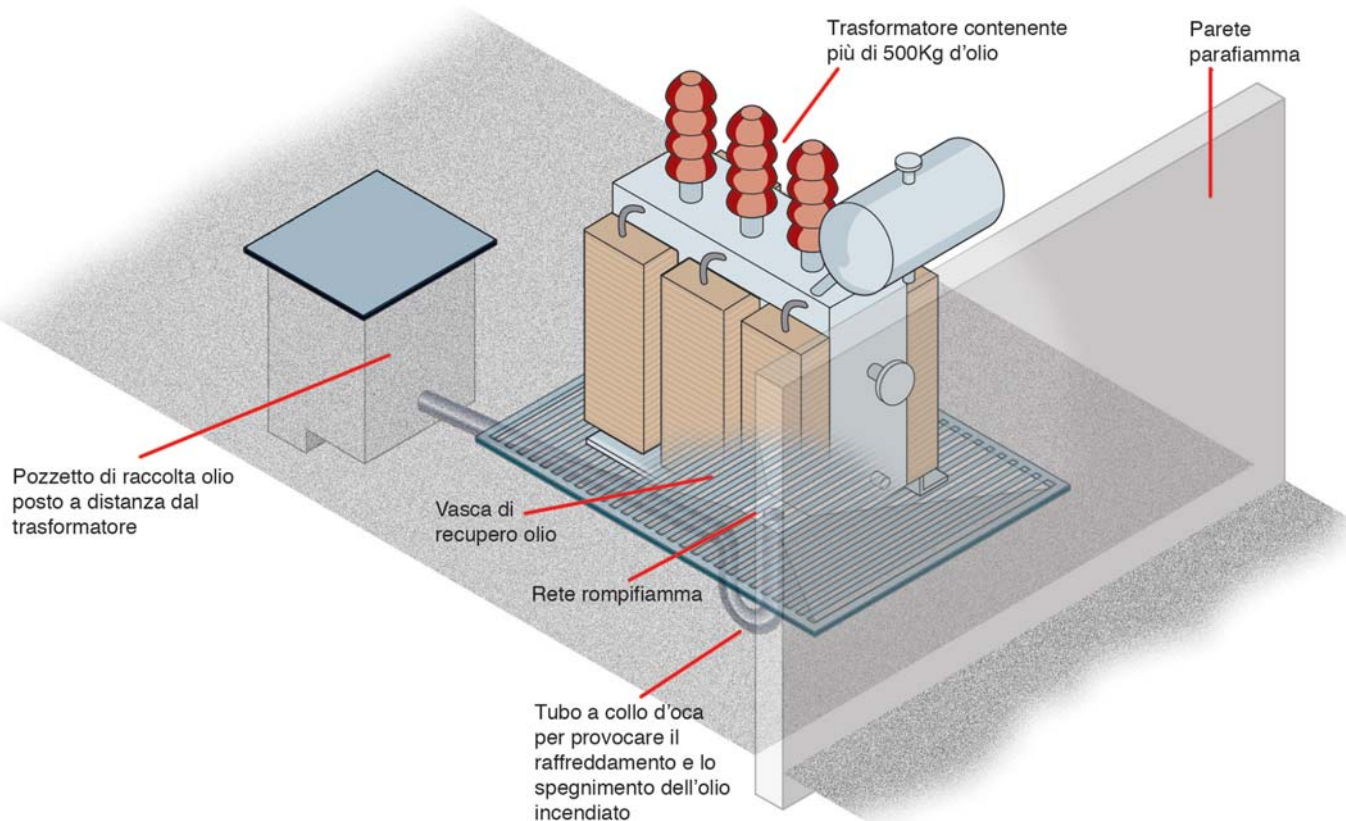
Un'altra caratteristica da considerare nella scelta della macchina è il tipo di raffreddamento che può essere in aria o in olio. Con riferimento al condizionamento sulla struttura della cabina, nel caso di trasformatori raffreddati in olio devono essere presi provvedimenti, ad esem-

pio quelli per evitare il propagarsi dell'olio all'esterno prevedendo un pozzetto per la raccolta come rappresentato in figura 2. Inoltre, la cabina deve avere una resistenza minima al fuoco di 60 minuti (REI 60) e una ventilazione solo verso l'esterno. In funzione del tipo di raffreddamento i trasformatori sono identificati come segue:

- AN** raffreddamento a circolazione naturale d'aria;
- AF** raffreddamento a circolazione forzata d'aria;
- ONAN** raffreddamento a circolazione naturale di olio e di aria;
- ONAF** raffreddamento a circolazione forzata di olio e naturale di aria;
- OFAF** raffreddamento a circolazione forzata di olio e di aria.

La scelta più frequente cade sui tipi AN e ONAN perché, non essendo quasi mai possibile presidiare le cabine, è sconsigliabile utilizzare macchine che impieghino ventilatori o circolatori di olio.

Figura 2: Trasformatori ONAN contenenti più di 500Kg d'olio (> 800kVA)



Altre importanti caratteristiche da considerare sono quelle relative ai parametri elettrici e, oltre alle normali grandezze quali potenza nominale, tensione nominale secondaria a vuoto, rapporto di trasformazione, tensione di corto circuito percentuale $v_{k\%}$, assumono una grande importanza soprattutto nel funzionamento in parallelo:

- la tipologia di collegamento degli avvolgimenti (per i trasformatori di cabina quello più usato è il triangolo/stella a terra)
- gruppo CEI di collegamento, indicato convenzionalmente con un numero che, moltiplicato per 30, dà il valore dell'angolo di ritardo della tensione di fase lato BT rispetto a quella del lato MT.

La presenza di due o più trasformatori MT/BT e di un eventuale congiuntore chiuso sulle sbarre di BT consente di gestire la rete elettrica con i trasformatori in parallelo.

Questa modalità di gestione provoca, in presenza di guasti, un aumento del valore della corrente di cortocircuito sul lato BT, con possibile conseguente aumento della taglia degli interruttori in partenza dalla sbarra e condizioni di amarraggio per le sbarre più gravose rispetto al funzionamento con un unico trasformatore. Ciò è dovuto ad un valore più piccolo della $v_{k\%}$ che caratterizza i trasformatori con potenza minore. Per contro il parallelo ha il vantaggio, se opportunamente gestito, di consentire attraverso l'eventuale congiuntore l'alimentazione al-

meno delle utenze considerate primarie anche in caso di fuori servizio di uno dei trasformatori.

Nel seguente esempio cerchiamo di mostrare l'aumento della corrente di cortocircuito sulla sbarra nel caso di trasformatori in parallelo:

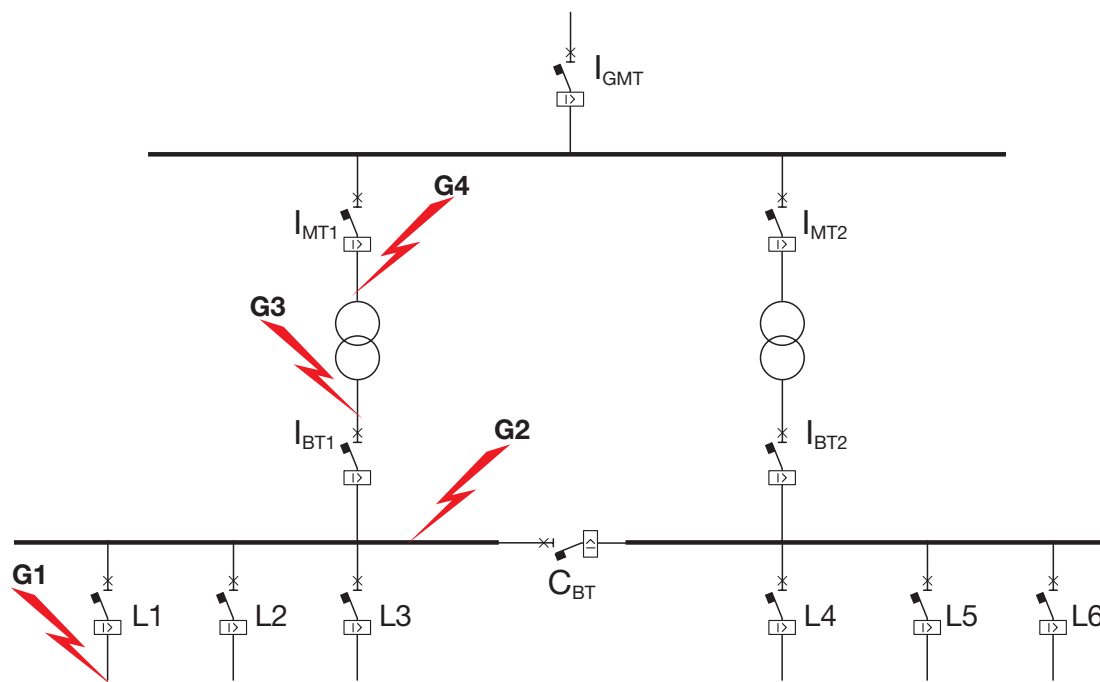
Rete di alimentazione, potenza di cortocircuito	$S_{knet}=750\text{MVA}$
Tensione secondaria d'impianto	$V_{2n}=400\text{V}$
Potenza del trasformatore singolo	$S_{nTR}=1600\text{kVA}$
Tensione di cortocircuito del singolo trasformatore	$v_{k\%}=6\%$
Potenza del trasformatore previsto per il parallelo	$S_{nTR}=800\text{kVA}$
Tensione di cortocircuito del trasformatore di parallelo	$v_{k\%}=4\%$

Con questi dati e con dei rapidi calcoli si ottiene che con il singolo trasformatore da 1600kVA la corrente di cortocircuito sulla sbarra sarà di circa 37kA.

Con i due trasformatori da 800kVA in parallelo, la corrente di cortocircuito sulla sbarra sarà di circa 55kA.

Con riferimento alla rete elettrica schematizzata in figura 3 le considerazioni che seguono hanno lo scopo di illustrare la filosofia di gestione delle protezioni:

Figura 3



Guasto G1 su una delle utenze BT

Indipendentemente dalla presenza o meno del congiuntore:

con un'opportuna scelta dei dispositivi di protezione e secondo le normali prescrizioni di selettività in BT, è possibile discriminare il guasto ed assicurare la continuità del servizio con la sola apertura dell'interruttore L1.

Guasto G2 sulla sbarra BT

Senza congiuntore:

il guasto viene estinto dai due interruttori generali lato BT (I_{BT1} e I_{BT2}) dei trasformatori, provocando il fuori servizio completo dell'impianto. I trasformatori rimangono alimentati a vuoto. Per evitare l'apertura degli interruttori di I_{MT} , anche in questo caso è importante la ricerca della selettività MT/BT.

Con il congiuntore:

si deve avere l'apertura del congiuntore C_{BT} con la conseguente separazione delle sbarre e l'eliminazione completa del guasto attraverso l'apertura dell'interruttore generale I_{BT1} . L'azione del congiuntore permette di mantenere l'alimentazione per la semisbarra non affetta da guasto. L'azione dei dispositivi di BT ($I_{BT1} - C_{BT} - I_{BT2}$) che sono tutti interessati dal guasto può essere coordinata ricorrendo a dispositivi in cui è implementata la selettività di zona direzionale, quali ad esempio i relè di protezione PR123 per la serie Emax e PR333 per X1 di Emax.

Guasto G3 sul montante BT del trasformatore

Senza congiuntore:

la corrente di guasto interessa i due trasformatori e può essere tale da provocare l'intervento dei due dispositivi I_{MT} e I_{BT} dei trasformatori. La conseguenza sarebbe quella di avere tutto l'impianto disalimentato. In questo caso diventa importante implementare e studiare una logica di gestione dedicata (ad esempio selettività direzionale) che permette l'apertura di I_{BT1} e I_{MT1} isolando solo il trasformatore guasto. Dovrebbe essere prevista anche una logica per il distacco dei carichi non prioritari, poiché l'impianto sta funzionando con un solo trasformatore.

Con il congiuntore:

la logica di gestione rimane la stessa e potrebbe eventualmente prevedere anche l'apertura del congiuntore.

Guasto G4 sul montante MT del trasformatore

Senza congiuntore:

la logica di gestione deve permettere l'immediata apertura dell'interruttore I_{MT1} interessato dalla piena corrente di guasto (I_{MT2} vedrà una corrente inferiore limitata dall'impedenza dei due trasformatori) e se la gestione dell'impianto prevede il trascinamento, si ha conseguentemente l'apertura dell'interruttore I_{BT1} con isolamento del punto di guasto e continuità di servizio garantita su tutto l'impianto attraverso l'alimentazione con l'altro trasformatore. Dovrebbe essere prevista anche una logica per il distacco dei carichi non prioritari, poiché l'impianto sta funzionando con un solo trasformatore.

Con il congiuntore:

la logica di gestione rimane la stessa, il congiuntore avrebbe la sola funzione di separare le sbarre eliminando quella di competenza del trasformatore escluso.

Dopo aver analizzato le modalità di gestione del guasto che in alcune circostanze risultano anche abbastanza complesse a causa della doppia alimentazione dovuta ai trasformatori in parallelo, vediamo quali devono essere i requisiti minimi perché due trasformatori possano funzionare in parallelo:

a) i collegamenti interni devono appartenere allo stesso gruppo ed i trasformatori devono avere lo stesso rapporto di trasformazione. Con il rispetto di queste prescrizioni le due terne di tensione risultano coincidenti e in opposizione di fase, non vi sono quindi differenze vettoriali fra le tensioni secondarie di ogni singola maglia e non si genera nessuna corrente di circolazione. In caso contrario si produrrebbero delle correnti di circolazione che possono danneggiare i trasformatori già nel loro funzionamento a vuoto;

b) le tensioni di cortocircuito ($v_{k\%}$) devono essere le stesse. Con questo accorgimento la corrente totale del carico si suddivide fra i due trasformatori in proporzione alle rispettive potenze nominali. Se così non fosse i due trasformatori si caricherebbero diversamente e tenderebbe a caricarsi maggiormente quello che presenta la più piccola caduta di tensione interna.

1.3 Dispositivi di protezione MT: cenni sui limiti imposti dagli enti distributori

La linea di distribuzione di media tensione che alimenta la cabina dell'utente è dotata in partenza di proprie protezioni di massima corrente e contro i guasti a terra. L'ente distributore non installa quindi alcun dispositivo di protezione presso il cliente.

Al fine di evitare che guasti interni all'impianto sia in MT che in BT abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete di distribuzione, il cliente deve installare adeguate protezioni generali.

La scelta delle protezioni e il loro coordinamento devono assicurare come prestazione fondamentale la sicurezza attraverso la protezione dell'operatore e delle macchine, garantendo anche una buona affidabilità di esercizio dell'impianto.

Di seguito vengono fornite alcune indicazioni sulle caratteristiche che devono avere e come possono interagire fra loro le varie funzioni di protezione lato media e bassa tensione.

La protezione dell'ente distributore lavora solitamente con caratteristiche d'intervento a tempo indipendente; le soglie d'intervento comunicate al cliente rappresentano il limite superiore da rispettare per evitare interruzioni indesiderate.

Di seguito diamo un esempio del campo di taratura del dispositivo di protezione per le diverse soglie di protezione:

- Soglia max corrente (sovraccarico) 51:
soglia (30÷600)A a gradini di 15A (valori primari);
tempo di ritardo (0,05÷5)s a gradini di 0,05s.
- Soglia max corrente (corto circuito) 50:
soglia (30÷3000)A a gradini di 15A (valori primari);
tempo di ritardo (0,05÷0,5)s a gradini di 0,05s.
- Protezione contro i guasti a terra:
In relazione alle caratteristiche dell'impianto del cliente la protezione contro i guasti a terra può essere costituita o da una protezione direzionale di terra abbinata ad una massima corrente omopolare 67N oppure da una semplice protezione di massima corrente omopolare 51N.
Ad esempio per la protezione di massima corrente omopolare i campi di taratura previsti sono i seguenti:
soglia max corrente (0÷10)A a gradini di 0,5A (valori primari);
tempo di ritardo (0,05÷1)s, a gradini di 0,05s.

1.4 Dispositivi di protezione BT

A valle del trasformatore sono presenti i dispositivi di protezione BT.

Le comuni funzioni di protezione tipicamente disponibili sul dispositivo BT sono le funzioni di protezione contro il sovraccarico e contro il cortocircuito e la protezione per guasto a terra.

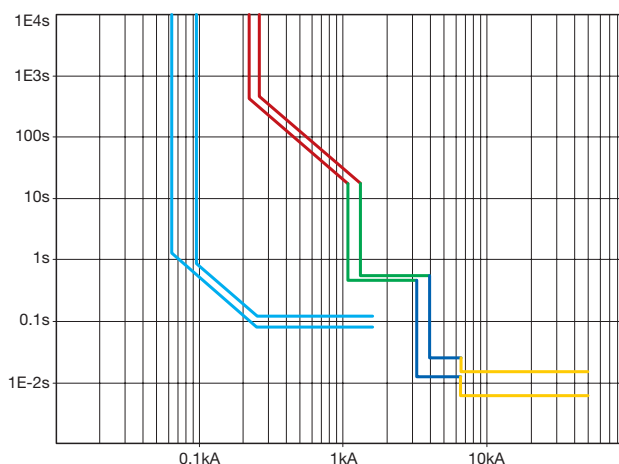
Di seguito forniamo una breve descrizione di queste funzioni di protezione implementate sugli sganciatori elettronici a microprocessore:

- *protezione contro i sovraccarichi*
identificata con la funzione "L" è una protezione a tempo inverso regolabile in corrente e in tempo. Sui relè di protezione elettronici ABB viene indicata anche come funzione I1.
- *protezione contro il cortocircuito*
identificata con la funzione "S" contro il cortocircuito ritardato (sui relè di protezione elettronici ABB viene indicata anche come funzione I2) e "I" contro il cortocircuito istantaneo (sui relè di protezione elettronici ABB viene indicata anche come funzione I3).
La funzione "S" può essere a tempo inverso o a tempo costante, regolabile in corrente e in tempo. La funzione "I" è a tempo costante e con la sola corrente regolabile.
- *protezione contro i guasti a terra*
identificata con la funzione "G" può essere a tempo inverso o a tempo costante, regolabile in corrente e in tempo. La protezione può essere realizzata sul centro stella del trasformatore con toroide esterno.

La curva in colore giallo rappresenta il comportamento dell'interruttore per valori di corrente molto superiori alla protezione I3 impostata.

Nel grafico di figura 4 è riportato un esempio che rappresenta una curva di intervento tempo/corrente di un interruttore di BT in cui sono attive tutte le funzioni precedentemente descritte.

Figura 4



Con un esempio cerchiamo di chiarire il significato e come si può lavorare con le informazioni che caratterizzano la

curva a tempo inverso con caratteristica ad I^2t costante, come quelle disponibili per la funzione L - S - G.

Riferendosi alla funzione di protezione "L" implementata sul relè che equipaggia un interruttore scatolato della serie Tmax, ad esempio un T2...160 In100 (con "In" si indica la taglia del relè di protezione montata sull'interruttore) le possibili curve di intervento sono la curva tipo A e tipo B.

La curva di tipo A è caratterizzata dal passaggio per il punto identificato da:

$$6 \times I1 \text{ con un tempo } t1=3 \text{ secondi.}$$

La curva di tipo B è caratterizzata dal passaggio per il seguente punto:

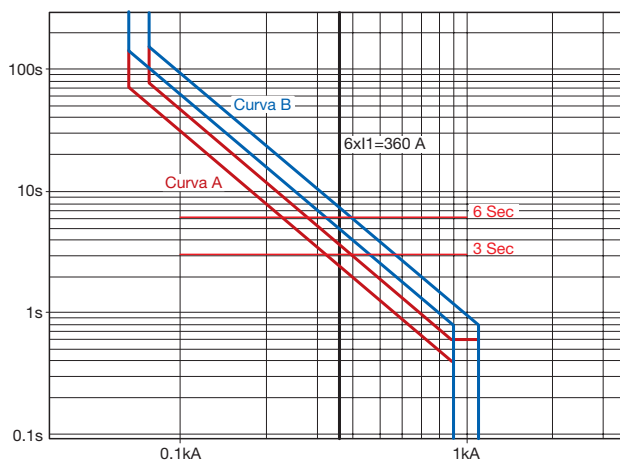
$$6 \times I1 \text{ con un tempo } t1=6 \text{ secondi}$$

Ipotizzando un generico settaggio per

$$I1=0.6 \times In=0.6 \times 100=60A$$

quanto sopra significa che le due curve settabili, in corrispondenza di $6 \times I1=360A$ saranno caratterizzate da un tempo di intervento (senza le tolleranze) di 3 secondi o 6 secondi, come si può vedere dal grafico tempo/corrente della figura 5.

Figura 5



Trattandosi di curve a I^2t costante, dovrà sempre essere verificata la seguente condizione:

per la curva A:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = cost = I^2t$$

per la curva B:

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = cost = I^2t$$

Ad esempio, con queste condizioni risulta possibile determinare quale sarà il tempo di intervento della protezione per una corrente di sovraccarico uguale a 180A. Quindi, dalle formule precedenti, si ottengono le seguenti condizioni:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = 180^2 \times t_A$$

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = 180^2 \times t_B$$

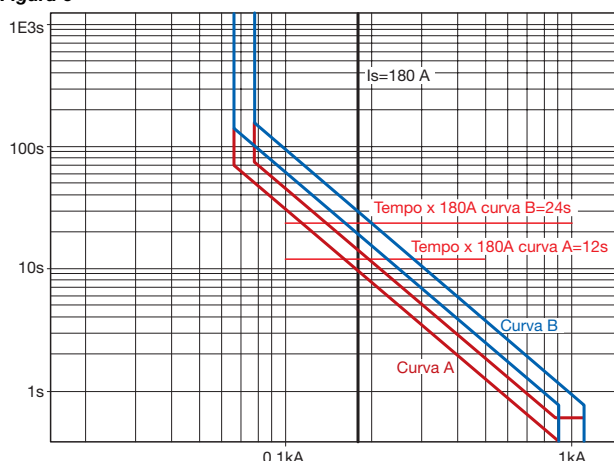
che forniscono rispettivamente

$$t_A = 12s$$

$$t_B = 24s$$

Questi risultati ottenuti matematicamente sono ovviamente riscontrabili con immediatezza nell'andamento delle curve di intervento, come rappresentato nel diagramma tempo corrente di figura 6.

Figura 6



Se ad esempio le esigenze impiantistiche richiedono che il sovraccarico ipotizzato di 180A debba essere estinto in un tempo inferiore a 15secondi, dall'analisi fatta consegue che la caratteristica di intervento utilizzabile e settabile sul relè di protezione è quella definita come curva A (tempo di intervento $t1=3$ secondi per una corrente pari a $6 \times I1$).

Sempre con riferimento alla condizione

$$(6 \times I1)^2 \times t = cost$$

per scegliere quale curva di intervento risulti adatta per l'estinzione del sovraccarico di 180A in un tempo inferiore ai 15secondi, si può procedere nel modo inverso, sempre impostando la relazione:

$$(6 \times 0.6 \times 100)^2 \times t = cost = 180^2 \times 15$$

che permette di calcolare il ritardo massimo che dovrebbe avere la caratteristica di intervento per rispettare le prescrizioni dell'impianto.

Esplicitando il tempo si ricava un valore pari a:

$$t = 3.75s$$

La curva idonea sarà quella con "t1" minore di "t". La curva da utilizzare sarà perciò la curva A, come ovviamente emerso dall'analisi precedente.

Spesso le protezioni, prevalentemente quelle di MT, sono indicate con codici alfanumerici del tipo 50 - 51N - 67 che non trovano riscontro nella tipica nomenclatura usata in BT. Di seguito, si forniscono alcune indicazioni per chiarire il significato dei codici più comunemente utilizzati e per costruire una corrispondenza, dove possibile, tra le indicazioni utilizzate per identificare le protezioni in MT e quelle utilizzate in BT.

In Italia è vigente la Norma CEI 3-19 terza edizione che definisce la simbologia e la relativa funzione dei relè tipicamente utilizzati negli impianti elettrici. Per molti operatori del settore elettrico, è prassi comune utilizzare la codifica della norma ANSI/IEEE C37.2.

Di seguito viene riportato un esempio di corrispondenza tra la simbologia CEI/IEC e la simbologia ANSI/IEEE per alcune principali funzioni di protezione MT.

50 Relè o apparecchio selettivo di cortocircuito.

Interviene istantaneamente per valori eccessivi di corrente. Può essere assimilata ad una protezione “I” per un relè di BT.

51 Relè o apparecchio di massima corrente di fase temporizzata.

Interviene con un ritardo per sovraccarico o cortocircuito tra le fasi. Può essere assimilata ad una protezione “S” per un relè di BT.

51N oppure 51G Relè o apparecchio di massima corrente di terra temporizzata.

Intervengono con un ritardo per guasto a terra. Nel dettaglio:

51N : corrente residua misurata sul ritorno comune TA. Può essere assimilata ad una protezione “G” per un relè di BT.

51G : corrente residua misurata direttamente su un solo TA o TA toroidale. Può essere assimilata ad una protezione ottenibile ad esempio con un toroide omopolare che comanda un differenziale regolabile nei tempi di intervento (tipo RCQ) oppure attraverso la funzione G del

relè di protezione alimentato con toroide esterno.

50N o 50G Relè o apparecchio di massima corrente di terra istantanea.

Interviene istantaneamente per un guasto a terra. Nel dettaglio:

50N : corrente residua misurata sul ritorno comune TA. Può essere assimilata ad una protezione “G” a tempo costante per un relè di BT.

50G : corrente residua misurata direttamente su un solo TA o TA toroidale. Può essere assimilata ad una protezione ottenibile ad esempio con un toroide omopolare.

67 Relè direzionale di potenza oppure relè direzionale di massima corrente, per corrente alternata.

Interviene per un determinato valore della potenza transitante in una certa direzione, oppure per massima corrente accompagnata da passaggio di potenza in una direzione determinata.

Può essere assimilata ad una protezione “D” per un relè di BT.

49 Relè o dispositivo termico in corrente alternata.

Interviene quando la temperatura della macchina o dell'apparecchio in c.a. supera un determinato valore.

Può essere assimilata alla protezione “L” da sovraccarico di un relè di BT, anche se la protezione da sovraccarico vera e propria in MT non è prevista.

Tabella 1

Codice ANSI/IEEE	Definizione della funzione	Simbologia corrispondente alla Norma CEI 3-19
51	Massima corrente di fase temporizzata	$I > \overline{I}$
50	Massima corrente di fase istantanea	$I > I^{=0}$
51N	Massima corrente di terra temporizzata	$I > \frac{I}{3} \overline{I}$
50N	Massima corrente di terra istantanea	$I > \frac{I}{3} I^{=0}$
67	Massima corrente di fase direzionale	$I > \overleftarrow{I} I^{=0} \overline{I}$
67N	Massima corrente omopolare direzionale	$I > \frac{I}{3} \overleftarrow{I} I^{=0} \overline{I}$

2 Calcolo della corrente di cortocircuito

2.1 Dati necessari per il calcolo

Di seguito forniamo delle indicazioni di massima relative ai parametri tipici che caratterizzano i principali componenti che si trovano in un impianto. La conoscenza di questi parametri risulta vincolante per poter eseguire un'analisi dell'impianto.

Rete di distribuzione

In una rete di media tensione l'unico parametro normalmente noto è la tensione nominale.

Per valutare le correnti di cortocircuito è necessario conoscere la potenza di cortocircuito della rete che può variare indicativamente tra 250MVA e 500MVA per reti fino a 30kV.

Salendo con il livello di tensione la potenza di cortocircuito può variare indicativamente tra 700MVA e 1500MVA.

Nella tabella 1 vengono riportati i valori di tensione della rete di distribuzione in MT e i relativi valori della potenza di cortocircuito ammessi dalla norma CEI EN 60076-5.

Tabella 1

Tensione della rete di distribuzione [kV]	Potenza di cortocircuito della rete europea [MVA]	Potenza di cortocircuito della rete nord-americana [MVA]
7.2-12-17.5-24	500	500
36	1000	1500
52-72.5	3000	5000

Generatore sincrono

I dati solitamente noti per una macchina elettrica sono la tensione nominale V_n e la potenza apparente nominale S_n .

Per la macchina sincrona, come per ogni macchina elettrica, per una analisi completa occorre inoltre valutare:

- il comportamento a regime per l'analisi dei problemi di stabilità statica;
- il comportamento in transitorio quando il carico varia bruscamente per l'analisi dei problemi di stabilità dinamica, in particolare quando si verifica un cortocircuito trifase.

Risulta quindi necessario conoscere i valori delle reattanze di macchina, in particolare:

- per il primo tipo di problema il parametro determinante è la reattanza sincrona;
- per il secondo la reattanza transitoria con le relative costanti di tempo e la reattanza subtransitoria.

Nella nostra trattazione non scenderemo nel dettaglio dell'analisi statica e dinamica dei fenomeni legati al generatore, ma ci limiteremo a studiare e determinare:

- il valore massimo della corrente negli istanti iniziali del cortocircuito, da cui dipendono, tra l'altro, gli sforzi sugli avvolgimenti, sui collegamenti generatore-trasformatore, sulle fondazioni dell'alternatore.

- l'andamento della corrente di cortocircuito che risulta fondamentale per il corretto coordinamento delle protezioni nella rete alimentata. La corrente di cortocircuito nel grafico tempo/corrente ha un tipico andamento in cui, prima di assumere il suo valore di regime, raggiunge valori più elevati che si smorzano progressivamente.

Questo comportamento è giustificabile con il fatto che l'impedenza della macchina, che praticamente è costituita dalla sola reattanza, non ha un valore definito ma varia istante per istante, perché il flusso magnetico, da cui essa dipende, non assume immediatamente la configurazione di regime. Ad ogni configurazione del flusso corrisponde un diverso valore dell'induttanza fondamentalmente per il diverso percorso delle linee magnetiche. Inoltre non c'è un solo circuito ed una sola induttanza, ma più induttanze (dell'avvolgimento d'armatura, dell'avvolgimento di campo, dei circuiti smorzatori), che sono anche tra di loro mutuamente accoppiate. Per semplificare, vengono presi in considerazione i seguenti parametri:

reattanza subtransitoria diretta X''_d
 reattanza transitoria diretta X'_d
 reattanza sincrona diretta X_d

L'evoluzione nel tempo di questi parametri condiziona l'andamento della corrente di cortocircuito nel generatore. Le reattanze sono generalmente espresse in p.u. (per unit) e in percentuale. Sono cioè riferite alle grandezze nominali delle macchine.

Possono essere determinate con la seguente relazione:

$$x_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot X}{V_n} \cdot 100$$

Dove:

X è il valore effettivo in ohm della reattanza considerata;
 I_n è la corrente nominale della macchina;
 V_n è la tensione nominale della macchina.

Come ordini di grandezza per le varie reattanze possiamo indicare i seguenti valori:

- reattanza subtransitoria: i valori variano tra il 10% e il 20% nei turboalternatori (macchine isotrope a rotore liscio); e tra il 15% ed il 30% nelle macchine a poli salienti (anisotrope);
- reattanza transitoria: può variare tra il 15 ed il 30% nei turboalternatori (macchine isotrope a rotore liscio), e tra il 30% ed il 40% nelle macchine a poli salienti (anisotrope);
- reattanza sincrona: i valori variano tra il 120% e il 200% nei turboalternatori (macchine isotrope a rotore liscio); e tra il 80% ed il 150% nelle macchine a poli salienti (anisotrope);

Trasformatore

Consideriamo una macchina MT/BT con avvolgimento primario a triangolo (Δ) e avvolgimento secondario stella a terra (Y_{g}).

I parametri elettrici normalmente noti e che caratterizzano la macchina sono i seguenti:

- potenza apparente nominale S_n [kVA]
- tensione nominale primaria V_{1n} [V]
- tensione nominale secondaria V_{2n} [V]
- tensione di cortocircuito in % $v_{k\%}$ (valori tipici sono 4% e 6%)

Con questi dati è possibile determinare la corrente nominale primaria e secondaria e le correnti in condizioni di guasto.

Nella tabella 2 si riportano i tipici valori della tensione di cortocircuito $v_{k\%}$ in relazione alla potenza nominale dei trasformatori (riferimento norma CEI EN 60076-5)

Tabella 2

Potenza nominale S_n [kVA]	Tensione di cortocircuito $v_{k\%}$
≤ 630	4
$630 < S_n \leq 1250$	5
$1250 < S_n \leq 2500$	6
$2500 < S_n \leq 6300$	7
$6300 < S_n \leq 25000$	8

La capacità di lavorare in condizioni di sovraccarico dipende dalle caratteristiche costruttive di ogni singolo trasformatore. A livello generale e come informazione di massima si può considerare la capacità di lavorare in condizioni di sovraccarico per trasformatori in olio come indicato nella norma ANSI C57.92 e riportato nella tabella 3.

Tabella 3

Multiplo della corrente nominale del trasformatore	Tempo [s]
25	2
11.3	10
6.3	30
4.75	60
3	300
2	1800

Motore asincrono

I dati solitamente noti per il motore asincrono sono la potenza attiva nominale in kW, la tensione nominale V_n e la corrente nominale I_n . Dai dati di targa è anche disponibile il valore di rendimento η e il fattore di potenza $\cos\phi$. In caso di cortocircuito, il motore asincrono funziona come generatore al quale si assegna una reattanza subtransitoria che varia tra il 20% e il 25%. Ciò significa considerare come contributo al cortocircuito una corrente di valore pari a 4-5 volte la corrente nominale.

2.2 Calcolo della corrente di cortocircuito

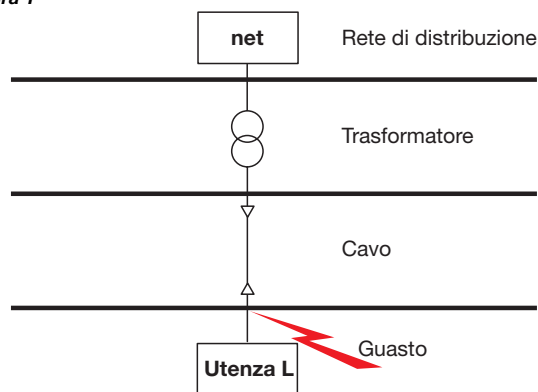
Con riferimento alla rete elettrica schematizzata in figura 1, si ipotizza un cortocircuito sui morsetti del carico. La rete può essere studiata e rappresentata utilizzando i parametri resistenze e reattanze di ogni componente elettrico.

I valori di resistenza e reattanza devono essere tutti riportati allo stesso valore di tensione assunta come riferimento per il calcolo della corrente di cortocircuito.

Il passaggio dai valori di impedenza Z_1 riferiti ad una tensione superiore (V_1) ai valori Z_2 , riferiti ad una tensione inferiore (V_2), avviene attraverso il rapporto di trasformazione

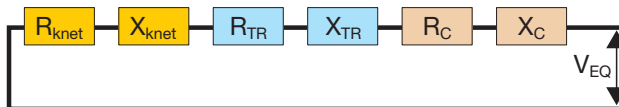
$$K = \frac{V_1}{V_2} \text{ secondo la seguente relazione: } Z_2 = \frac{Z_1}{K^2}$$

Figura 1



La struttura della rete elettrica presa in considerazione permette una rappresentazione con elementi in serie; si ottiene così un circuito equivalente come quello rappresentato in figura 2 che permette il calcolo dell'impedenza equivalente vista dal punto di guasto.

Figura 2



Nel punto del cortocircuito viene posizionata una sorgente di tensione equivalente (V_{EQ}) con valore:

$$V_{EQ} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3}}$$

Il fattore "c" dipende dalla tensione del sistema e tiene conto dell'influenza dei carichi e della variazione della tensione di rete.

In base a queste considerazioni passiamo a determinare i valori di resistenza e reattanza che caratterizzano gli elementi che compongono l'impianto.

Rete di alimentazione (net)

Nella maggior parte dei casi l'impianto risulta essere alimentato da una rete di distribuzione in media tensione, di cui abbastanza facilmente possono essere disponibili il valore della tensione di alimentazione V_{net} e la corrente iniziale di cortocircuito I_{knet} .

Sulla base di questi dati e di un coefficiente correttivo per la variazione di tensione causata dal cortocircuito è possibile determinare l'impedenza diretta di cortocircuito della rete con la seguente formula:

$$Z_{knet} = \frac{c \cdot V_{net}}{\sqrt{3} \cdot I_{knet}}$$

Per il calcolo dei parametri resistenza e reattanza di rete, possono essere utilizzate le seguenti relazioni:

$$\begin{aligned} X_{knet} &= 0.995 \cdot Z_{knet} \\ R_{knet} &= 0.1 \cdot X_{knet} \end{aligned}$$

Se per la rete di distribuzione fosse nota la potenza apparente di cortocircuito A_{knet} sarebbe possibile determinare l'impedenza che rappresenta la rete con la seguente relazione:

$$Z_{knet} = \frac{V_{net}^2}{S_{knet}}$$

Trasformatore

L'impedenza della macchina può essere calcolata attraverso i parametri nominali della macchina stessa (tensione nominale V_{2n} ; potenza apparente S_{nTR} ; caduta di tensione percentuale $v_{k\%}$) utilizzando la formula seguente:

$$Z_{TR} = \frac{V_{2n}^2 \cdot v_{k\%}}{100 \cdot S_{nTR}}$$

La componente resistiva può essere determinata attraverso la conoscenza del valore delle perdite totali P_{PTR} riferite alla corrente nominale secondo la relazione seguente:

$$R_{TR} = \frac{P_{PTR}}{3 \cdot I_{2n}^2}$$

La componente reattiva può essere determinata con la classica relazione

$$X_{TR} = \sqrt{(Z_{TR}^2 - R_{TR}^2)}$$

Cavi e linee aeree

Il valore di impedenza di questi elementi di connessione dipende da diversi fattori (tecniche costruttive, temperatura ecc..) che condizionano la resistenze lineare r e la reattanza lineare x . Questi due parametri espressi per unità di lunghezza sono forniti dal costruttore del cavo. In generale l'impedenza è espressa dalla formula seguente:

$$Z_c = L \cdot (r_c + jx_c)$$

In genere i valori di resistenza sono riferiti ad una temperatura di riferimento di 20°C; per temperature di esercizio θ diverse con la formula seguente è possibile riportare il valore di resistenza alla temperatura di esercizio.

$$r_\theta = [1 + (\alpha - 20)] \cdot r_{20}$$

dove:

α è il coefficiente di temperatura che dipende dal tipo di materiale (per il rame vale 3.95×10^{-3}).

Calcolo della corrente di cortocircuito

Le definizioni dei valori delle resistenze e delle reattanze di cortocircuito dei principali elementi che costituiscono un circuito permettono il calcolo delle correnti di cortocircuito nell'impianto.

Con riferimento alla figura 2, attraverso la modalità di riduzione di elementi in serie si determina:

- il valore di resistenza totale di cortocircuito $R_{Tk} = \Sigma R$

- il valore di reattanza totale di cortocircuito $X_{Tk} = \Sigma X$

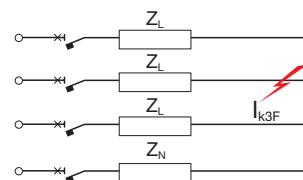
Noti i due parametri precedenti è possibile determinare il valore di impedenza diretta totale di cortocircuito Z_{Tk}

$$Z_{Tk} = \sqrt{(R_{Tk}^2 + X_{Tk}^2)}$$

Determinata l'impedenza equivalente vista dal punto di guasto, è possibile procedere con il calcolo della corrente di cortocircuito trifase:

Valore della corrente trifase simmetrica di cortocircuito

$$I_{k3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{Tk}}$$

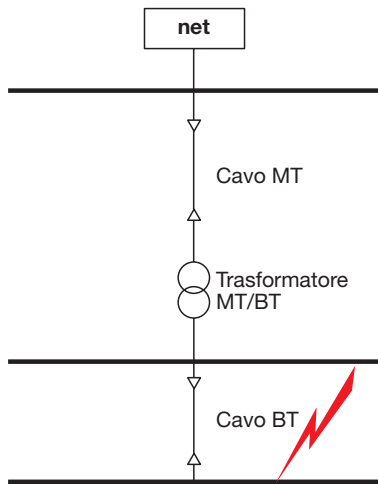


È generalmente considerato come il guasto che provoca le correnti più elevate (tranne che in condizioni particolari). In assenza di macchine rotanti, o quando la loro azione è scemata, rappresenta anche la corrente permanente di cortocircuito ed è il valore preso come riferimento per determinare il potere di interruzione del dispositivo di protezione.

Di seguito è riportato un esempio di calcolo della corrente di cortocircuito utilizzando la relazione precedentemente riportata.

Esempio:

Con riferimento alla rete schematizzata riportiamo i parametri elettrici dei vari componenti:



Potenza e corrente di cortocircuito della rete di alimentazione

$S_{knet} = 500\text{MVA}$, $I_{knet} = 14.4\text{kA}$
 Tensione nominale della rete di alimentazione $V_{net} = 20\text{kV}$
 Cavo di media tensione:

Resistenza $R_{CMT} = 360\text{m}\Omega$
 Reattanza $X_{CMT} = 335\text{m}\Omega$

Potenza nominale del trasformatore $S_{nTR} = 400\text{kVA}$
 Tensione nominale secondaria del trasformatore $V_{2n} = 400\text{V}$
 Prova in cortocircuito per il trasformatore: $v_{k\%} = 4\%$; $p_{k\%} = 3\%$

Cavo di bassa tensione con lunghezza $L = 5\text{m}$:
 Resistenza $R_{CBT} = 0.388\text{m}\Omega$
 Reattanza $X_{CBT} = 0.395\text{m}\Omega$

Con riferimento alla relazione precedente si procede al calcolo dell'impedenza complessiva dei vari elementi per determinare la corrente di guasto trifase nel punto indicato.

Poiché il guasto è sul lato BT, tutti i parametri calcolati per la porzione di rete a MT dovranno essere riportati alla tensione nominale secondaria con il coefficiente

$$K = \frac{20000}{400} = 50$$

Rete di alimentazione

$$Z_{knet} = \frac{c \cdot V_{net}}{\sqrt{3} \cdot I_{knet}} = \frac{1.1 \cdot 20000}{\sqrt{3} \cdot 14.4 \cdot 10^3} = 0.88\Omega$$

$$Z_{knet\ 400V} = \frac{Z_{knet}}{K^2} = \frac{0.88}{50^2} = 0.00035\Omega$$

$$X_{knet\ 400V} = 0.995 \cdot Z_{knet\ 400V} = 0.000348\Omega$$

$$R_{knet\ 400V} = 0.1 \cdot X_{knet\ 400V} = 0.0000348\Omega$$

Cavo di media tensione

$$R_{CMT\ 400V} = \frac{R_{CMT}}{K^2} = \frac{360 \cdot 10^{-3}}{50^2} = 0.000144\Omega$$

$$X_{CMT\ 400V} = \frac{X_{CMT}}{K^2} = \frac{335 \cdot 10^{-3}}{50^2} = 0.000134\Omega$$

Trasformatore

$$Z_{TR} = \frac{V_{2n}^2 \cdot v_{k\%}}{100 \cdot S_{nTR}} = \frac{400^2 \cdot 4}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 0.016\Omega$$

$$P_{PTR} = \frac{p_{k\%} \cdot S_{nTR}}{100} = \frac{3}{100} \cdot 400 \cdot 10^3 = 12\text{kW}$$

$$I_{2n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 577\text{A}$$

$$R_{TR} = \frac{P_{PTR}}{3 \cdot I_{2n}^2} = \frac{12000}{3 \cdot 577^2} = 0.012\Omega$$

$$X_{TR} = \sqrt{(Z_{TR}^2 - R_{TR}^2)} = \sqrt{(0.016^2 - 0.012^2)} = 0.0106\Omega$$

Cavo di bassa tensione

$R_{CBT} = 0.388\text{m}\Omega$
 $X_{CBT} = 0.395\text{m}\Omega$

Il valore di resistenza totale di cortocircuito è dato da: $R_{TK} = \Sigma R$

$$R_{TK} = R_{knet\ 400V} + R_{CMT\ 400V} + R_{TR} + R_{CBT}$$

$$R_{TK} = 0.0000348 + 0.000144 + 0.012 + 0.000388 = 0.01256\Omega$$

Il valore di reattanza totale di cortocircuito è dato da: $X_{TK} = \Sigma X$

$$X_{TK} = X_{knet\ 400V} + X_{CMT\ 400V} + X_{TR} + X_{CBT}$$

$$X_{TK} = 0.000348 + 0.000134 + 0.0106 + 0.000395 = 0.01147\Omega$$

Valore della corrente trifase simmetrica di cortocircuito

Calcoliamo il valore dell'impedenza totale di cortocircuito

$$Z_{TK} = \sqrt{(R_{TK}^2 + X_{TK}^2)} = \sqrt{(0.01256^2 + 0.01147^2)} = 0.017\Omega$$

e ipotizzando il fattore $c^{(1)} = 1.1$ il valore della corrente di cortocircuito è il seguente

$$I_{k3F} = \frac{c \cdot V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{TK}} = \frac{1.1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0.017} = 14943\text{A} = 14.95\text{kA}$$

Per indicazioni e considerazioni più approfondite per il calcolo della corrente di cortocircuito si veda "Appendice B" di questa pubblicazione.

⁽¹⁾ Il fattore di tensione "c" è necessario per simulare l'effetto di alcuni fenomeni che non sono esplicitamente considerati nel calcolo, quali ad esempio:

- le variazioni di tensione nel tempo;
- i cambi di presa dei trasformatori;
- i comportamenti subtransitori delle macchine rotanti (generatori e motori).

2.3 Calcolo del contributo motori

In caso di cortocircuito, il motore passa a funzionare da generatore e alimenta il guasto per un tempo limitato e corrispondente a quello necessario per eliminare l'energia che risulta immagazzinata nel circuito magnetico del motore. Attraverso una rappresentazione elettrica del motore con la propria reattanza subtransitoria "X" si può calcolare il valore numerico del contributo del motore. Spesso questo dato è di difficile reperibilità perciò è prassi comune considerare il contributo motore al cortocircuito come multiplo della corrente nominale del motore. I valori tipici del coefficiente moltiplicativo variano da 4 a 6 volte.

Con riferimento invece alla durata si può considerare che, per un motore BT, l'effetto del contributo alla corrente di cortocircuito risulti trascurabile già dopo i primi periodi dall'inizio del cortocircuito.

La norma IEC 60909 o CEI 11-28 fornisce le indicazioni minime per cui il fenomeno deve essere preso in considerazione, dovrà essere

$$(\sum I_{nM} > \frac{I_k}{100})$$

dove:

$\sum I_{nM}$ rappresenta la somma delle correnti nominali dei motori connessi direttamente alla rete dove avviene il cortocircuito. I_k è la corrente di cortocircuito trifase determinata senza contributo motori.

2.4 Calcolo della corrente di picco

La corrente di cortocircuito " I_k " può essere considerata composta da due componenti:

- una componente simmetrica " i_s " con forma d'onda sinusoidale e appunto simmetrica rispetto all'asse orizzontale dei tempi. Questa componente è espressa dalla seguente relazione:

$$i_s = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin(\omega \cdot t - \varphi_k)$$

- una componente unidirezionale " i_u " con andamento esponenziale dovuto alla presenza di una componente induttiva. Tale componente è caratterizzata da una costante di tempo $\tau=L/R$ (con "R" si intende la resistenza e con "L" l'induttanza del circuito a monte del punto di guasto) e si estingue dopo 3-6 volte τ .

$$i_u = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin\varphi_k \cdot e^{-\frac{R}{L} \cdot t}$$

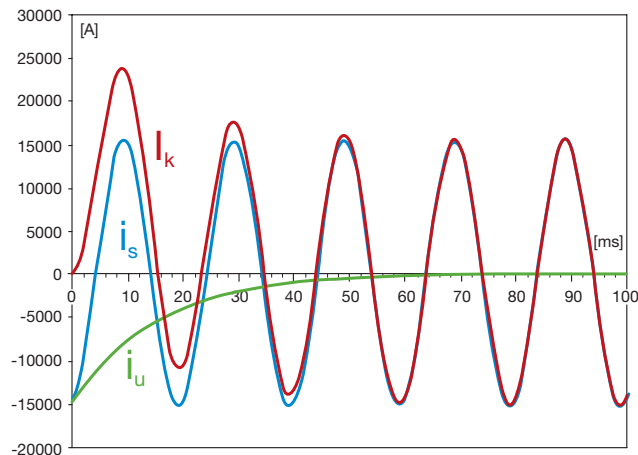
La componente unidirezionale durante il periodo transitorio rende la corrente di cortocircuito asimmetrica, caratterizzata da un valore massimo detto valore di picco

che risulta superiore rispetto a quello che competerebbe ad una grandezza puramente sinusoidale. In generale possiamo dire che, considerando il valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito I_k , il valore del primo picco di corrente può variare da

$$\sqrt{2} \cdot I_k \text{ a } 2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_k.$$

Trascorso il periodo transitorio la corrente di cortocircuito diventa praticamente simmetrica. L'andamento delle correnti è riportato nella figura 3.

Figura 3



Come noto, le prestazioni in cortocircuito di un interruttore, con riferimento alla tensione di esercizio del dispositivo, sono definite principalmente dai seguenti parametri:

I_{cu} = potere di interruzione

I_{cm} = potere di chiusura

Il potere di interruzione I_{cu} è definito con riferimento al valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito. Si può dire che il valore efficace di una corrente sinusoidale rappresenta quella intensità di corrente continua che, in pari tempo, ne produce i medesimi effetti termici. In genere le grandezze sinusoidali vengono sempre espresse mediante il loro valore efficace. Per valore efficace si può considerare quel valore di corrente di cortocircuito che normalmente si calcola con la classica relazione:

$$I_k = \frac{V}{\sqrt{(R^2 + X^2)}}$$

Il potere di chiusura I_{cm} è definito con riferimento al valore di picco massimo della corrente presunta di cortocircuito.

Poiché ogni elemento con impedenza modifica la corrente di cortocircuito a valle dello stesso, e poiché l'interruttore è un elemento con impedenza propria, si definisce la corrente presunta come quella corrente che fluisce quando il dispositivo di protezione è sostituito con un elemento di impedenza nulla.

La norma di prodotto IEC 60947-2 o CEI EN 60947-2 fornisce una tabella che permette di passare dal valore della corrente di cortocircuito in valore efficace simmetrico al rispettivo valore di picco, attraverso un coefficiente moltiplicativo legato anche al fattore di potenza dell'impianto. Questa tabella costituisce il riferimento per determinare il valore di I_{cu} e di I_{cm} dei vari interruttori.

Passando dalle caratteristiche dell'interruttore a quelle dell'impianto, se risulta immediato il calcolo del valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito determinarne il relativo valore di picco potrebbe essere meno immediato. I parametri necessari, quali il fattore di potenza in cortocircuito o il rapporto tra la resistenza e l'induttanza del circuito a monte del punto di guasto, non sempre risultano essere disponibili.

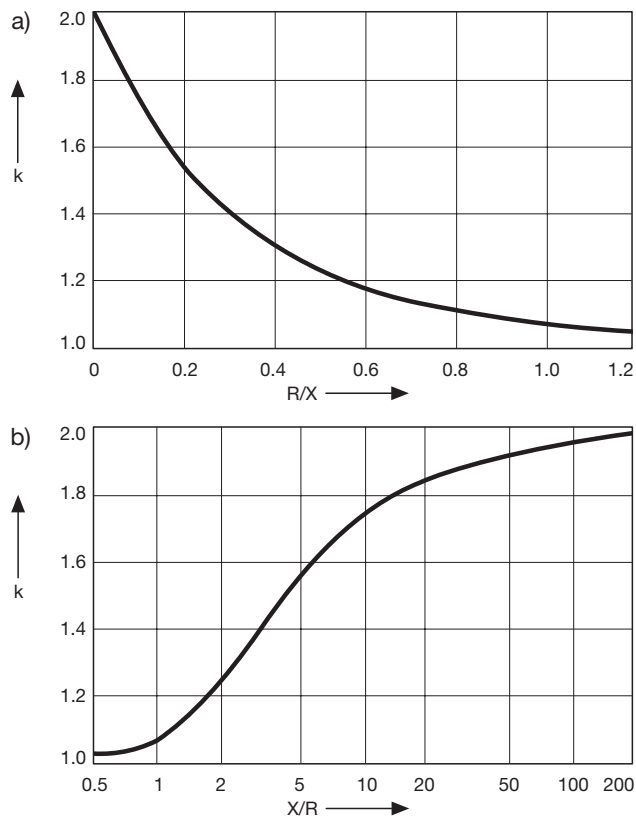
La norma CEI 11-28 (IEC 60909) fornisce indicazioni utili per il calcolo della corrente di picco, in particolare indica la relazione seguente:

$$i_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_k$$

dove il valore di "k" può essere valutato con la seguente

formula approssimata: $k = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}}$

oppure attraverso i grafici seguenti che riportano appunto il valore di "k" in funzione del parametro "R/X" o "X/R".



Esempio:

Ipotizzando un valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito trifase $I_k=33\text{kA}$ e un fattore di potenza in condizione di cortocircuito ($\cos\varphi_k=0.15$), vediamo come è possibile procedere per determinare il picco:

dal valore del $\cos\varphi_k$ è possibile esplicitare il rapporto X/R attraverso il calcolo della tangente; da un rapido calcolo si ricava il valore di $X/R = 6.6$ da cui, attraverso il grafico o la formula si ricava il valore di $k=1.64$ che in corrispondenza della corrente di cortocircuito trifase $I_k=33\text{kA}$ fornisce un valore di picco $i_p=76.6\text{kA}$.

Ipotizzando di dover effettuare la scelta di un dispositivo di protezione per un impianto con tensione nominale di 400V, con riferimento alla sola corrente di cortocircuito trifase potrebbe essere utilizzato un interruttore con potere di interruzione $I_{cu}=36\text{kA}$ a cui però corrisponderebbe secondo la norma IEC 60947-2 un potere di chiusura $I_{cm}=75.6\text{kA}$. Tale valore del potere di chiusura risulta essere inferiore al valore di picco che si può stabilire nell'impianto in oggetto, per cui questo fatto rende la scelta non corretta e condiziona all'utilizzo di una versione dell'interruttore avente un potere di interruzione superiore (ad esempio 50kA) e di conseguenza I_{cm} superiore e adeguata al picco dell'impianto.

Da questo esempio si vede come in prima battuta si sarebbe erroneamente scelto un interruttore in versione "N" cioè con 36kA di potere di interruzione; mentre le considerazioni sul picco portano ad utilizzare un interruttore in versione "S" o "H".

3 Scelta dei dispositivi di protezione e comando

3.1 Generalità sui principali parametri elettrici dei dispositivi di protezione e manovra

In generale, quando si deve effettuare l'analisi e la scelta di un dispositivo di manovra e protezione quale ad esempio un interruttore, si devono valutare alcuni parametri elettrici che caratterizzano il dispositivo stesso, quali corrente nominale e potere d'interruzione.

Di seguito diamo una breve descrizione di questi parametri ponendoli in relazione anche alle grandezze elettriche dell'impianto.

Tensione nominale di impiego U_e : rappresenta il valore della tensione che determina il limite di impiego dell'apparecchio e al quale sono riferiti tutti gli altri parametri tipici dell'apparecchio. È generalmente espressa come tensione concatenata cioè come tensione tra fase e fase.

Corrente ininterrotta nominale I_u : rappresenta il valore di corrente che l'apparecchio è in grado di portare per un tempo indefinito (settimane, mesi o anche anni). Questo parametro viene utilizzato per definire la taglia dell'interruttore.

Corrente nominale I_n : rappresenta il valore di corrente che caratterizza il relè di protezione installato a bordo interruttore e determina, in base ai settaggi disponibili sul relè, la caratteristica di protezione dell'interruttore stesso. Questa corrente è spesso riferita alla corrente nominale dell'utenza protetta dall'interruttore.

Potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito I_{cu} : rappresenta il valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di interrompere. Tale valore è stabilito attraverso un ciclo di prova ben definito (O-t-CO) e ben determinate modalità di prova descritte nella norma di prodotto IEC 60947-2. Gli interruttori sono classificati in livelli di prestazione identificati con lettere ("N" "S" "H" "L" ecc.) con riferimento al loro potere di interruzione.

Potere di interruzione nominale di servizio in cortocircuito I_{cs} : rappresenta il valore efficace della componente sim-

metrica della corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di interrompere.

Tale valore è stabilito attraverso un ciclo di prova ben definito (O-t-CO-t-CO) e ben determinate modalità di prova descritte nella norma di prodotto IEC 60947-2.

È espresso come percentuale 25% - 50% - 75% - 100% del potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito, per esempio potrebbe essere $I_{cs} = 75 \% I_{cu}$.

Il valore del potere di interruzione deve essere messo in relazione con il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore stesso, e deve essere verificata la relazione $I_{cu} > I_k$ o $I_{cs} > I_k$.

Potere di chiusura nominale in cortocircuito I_{cm} : rappresenta il massimo picco della corrente presunta che l'interruttore deve essere in grado di stabilire. In corrente alternata, il potere nominale di chiusura in cortocircuito di un interruttore non deve essere inferiore al suo potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito, moltiplicato per il fattore "n", quindi $I_{cm} = n \times I_{cu}$.

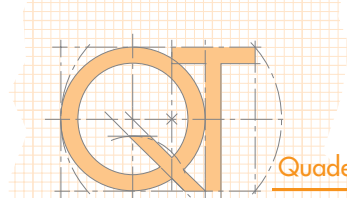
Tale valore di I_{cm} deve essere posto in relazione al valore della corrente di picco presente nel punto di installazione dell'interruttore e dovrà essere verificata la relazione $I_{cm} > i_p$.

La Tabella 1 seguente riporta i valori del coefficiente "n" come da normativa di prodotto CEI EN 60947-2.

Tabella 1

Potere di interruzione I_{cu}	Fattore di potenza	n
$4.5 \leq I_{cu} \leq 6$	0.7	1.5
$6 < I_{cu} \leq 10$	0.5	1.7
$10 < I_{cu} \leq 20$	0.3	2
$20 < I_{cu} \leq 50$	0.25	2.1
$50 < I_{cu}$	0.2	2.2

Corrente nominale di breve durata ammissibile I_{cw} : rappresenta il valore della corrente efficace della componente alternata che l'interruttore è in grado di portare senza danneggiamenti per un determinato tempo, con la preferenza per i seguenti valori 1s e 3s.



Interruttori scatolati Tmax

famiglia	Tmax										
interruttore	T1			T2						T3	
tensione nominale d'impiego (Ue)	690			690						690	
corrente ininterrotta nominale (Iu)	160			160						250	
potere d'interruzione nominale limite in cortocircuito (Icu)	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S
(AC) 50-60 Hz 220/230V	25	40	50	25	40	65	85	100	120	50	85
(AC) 50-60 Hz 380/415V	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50
(AC) 50-60 Hz 440V	10	15	22	10	15	30	45	55	75	25	40
(AC) 50-60 Hz 500V	8	10	15	8	10	25	30	36	50	20	30
(AC) 50-60 Hz 690V	3	4	6	3	4	6	7	8	10	5	8
potere d'interruzione nominale di servizio in cortocircuito (Ics)											
(AC) 50-60 Hz 220/230V	100%	75%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%
(AC) 50-60 Hz 380/415V	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	75% ⁽¹⁾	75%	50% ⁽²⁾
(AC) 50-60 Hz 440V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	75%	50%
(AC) 50-60 Hz 500V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	75%	50%
(AC) 50-60 Hz 690V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	75%	50%
potere di chiusura nominale in cortocircuito (Icm)											
(AC) 50-60 Hz 220/230V	52.5	84	105	52.5	84	143	187	220	264	105	187
(AC) 50-60 Hz 380/415V	32	52.5	75.6	32	52.5	75.6	105	154	187	75.6	105
(AC) 50-60 Hz 440V	17	30	46.2	17	30	63	94.5	121	165	52.5	84
(AC) 50-60 Hz 500V	13.6	17	30	13.6	17	52.5	63	75.6	105	40	63
(AC) 50-60 Hz 690V	4.3	5.9	9.2	4.3	5.9	9.2	11.9	13.6	17	7.7	13.6

(1) 70kA (2) 27kA (3) 75% per T5 630 (4) 50% per T5 630 (5) solo per T7 800/1000/1250 A

Interruttori aperti Emax

famiglia	Emax								
interruttore	X1			E1		E2			
tensione nominale d'impiego (Ue)	690			690		690			
livelli di prestazione	B	N	L	B	N	B	N	S	L
corrente ininterrotta nominale (Iu)	630	630	630	800	800	1600	1000	800	1250
	800	800	800	1000	1000	2000	1250	1000	1600
	1000	1000	1000	1250	1250		1600	1250	
	1250	1250	1250	1600	1600		2000	1600	
	1600	1600						2000	
potere d'interruzione nominale limite in cortocircuito (Icu)									
(AC) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	42	65	150	42	50	42	65	85	130
(AC) 50-60 Hz 440V	42	65	130	42	50	42	65	85	110
(AC) 50-60 Hz 500/525V	42	55	100	42	50	42	55	65	85
(AC) 50-60 Hz 660/690V	42	55	60	42	50	42	55	65	85
potere d'interruzione nominale di servizio in cortocircuito (Ics)									
(AC) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	42	50	150	42	50	42	65	85	130
(AC) 50-60 Hz 440V	42	50	130	42	50	42	65	85	110
(AC) 50-60 Hz 500/525V	42	42	100	42	50	42	55	65	65
(AC) 50-60 Hz 660/690V	42	42	45	42	50	42	55	65	65
potere di chiusura nominale in cortocircuito (Icm)									
(AC) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	88.2	143	330	88.2	105	88.2	143	187	286
(AC) 50-60 Hz 440V	88.2	143	286	88.2	105	88.2	143	187	242
(AC) 50-60 Hz 500/525V	88.2	121	220	75.6	75.6	84	121	143	187
(AC) 50-60 Hz 660/690V	88.2	121	132	75.6	75.6	84	121	143	187
corrente ammissibile nominale di breve durata (Icw)	(1s)	42	15	42	50	42	55	65	10
	(3s)			36	36	42	42	42	

(1) La prestazione a 600V è pari a 100kA.

T4																			T5					T6				T7				
690					690					690				690																		
250/320					400/630					630/800/1000				800/1000/1250/1600																		
N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽⁵⁾															
70	85	100	200	300	70	85	100	200	300	70	85	100	200	85	100	200	200															
36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150															
30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130															
25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	40	50	85	100															
20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60															
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%															
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%															
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%															
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100% ⁽³⁾	100% ⁽⁴⁾	100%	100%	75%	100%	100%	75%	100%															
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100% ⁽³⁾	100% ⁽⁴⁾	100% ⁽⁴⁾	75%	75%	75%	75%	100%	75%	75%															
154	187	220	440	660	154	187	220	440	660	154	187	220	440	187	220	440	440															
75.6	105	154	264	440	75.6	105	154	264	440	75.6	105	154	220	105	154	264	330															
63	84	143	220	396	63	84	143	220	396	63	94.5	105	176	105	143	220	286															
52.5	63	105	187	330	52.5	63	105	187	330	52.5	73.5	105	143	84	105	187	220															
40	52.5	84	154	176	40	52.5	84	154	176	40	48.4	55	66	63	88,2	105	132															

E3					E4			E6	
690					690			690	
N	S	H	V	L	S	H	V	H	V
2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200
3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000
	1600	1250	1600					6300	5000
	2000	1600	2000						6300
	2500	2000	2500						
	3200	2500	3200						
	3200								
65	75	100	130	130	75	100	150	100	150
65	75	100	130	110	75	100	150	100	150
65	75	100	100	85	75	100	130	100	130
65	75	85 ⁽¹⁾	100	85	75	85 ⁽¹⁾	100	100	100
65	75	85	100	130	75	100	150	100	125
65	75	85	100	110	75	100	150	100	125
65	75	85	85	65	75	100	130	100	100
65	75	85	85	65	75	85	100	100	100
143	165	220	286	286	165	220	330	220	330
143	165	220	286	242	165	220	330	220	330
143	165	187	220	187	165	220	286	220	286
143	165	187	220	187	165	187	220	220	220
65	75	75	85	15	75	100	100	100	100
65	65	65	65		75	75	75	85	85

3.2 Criteri di scelta dell'interruttore

I vari criteri di scelta per un interruttore impongono, oltre alla verifica dei parametri elettrici tipici dell'interruttore (tensione – corrente - potere di interruzione ecc.), anche la verifica che l'interruttore sia in grado di proteggere i dispositivi per cui è preposto.

Di seguito vengono brevemente analizzate le modalità di verifiche da seguire per realizzare la protezione dei dispositivi che più comunemente sono presenti in un impianto.

Protezione delle linee in cavo

Il cavo dovrà essere protetto contro il sovraccarico e contro il cortocircuito.

Per la protezione contro il sovraccarico deve essere verificata la seguente condizione $I_B \leq I_1 \leq I_2$

dove:

I_B è la corrente del carico,

I_1 rappresenta la soglia di intervento per sovraccarico (funzione "L") impostata sul relè di protezione;

I_2 è la portata in regime permanente del cavo.

Per la protezione contro il cortocircuito deve essere verificata la seguente condizione $K^2 S^2 \geq I^2 t$

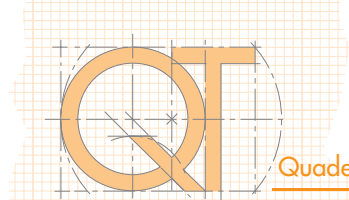
dove:

$K^2 S^2$ è l'energia specifica sopportabile dal cavo che risulta essere funzione della sezione S e di una costante K che vale 115 per cavi isolati in PVC e 143 per cavi isolati in EPR.

$I^2 t$ è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore in corrispondenza della corrente di cortocircuito massima dell'impianto.

Massima lunghezza protetta

Per il circuito secondario lato BT di tipo TN-S la norma



CEI 64-8 fornisce alcune indicazioni per un calcolo approssimato per valutare la corrente di cortocircuito minima a fine linea. La norma ipotizza che la condizione di corrente di guasto minima si abbia per un guasto fase-neutro alla fine della condotta installata.

La differenziazione introdotta dipende dal fatto che il conduttore di neutro sia o non sia distribuito, e le formule di calcolo sono le seguenti:

TN-S neutro non distribuito

$$I_{kmin} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot L}$$

TN-S neutro distribuito

$$I_{kmin} = \frac{0.8 \cdot V_0 \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot L}$$

dove :

0.8 – 1.5 – 2 costanti caratteristiche della formula in oggetto

V tensione fase–fase del sistema

V_0 tensione fase–neutro del sistema

S_F sezione del conduttore di fase

ρ resistività del materiale conduttore del cavo

m rapporto tra la resistenza del conduttore di neutro e di fase. Nel caso abbastanza comune in cui fase e neutro siano dello stesso materiale “m” diventa il rapporto tra la sezione di fase e di neutro.

L lunghezza del cavo in [m]

I_{kmin} corrente di cortocircuito minima a fine linea.

Se nelle formule precedenti si sostituisce il valore di I_{kmin} con la soglia di intervento $I_{3_{Max}}$ (comprensiva di tolleranza superiore) dell'interruttore utilizzato e si risolve la formula esplicitando la lunghezza, si ottiene un risultato che fornisce indicativamente il valore della massima lunghezza di cavo che risulta protetta dalla protezione magnetica settata sul dispositivo di protezione.

Le formule che si ottengono sono le seguenti:

$$L_{Max} = \frac{0.8 \cdot V_0 \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot I_{3_{Max}}}$$

$$L_{Max} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot I_{3_{Max}}}$$

Protezione dai contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione, ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale.

La protezione mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione è richiesta quando a causa di un guasto, si possono verificare sulle masse tensioni di contatto di

durata e valore tale da rendersi pericolose per le persone. Le prescrizioni per realizzare la protezione dai contatti indiretti per un impianto di bassa tensione sono sempre fornite dalla CEI 64-8, mentre per gli impianti in media tensione la norma di riferimento è la CEI 11-1.

Per la verifica della protezione nei sistemi BT, la norma fornisce delle prescrizioni che si differenziano in base ai vari sistemi di distribuzione e che fanno riferimento all'impedenza dell'anello di guasto, alla tensione alla corrente che provoca l'intervento del dispositivo di protezione e al tempo in cui si ha questo intervento.

Nei sistemi MT, il problema della protezione contro i contatti indiretti si presenta ogni volta che l'impianto utente ha la propria cabina di trasformazione.

Secondo la norma CEI 11-1 la corrente dispersa I_g si può calcolare con la relazione $I_g = V \cdot (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2)$ dove L1 rappresenta l'estensione della linea aerea e L2 della linea in cavo.

Spesso l'entità della corrente a terra è di difficile valutazione per cui deve essere richiesta alla società distributrice.

La norma fornisce il valore massimo che può assumere la tensione di passo e di contatto in base al tempo di eliminazione del guasto.

Protezione generatori

Con riferimento alla tipica rappresentazione dell'andamento della corrente di cortocircuito di un generatore per una buona protezione della macchina rotante il dispositivo di protezione dovrà avere le seguenti caratteristiche:

- settaggio della protezione da sovraccarico L uguale o maggiore della corrente nominale del generatore;
- intervento della protezione da cortocircuito (istantanea I o ritardata S) nei primissimi istanti del cortocircuito;
- protezione riferita alla capacità della macchina di sopportare sovracorrenti che conformemente alla norma CEI EN 60034-1 è data dal punto $1.5 \cdot I_{nG}$ per 30s dove I_{nG} è la corrente nominale del generatore.

Protezione trasformatori

Consideriamo un trasformatore BT/BT al fine di analizzare le caratteristiche che i dispositivi di protezione devono avere quando posizionati a monte o a valle del trasformatore.

Per l'interruttore di monte è necessario fare riferimento alla curva di magnetizzazione della macchina che non deve presentare intersezioni con la curva di intervento dell'interruttore. Il potere di interruzione deve essere adeguato alla corrente di cortocircuito della rete a monte del trasformatore.

L'interruttore a valle deve avere una caratteristica di intervento tale da garantire la protezione contro un'eccessiva sovraccaricabilità termica della macchina in caso di cortocircuito. La norma CEI EN 60076-5 indica come limite di tenuta al cortocircuito dal punto di vista termico (limite di sovraccaricabilità) il valore della corrente di

cortocircuito lasciata passare dal trasformatore per un tempo di 2 secondi.

Questa condizione deve essere verificata anche dall'interruttore a monte nel caso di cortocircuito sul lato secondario che non interessa però l'interruttore a valle. Per questa analisi deve ovviamente essere considerata la corrente riportata al lato primario che è quella effettivamente vista dall'interruttore di monte.

In genere, l'analisi del comportamento dell'interruttore a valle e a monte per un guasto sul lato secondario deve essere fatta sulla base delle reali correnti che interessano i due apparecchi; infatti la corrente di cortocircuito per guasto al secondario deve essere portata al primario attraverso il rapporto di trasformazione.

Coordinamento motori

Entrare nel dettaglio delle considerazioni riferite allo studio del coordinamento avviamento motori è abbastanza complesso e non è specifico argomento di questa trattazione. In generale l'interruttore per la protezione motori è di tipo solo magnetico, la soglia di intervento magnetico deve avere un valore tale da permettere l'assorbimento della corrente di spunto senza avere interventi indesiderati e inoltre, in caso di cortocircuito sul motore, deve proteggere il contattore (dispositivo di manovra) e il relè termico esterno (protezione dal sovraccarico).

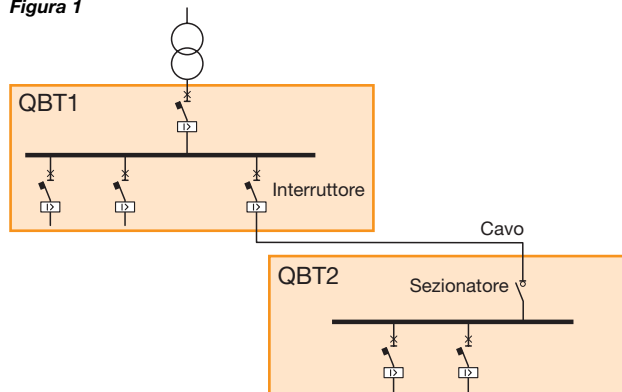
ABB mette a disposizione delle tabelle di coordinamento (consultabili sul sito <http://www.abb.com/lowvoltage>) per le varie potenze dei motori e per le varie tipologie di avviamento con riferimento alla tensione e alla corrente di cortocircuito dell'impianto.

3.3 Coordinamento tra interruttori e sezionatori

Il sezionamento deve assicurare la messa fuori tensione di tutto o di una parte dell'impianto separandolo in modo sicuro da qualsiasi alimentazione elettrica e garantendo in tal modo la sicurezza delle persone che eseguono lavori. Il sezionamento deve essere effettuato con dispositivi che aprano in una sola operazione tutti i poli. Nelle applicazioni di MT, la linea di arrivo in cabina può prevedere un sezionatore di linea e un sezionatore verso terra tra loro interbloccati che servono, in occasione di lavori, per mettere a terra automaticamente la linea a monte quando si ha l'apertura del sezionatore di linea. Sul lato BT il sezionatore potrebbe costituire l'elemento di ingresso di un sottoquadro, come rappresentato in figura 1. Il sezionatore è un apparecchio di manovra che nella posizione di aperto garantisce una distanza di sezionamento tra i contatti. In genere è adatto per aprire o chiudere circuiti in cui circolano piccole correnti, o co-

munque correnti nell'ordine della corrente nominale del dispositivo, e non è dotato di relè di protezione.

Figura 1



Poiché il sezionatore non è provvisto di un dispositivo che ne comandi l'apertura, è necessario predisporre un apparecchio di protezione quale ad esempio un interruttore, che salvaguardi l'integrità del sezionatore in caso di cortocircuito. Ciò significa che, in caso di cortocircuito, i fenomeni elettrici che interessano il sezionatore e che sono condizionati dal comportamento dell'interruttore devono essere sopportati dal sezionatore stesso.

A questo proposito ABB mette a disposizione delle tabelle da cui, con riferimento alla tipologia di interruttore a monte e di sezionatore a valle, è possibile ricavare la corrente di cortocircuito massima in corrispondenza della quale la combinazione risulta protetta.

Di seguito vengono riportate le tabelle 2 e 3 (estratte dalla documentazione ABB SACE "Tabelle di Coordinamento") con un esempio di lettura delle stesse.

Interruttore scatolato e sezionatore derivato dall'interruttore scatolato:

Tabella 2

			Valle	T1D	T3D	T4D	T5D	
			I _{cu} [kA]	2	3.6	3.6	6	
Monte	Versione	I _{cu} [kA]	I _{th} [A]	160	250	320	400	630
			I _u [A]	160	250	320	400	630
T1	B	16	160	16	16	16	16	16
	C	25		25	25	25	25	25
	N	36		36	36	36	36	36
T2	N	36	160	36	36	36	36	36
	S	50		50	50	50	50	50
	H	70		70	70	70	70	70
	L	85		85	85	85	85	85

Con riferimento alla combinazione evidenziata tra un interruttore tipo T2S160 a monte e sezionatore tipo T1D160, la protezione del dispositivo di sezionamento è possibile fino ad un valore di corrente di cortocircuito di 50kA 400Vac.

Interruttore scatolato e sezionatore della serie OT e OETL

Tabella 3

		Valle	OETL 200	OETL 250	OETL 315
		I _{cw} [kA]	8	8	8
Monte	Relé	I _{th} [A]	250	315	350
		I _{lu} [A]	100*	100*	100*
T5	TM	320	100*	100*	100*
		400	100**	100*	100*
	630			100***	
	EL	320-630	100**	100**	100**

Con riferimento alla combinazione evidenziata tra un interruttore tipo T5..400 a monte e sezionatore tipo OETL200, la protezione del dispositivo di sezionamento è possibile fino ad un valore di corrente di cortocircuito di 100kA 400Vac.

Per gli asterischi che compaiono nella tabella valgono le seguenti note:

* Scegliere il valore più basso fra I_{cu} dell'interruttore ed il valore indicato

Se ad esempio la versione dell'interruttore è una versione N con I_{cu}=36kA @ 400Vac, significa che la massima corrente di cortocircuito dell'impianto dovrà essere minore a 36kA (per poter utilizzare la versione "N") e il sezionatore sarà sicuramente protetto poiché il limite di protezione è 100kA. Se la versione dell'interruttore è una versione L con I_{cu}=200kA @ 400Vac, significa che la massima corrente di cortocircuito dell'impianto potrà essere di 200kA e il sezionatore non risulterà protetto poiché il limite di protezione è 100kA.

*** $I_l = 0.7 \times I$

Da questa nota, legata alla protezione termica del sezionatore, consegue che il settaggio massimo impostabile per la protezione termica sull'interruttore è $0.7 \times I_n$.

Analogo significato assume la nota:

** Massimo settaggio della soglia di sovraccarico $PR_{2xx} = 1.28 \times I_{th} \text{ OTxx/OETLxx}$

da cui si capisce come il settaggio massimo per la protezione da sovraccarico dell'interruttore non deve superare 1,28 volte la portata in corrente del sezionatore.

3.4 Coordinamento tra interruttori automatici ed interruttori differenziali puri

Gli interruttori automatici differenziali utilizzati solitamente nella parte terminale dell'impianto BT assicurano un'efficace protezione contro i contatti indiretti, cioè con parti metalliche che normalmente non dovrebbero essere in tensione, e in determinate condizioni anche contro i contatti diretti, cioè con parti normalmente in tensione.

Risulta però chiaro dalla lettura delle norme che la funzione di protezione delle persone contro i contatti diretti e indiretti è una funzione ausiliaria che l'interruttore compie, in quanto l'impianto elettrico deve essere progettato ed eseguito in modo da salvaguardare l'incolumità delle persone principalmente mediante un adeguato impianto di terra.

Le carcasse metalliche degli utilizzatori devono cioè essere collegate a un impianto di terra opportunamente dimensionato, in modo da evitare in ogni situazione tensioni di contatto pericolose.

In un impianto, oltre alla normale protezione contro il sovraccarico e il cortocircuito, solitamente di competenza dell'interruttore magnetotermico, è buona norma predisporre anche una protezione differenziale.

In senso lato, la protezione in un impianto può essere svolta da due dispositivi separati (interruttore magnetotermico e interruttore differenziale); in questo caso il differenziale puro, che è sensibile alla sola corrente di guasto a terra, deve essere installato in serie ad un interruttore automatico che lo protegga dalle sollecitazioni termiche e dinamiche che si sviluppano nell'impianto a causa della sovracorrente.

Una alternativa è rappresentata da un unico dispositivo quale l'interruttore magnetotermico differenziale che unifica in un unico apparecchio le funzioni di protezione, riducendo notevolmente gli eventuali rischi legati ad un non corretto coordinamento dei due apparecchi.

3.5 Esempio di studio rete MT/BT

Di seguito viene riportato un esempio di come può essere condotta l'analisi di un impianto MT/BT per arrivare alla valutazione dei principali parametri elettrici della rete ed alla scelta degli interruttori per la protezione e per la corretta gestione dell'impianto, con riferimento alla selettività delle protezioni.

Descrizione delle caratteristiche dell'impianto:

Rete di distribuzione:

tensione nominale $V_{1n}=20\text{kV}$
 corrente di cortocircuito $I_{kMT}=12.5\text{kA}$

Trasformatore di cabina con i seguenti dati:

tensione nominale primaria: $V_{1n}=20\text{kV}$
 tensione nominale secondaria: $V_{2n}=400\text{V}$
 potenza nominale: $S_{nTR}=800\text{kVA}$
 tensione di cortocircuito: $V_{k\%}=5\%$

Un impianto prevede normalmente l'alimentazione di diverse utenze, per semplificare e finalizzare il nostro discorso prendiamo in considerazione le seguenti tipologie di carico

un carico passivo L con:

potenza nominale $P_{nL}=300\text{kW}$
 fattore di potenza $\cos\varphi = 0.8$

alimentato da un cavo C con le seguenti caratteristiche:

formazione $2 \times (3 \times 240)\text{mm}^2$
 portata $I_z=590\text{A}$
 lunghezza $L_c=15\text{m}$

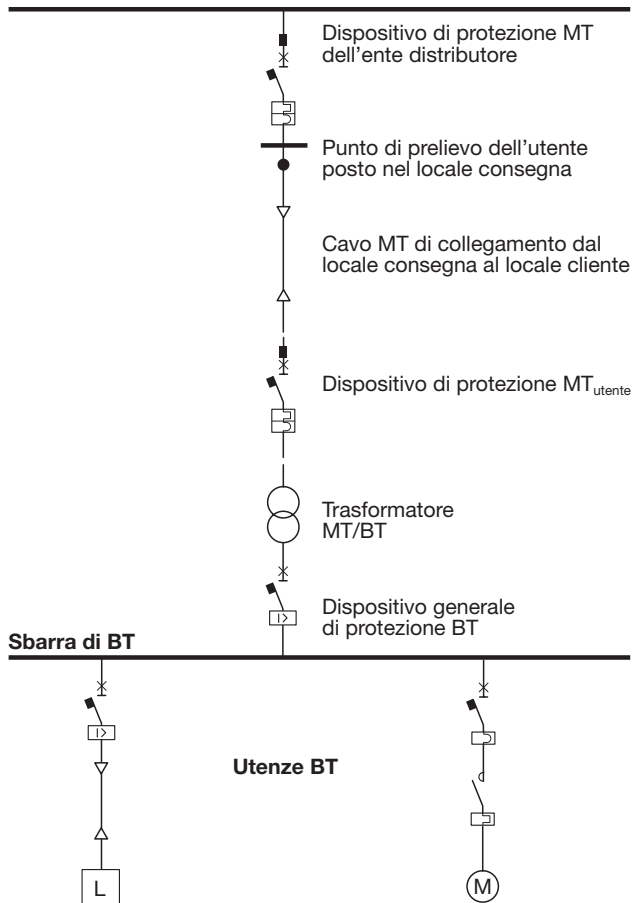
un carico attivo M (motore asincrono trifase) con:

potenza nominale $P_{nM}=90\text{kW}$
 coefficiente $\eta \times \cos\varphi = 0.8$
 (rendimento x fattore di potenza)

Lo schema dell'impianto in analisi è il seguente:

Figura 2

Linea elettrica MT ente distributore



Per poter meglio affrontare la verifica delle caratteristiche di intervento delle protezioni, di seguito si analizzano le caratteristiche elettriche dei vari componenti dell'impianto in oggetto.

Rete di distribuzione:

Iniziamo dalla sorgente di alimentazione cioè la rete elettrica a 20kV di proprietà dell'ente distributore che ha il proprio dispositivo di protezione di MT solitamente caratterizzato da curve d'intervento a tempo indipendente con due gradini. Di seguito fissiamo dei valori ipotetici, ma comunque realistici, per la protezione a 20kV dell'ente distributore:

	Massima corrente	
Protezioni	51 (prima soglia)	50 (seconda soglia)
Tempi di eliminazione del guasto	< 0.5s	< 0.25s
Valori di regolazione della corrente	< 72A	< 400A

	Massima corrente omopolare
Protezioni	51N (prima soglia)
Tempi di eliminazione del guasto	< 0.12s
Valori di regolazione della corrente	< 4A

Trasformatore:

Il secondo elemento che condiziona i parametri elettrici presenti nell'impianto, soprattutto sul lato BT, è il trasformatore da 800kVA che fornisce i seguenti valori di corrente:

- corrente nominale primaria (lato 20kV):
$$I_{1n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{1n}} = \frac{800 \times 1000}{\sqrt{3} \times 20 \times 1000} = 23.1A$$

- corrente nominale secondaria (lato 400V):
$$I_{2n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{800 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400} = 1155A$$

Con formule pratiche e veloci (ad esempio si considera la rete MT a monte con potenza di cortocircuito infinita) che forniscono comunque risultati accettabili in prima approssimazione e che sono utili per valutare l'entità delle reali correnti presenti nell'impianto e il dimensionamento dei dispositivi di protezione, passiamo a calcolare le correnti di cortocircuito.

- corrente di cortocircuito trifase al lato secondario (lato 400V)

$$I_{2k3F} = \frac{S_{nTR}}{V_{k\%}} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times V_{2n}} = \frac{800 \times 1000}{5} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times 400} = 23kA$$

A questo valore della corrente di cortocircuito trifase in valore efficace simmetrico associamo anche un valore del fattore di potenza in cortocircuito $\cos\varphi_k=0.35$ e un relativo valore di picco di 43.6kA.

- corrente di cortocircuito trifase passante al lato MT per guasto sul lato BT

$$I_{1k3F} = \frac{S_{nTR}}{V_{k\%}} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times V_{1n}} = \frac{800 \times 1000}{5} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times 20 \times 1000} = 462A$$

oppure calcolabile attraverso al relazione:
$$I_{1k3F} = \frac{I_{2k3F}}{V_{1n}} \cdot V_{2n} = \frac{23000}{20000} \cdot 400 = 460A$$

Il funzionamento del trasformatore è rappresentabile attraverso la sua curva di magnetizzazione e attraverso il punto limite di capacità di tenuta al cortocircuito dal punto di vista termico.

L'andamento della curva di magnetizzazione della macchina può essere ottenuto attraverso la formula

$$i_{inrush} = \frac{k_i \cdot I_{1nTR}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{inrush}}}, \text{ per maggiori dettagli vedasi l'appendice A di questa pubblicazione.}$$

La capacità di tenuta al cortocircuito dal punto di vista termico può essere espressa come indicato dalla norma CEI 14-4_5 o EN60076-5, come la capacità del trasformatore di sopportare per un tempo di 2 secondi la corrente di cortocircuito del trasformatore stesso.

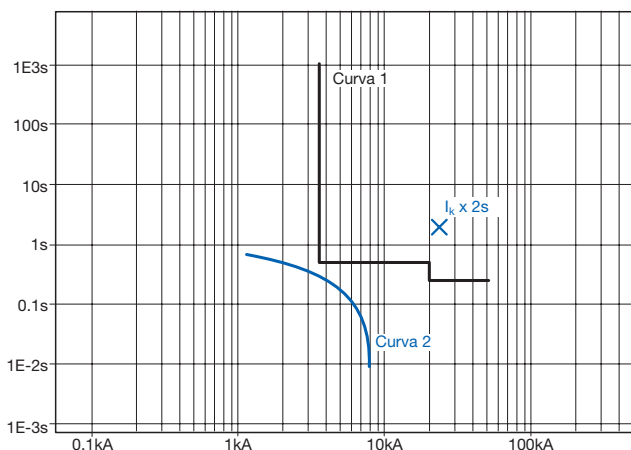
Nella figura 3 è rappresentato il grafico tempo/corrente con le seguenti curve:

Curva 1: curva di intervento della protezione di massima corrente di media tensione;

Curva 2: curva caratteristica dei parametri elettrici del trasformatore prima descritti.

Tutte le curve saranno rappresentate alla tensione di riferimento di 400V del lato BT, quindi i valori di corrente riferiti alla tensione di 20kV lato MT dovranno essere moltiplicati per il rapporto di trasformazione 20000V/400V.

Figura 3



Carico passivo L

- corrente nominale del carico:

$$I_{nL} = \frac{P_{nL} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_{2n} \times \cos\varphi} = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 541A$$

Carico attivo M

- corrente nominale del motore:

$$I_{nM} = \frac{P_{nM} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_{2n} \times \eta \times \cos\varphi} = \frac{90 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 160A$$

- corrente di cortocircuito del motore:

$$I_{kM} = 4 \times I_{nM} = 4 \times 160 = 640A$$

Considerando l'entità e la durata limitata in cui tale fenomeno si manifesta, utilizziamo come valore della corrente di cortocircuito alla sbarra quello calcolato senza contributo motori.

Lo studio del coordinamento e della scelta delle protezioni MT e BT di competenza del cliente, può partire dall'analisi della caratteristica e dai valori d'intervento imposti dal distributore (curva 1).

Queste informazioni, come detto, sono normalmente riportate nel contratto di fornitura, e definiscono verso monte il campo di azione per il settaggio della protezione MT dell'utente.

Verso valle il limite per la protezione MT_{utente} è invece dato dalla forma d'onda della corrente di magnetizzazione del trasformatore (curva 2).

Considerando un impianto utente che presenta a valle del dispositivo generale di protezione MT_{utente} una linea in cavo con lunghezza tale per cui l'unità di trasformazione MT/BT risulti contenuta in un unico locale, le protezioni di MT utilizzabili potranno essere costituite da una massima corrente (51) e da una massima corrente omopolare (51 N).

Dispositivo di protezione MT dell'utente (MT_{utente})

La protezione di massima corrente sul lato MT dell'utente ha solitamente due soglie di intervento:

- una con correnti basse identificabile con la protezione contro il sovraccarico, indicata anche con I>
- una con correnti alte identificabile con la protezione contro il cortocircuito, indicata anche con I>>

I valori di taratura in corrente ed in tempo per ciascuna soglia dovranno, quando possibile, essere impostati ad un livello inferiore rispetto alle protezioni dell'ente distributore; è anche importante non "stare troppo bassi con i settaggi" per non intersecare la curva di magnetizzazione del trasformatore in modo da garantire il non intervento all'atto della messa in tensione del trasformatore stesso, e per non occupare lo spazio in cui potrebbero essere posizionate le curve di intervento delle protezioni di BT.

Ciò significa ovviamente che la protezione MT_{utente} dovrà essere selettiva verso monte con la relativa soglia di protezione dell'ente distributore, e verso valle con la protezione generale di BT, pur realizzando le funzioni di protezione di propria competenza.

In generale alle due soglie in precedenza identificate per la protezione MT_{utente} possono essere assegnate le seguenti funzioni di protezione:

- contro il sovraccarico del trasformatore, non strettamente necessaria se viene già realizzata dall'interruttore lato BT o da altri dispositivi dedicati quali ad esempio le centraline termometriche che attraverso sonde di temperatura controllano appunto la temperatura interna della macchina;
- contro il cortocircuito che si verifica al secondario del trasformatore a monte dell'interruttore di BT;
- contro il cortocircuito sul lato MT di competenza del cliente con apertura istantanea;
- contro il sovraccarico per il cavo che costituisce il collegamento tra il punto di prelievo dal locale consegna e il dispositivo di protezione MT dell'utente.

Cercando di rispettare le condizioni sopra esposte diamo una indicazione dei valori da settare per il dispositivo di protezione MT_{utente}. I valori selezionati possono essere i seguenti e andranno a costituire la curva 3 rappresentata nel grafico di figura 4.

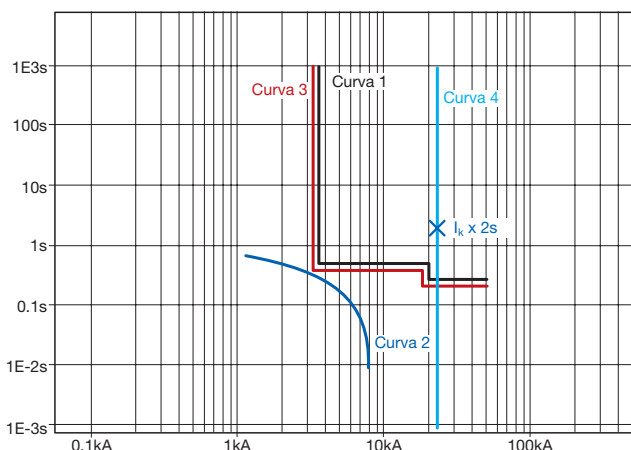
soglia con correnti basse I>

65A - 0.4s riferiti a 20kV
che coincidono con $65 \times 20000 / 400 = 3250A$

soglia con correnti alte I>>

360A - 0.2s riferiti a 20kV
che coincidono con $360 \times 20000 / 400 = 18kA$

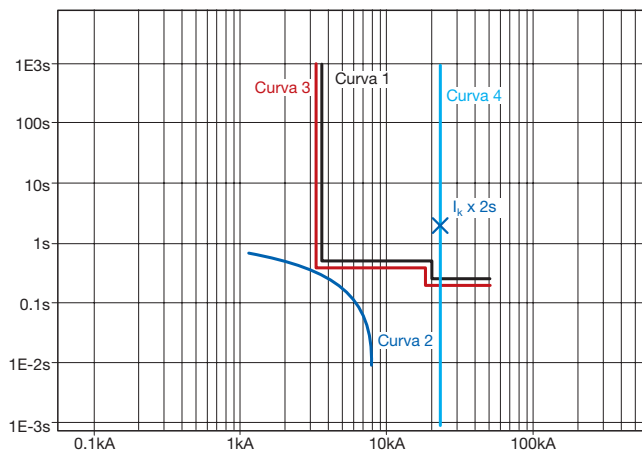
Figura 4



Mettendo in relazione le curve dei dispositivi di protezione e le relative correnti di cortocircuito si ottiene il grafi-

co rappresentato in figura 5 in cui la curva 4 rappresenta il valore della corrente di cortocircuito sul lato BT che interessa gli apparecchi di media tensione.

Figura 5



Dall'andamento delle curve tempo/corrente si vede come:

- Le curve di intervento del dispositivo dell'ente distributore (curva 1) e dell'utente (curva 2), in tutto il campo delle correnti e in particolare in corrispondenza della corrente di cortocircuito sul lato secondario (curva 4), non si sovrappongono quindi, senza considerare le tolleranze all'intervento tipiche di ogni apparecchio, possiamo dire che per l'esempio in oggetto esiste selettività tra i due dispositivi. Se ciò non dovesse accadere, si avrebbe l'apertura contemporanea dei due interruttori di MT, con l'interruttore MT della società fornitrice che riprende servizio attraverso la sua richiusura rapida e che può rimanere chiuso perchè nel frattempo il guasto è stato estinto dall'apertura dell'interruttore MT_{utente}.
- Entrambi gli interruttori di MT non presentano intersezioni con la curva di magnetizzazione del trasformatore.

Con queste considerazioni le curve di protezione MT si possono ritenere impostate in modo corretto, e si può quindi passare alla scelta e al settaggio dei dispositivi di BT.

Dispositivo di protezione generale BT

Con riferimento ai valori di corrente di cortocircuito determinati in precedenza ($I_{2k3F}=23kA$ $i_p=43.6kA$) ed alla corrente nominale secondaria del trasformatore ($I_{2n}=1155A$) l'interruttore generale BT dovrà avere:

- un potere di interruzione "Icu" riferito alla tensione del

- lato BT, maggiore rispetto alla corrente di cortocircuito in valore efficace simmetrico della sbarra BT ($I_{cu} > I_{2k}$);
 - un potere di chiusura "Icm" maggiore rispetto al valore di picco della corrente di cortocircuito della sbarra BT ($I_{cm} > i_p$);
 - una portata ininterrotta nominale "Iu" adeguata alla massima corrente dell'impianto che coincide con la nominale secondaria del trasformatore;
 - una taglia che, con opportuni settaggi, permetta di essere selettiva verso la protezione MT di monte e verso gli interruttori previsti per le utenze di valle.
- Con riferimento ai parametri elettrici calcolati, l'interruttore da utilizzare potrebbe essere un interruttore scatolato serie Tmax T7S1250 PR332-LSI In1250 che ha un valore di $I_{cu}=50kA$ a 400V e un valore di $I_{cm}=105kA$.

Dispositivo di protezione carico passivo L

La scelta di questo apparecchio dovrà essere fatta con riferimento a:

- valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione; poiché la limitazione introdotta dal cavo non è consistente, si considera il valore di cortocircuito della sbarra BT, trascurando appunto la limitazione del cavo. Si avrà quindi $I_{2k3F}=23kA$ e dovrà essere $I_{cu} > I_{2k3F}$;
- una portata ininterrotta nominale "Iu" adeguata alla massima corrente del carico;
- una taglia che, con opportuni settaggi, permetta di realizzare la protezione del cavo:
 - dal sovraccarico $I_b \leq I_1 \leq I_2$
 - dal cortocircuito $K^2 S^2 \geq I^2 t$

Con riferimento a questi vincoli, l'interruttore scelto è un interruttore tipo scatolato della serie Tmax T5N 630 PR221DS-LS/I In630

Dispositivo di protezione carico attivo (motore)

La scelta dei dispositivi per realizzare l'avviamento motori richiede l'analisi di diversi fattori, perciò ABB SACE mette a disposizione tabelle di coordinamento motori riferite alle diverse tipologie di avviamento per facilitare la scelta dei dispositivi da parte dell'utente finale.

Ipotizzando in questo caso un avviamento normale diretto tipo 2 con riferimento ad una tabella 400V 35kA gli apparecchi da utilizzare sono i seguenti:

interruttore: T3N250 MA 200 I3=2400A

contattore: A185

relè termico: TA200DU200

A questo punto scelti gli interruttori per i carichi, si considera quello di taglia superiore supponendolo come rappresentativo per la verifica della selettività verso l'interruttore generale di BT.

Utilizzando le tabelle di coordinamento a 400V di cui un estratto riferito ai casi in oggetto è riportato in tabella 4, la combinazione T7S1250 PR332-LSI In1250 - T5N 630 PR221DS-LS/I In630 permette di avere selettività totale indicata con "T" ciò significa fino al potere di interruzione inferiore tra quello dei due interruttori utilizzati e quindi 36kA del T5N.

Tabella 4

		Monte		T6		T7			
Versione				N,S,H,L		S,H,L			
Relé				TM	EL	EL			
Valle		I_u [A]		800	1250	1600			
		I_n [A]		800	1000	1250	1600		
T5	N, S, H, L, V	TM	400	320	30	30	T	T	T
			400	400	30	30	T	T	T
			630	500		30	T	T	T
		EL	400	320	30	30	T	T	T
			400	400	30	30	T	T	T
			630	630			T	T	T

Identificate le taglie degli interruttori, proseguiamo in uno studio più approfondito che porta alla ricerca degli adeguati settaggi e alla conferma delle scelte fatte.

Iniziamo ad analizzare i settaggi dell'interruttore generale di BT. I settaggi della protezione di questo apparecchio sono condizionati dai seguenti fattori:

- andamento della curva 2 precedentemente determinata per l'interruttore MT_{utente};
- protezione contro il sovraccarico del trasformatore;
- ricerca della selettività verso l'interruttore di valle;

In particolare, con riferimento al punto b), dovranno essere rispettate le seguenti condizioni:

- l'intervento in corrispondenza della corrente di cortocircuito per un tempo inferiore ai 2 secondi (limite di capacità di tenuta termica al cortocircuito del trasformatore);
- la taratura della protezione contro il sovraccarico dovrà essere fatta tenendo in considerazione il fatto che la norma di prodotto CEI EN 60947-2 e IEC60947-2 prescrive per l'interruttore come caratteristica di intervento in condizioni di sovraccarico il seguente comportamento:
 - partendo da freddo il sicuro non interviene in tempi inferiori a quello convenzionale (2ore) per valori di corrente uguale a 1.05 x I1 (I1 è la corrente settata sulla protezione)
 - a caldo il sicuro interviene in tempi inferiori a quello

convenzionale (2ore) per valori di corrente uguale a 1.3 x I1

- per valori di corrente compresi tra 1.05 e 1.3 volte I1, la norma di prodotto non definisce un comportamento preciso per l'interruttore, anche se normalmente si ha l'intervento dell'interruttore senza però sapere con esattezza il tempo.

Con questo comportamento, che ribadiamo è ammesso dalla normativa di prodotto, se il settaggio fatto sul relé di protezione prevede un valore di $I1 = I_{2n}$ del trasformatore si avrà la seguente situazione:

- $I < 1.05 \times I1$ sicuro non intervento, quindi significa sottoporre il trasformatore ad un sovraccarico del 5%;
- $1.05 \times I1 < I < 1.3 \times I1$ tempo di intervento non definito, quindi il trasformatore può rimanere sovraccaricato fino al 30% nella peggiore delle ipotesi per un tempo di 2ore (anche se solitamente per tempi molto inferiori si ha l'intervento dell'interruttore);
- $I > 1.3 \times I1$ sicuro intervento della protezione secondo i tempi della curva caratteristica.

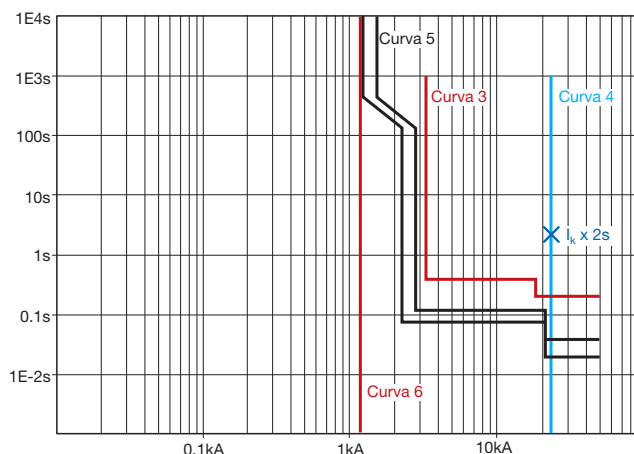
Per quanto riguarda il punto "c", per ottenere il valore di selettività in precedenza determinato, è necessario che la funzione di protezione contro il cortocircuito istantaneo I3 sia settata in OFF.

Sulla base di queste considerazioni in figura 6 è riportato il grafico tempo/corrente in cui si vede come la curva 5 e la curva 3 siano selettive tra loro.

In questo grafico i settaggi ipotizzati per l'interruttore generale BT sono i seguenti:

- L (sovraccarico; protezione I1-t1):
 $I1 = 0.925 \times I_n = 1156.25A$ $t1 = 18s$
- S (cortocircuito ritardato; protezione I2-t2):
 $I2 = 2 \times I_n = 2500A$ $t2 = 0.1s$
- I (cortocircuito istantaneo; protezione I3): OFF

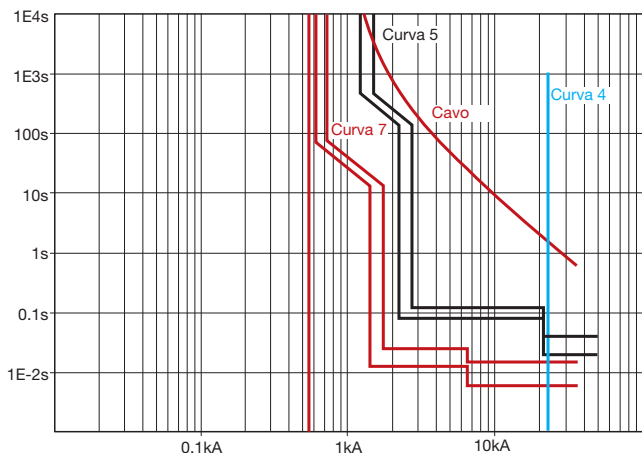
Figura 6



Fissata la curva di intervento del dispositivo generale di BT, analizziamo ora i possibili settaggi per l'interruttore del carico passivo. Come detto, dovrà essere verificata la protezione del relativo cavo e non dovranno essere presenti intersezioni con il dispositivo generale BT.

Sulla base di queste considerazioni, in figura 7 è riportato il grafico tempo/corrente in cui si vede come la curva del cavo sia sopra la curva 7 del relativo interruttore e come non ci siano intersezioni tra i due dispositivi di BT.

Figura 7



In questo grafico i settaggi ipotizzati per l'interruttore del carico sono i seguenti:

- L (sovraccarico; protezione I1-t1): $0.88 \times I_n = 554.4A$ Curva: 3s
- S (cortocircuito ritardato; protezione I2-t2): non presente
- I (cortocircuito istantaneo; protezione I3): $2.5 \times I_n = 1575A$

Protezioni per guasto a terra

Prendiamo ora in considerazione lo studio delle protezioni per guasto a terra.

Nel caso non esista la protezione di guasto a terra sul centro stella del trasformatore, la protezione di massima corrente posta sul lato MT del trasformatore soddisfa anche la condizione di protezione contro i guasti fase-terra sul secondario a monte dell'interruttore generale di bassa tensione.

Per un tipico trasformatore con connessione Δ/Y_{ne} un guasto fase/terra che avviene sul lato BT in una zona di impianto immediatamente a valle del trasformatore origina sul lato primario MT una corrente che risulta essere $\sqrt{3}$ volte inferiore rispetto al valore calcolato per il gua-

sto trifase sul lato secondario.

Se il guasto si ipotizza a monte del dispositivo di protezione di BT, affinché la protezione di MT_{utente} intervenga in occasione di un simile guasto, è opportuno che la regolazione della soglia di corrente del relè di protezione abbia un valore adeguato.

Con queste considerazioni in corrispondenza del valore di cortocircuito trifase lato BT in precedenza calcolato, si determina la corrente di guasto, riferita al lato BT, che interessa l'interruttore sul lato MT:

$$I_{2kF-PE} = \frac{I_{2k} \times 1000}{\sqrt{3}} = \frac{23 \times 1000}{\sqrt{3}} = 13.28kA$$

Poiché la prima soglia del dispositivo di protezione MT_{utente}, riferita alla tensione di 400V, era impostata ad un valore di 3250A significa che la protezione è in grado di intervenire per il guasto fase terra sul lato BT.

Riportando al lato MT, attraverso il rapporto di trasformazione, si ha

$$I_{1kF-PE} = \frac{I_{2kF-PE}}{k} = \frac{13280}{50} = 265.6A$$

che deve essere confrontato con la prima soglia di protezione dell'interruttore MT che era stata impostata a 65A.

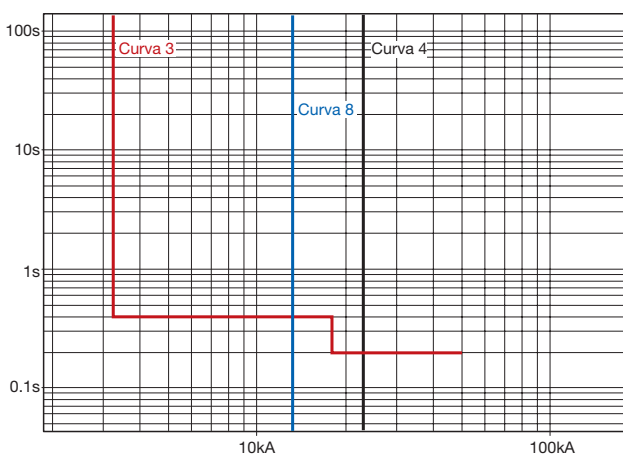
Il grafico rappresentato in figura 8 riporta:

la curva 4 con il valore della corrente di cortocircuito trifase sul lato BT;

la curva 8 con il valore di corrente riferito alla BT che interessa l'interruttore di MT (valore della curva 4 ridotto di $\sqrt{3}$);

la curva 3 relativa al dispositivo di protezione MT_{utente} riportata al lato BT, dalla quale si possono ricavare i tempi di intervento.

Figura 8

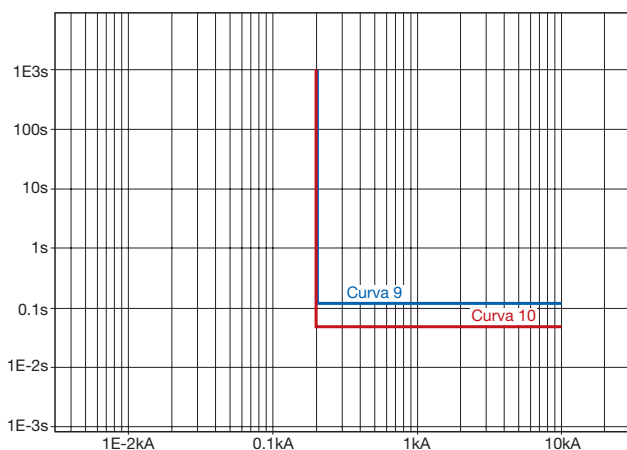


Se è presente la protezione omopolare, la sua soglia di intervento deve essere inferiore al valore della soglia 51N fissata dall'ente distributore e indicata nella definizione del contratto di allacciamento.

Questo valore era stato fissato in 4A 0.12s, quindi la caratteristica di intervento del dispositivo MT_{utente} potrebbe essere impostata con i seguenti valori: 4A 0.05s.

Si ottengono le curve di intervento come quelle rappresentate nel grafico di figura 9 riferita alla tensione di 400V. In particolare la curva 9 rappresenta la soglia fissata dall'ente distributore e la curva 10 la soglia di intervento della protezione omopolare.

Figura 9



Ovviamente il comportamento delle due protezioni deve essere studiato con riferimento alla corrente di guasto a terra fornito dall'ente distributore.

Tale valore varia in modo sostanziale con riferimento al fatto che il neutro sia compensato o isolato e comunque sarà superiore alla soglia di protezione dell'ente distributore.

Nel caso in cui si cambiasse la gestione dello stato del neutro occorre rivedere le modalità di protezione attualmente impiegate sulle linee per rilevare il guasto monofase a terra.

La protezione direzionale di terra attualmente utilizzata elabora il modulo e la fase delle grandezze (tensione e corrente omopolare) che si manifestano durante il guasto:

- tensione omopolare (tensione del centro stella rispetto a terra), rilevata tramite TV di fase con secondari collegati a triangolo aperto, ai cui capi si misura la somma delle tre tensioni di fase;
- corrente omopolare di linea, rilevata tramite un TA toroidale che misura la somma delle tre correnti di fase.

Tali protezioni impiegate sulla rete a neutro isolato, non funzionano sulla rete con neutro a terra tramite impedenza. In tali tipi di rete, si devono impiegare protezioni direzionali (67) con due soglie di taratura distinte:

- la prima rileva il guasto quando la rete è gestita con neutro a terra tramite impedenza
- la seconda rileva il guasto quando la rete è gestita a neutro isolato (situazione che si verifica per brevi periodi dell'anno, in occasione di guasti o manutenzioni).

Appendice A

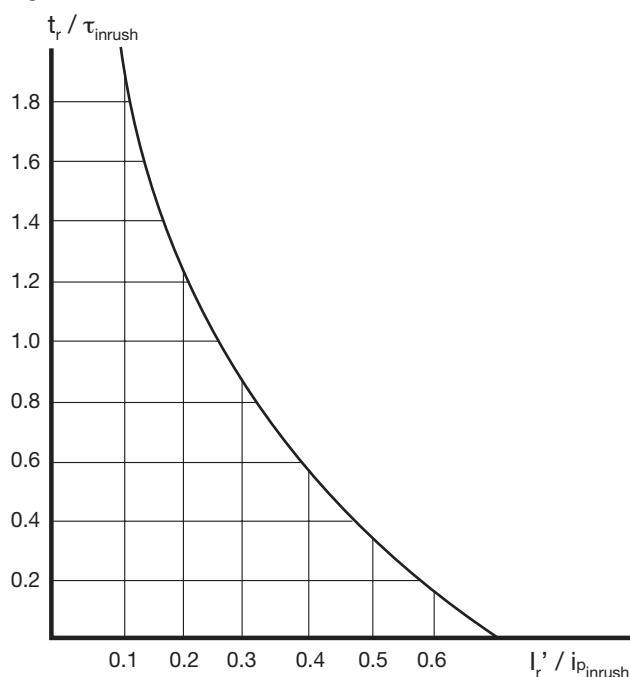
Calcolo della corrente di inrush del trasformatore

Forniamo di seguito alcune brevi considerazioni su come valutare la corrente di magnetizzazione di un trasformatore. Per la normale struttura di un impianto MT/BT, il fenomeno di seguito descritto si manifesta all'atto dell'inser-

zione del trasformatore e interessa il dispositivo di protezione posto sul lato MT.

Utilizzando i dati presenti nelle tabelle 1 e 2 di seguito riportate e con l'ausilio del grafico di figura 1, viene illustrato un metodo approssimativo per definire il tempo di ritardo minimo necessario per evitare interventi intempestivi del dispositivo di protezione a monte del trasformatore alla messa in tensione dello stesso.

Figura 1



Dove:

S_{nTR} è la potenza nominale del trasformatore;
 $i_{p_{inrush}}$ corrente d'inserzione dei trasformatori;
 I_{1nTR} corrente nominale primaria dei trasformatori;
 t_{inrush} costante di tempo della corrente d'inserzione;

Tabella 1: Trasformatori in olio

S_{nTR} [kVA]	$k_i = \frac{i_{p_{inrush}}}{I_{1nTR}}$	τ_{inrush} [s]
50	15	0.10
100	14	0.15
160	12	0.20
250	12	0.22
400	12	0.25
630	11	0.30
1000	10	0.35
1600	9	0.40
2000	8	0.45

Tabella 2: Trasformatori in resina

S_{nTR} [kVA]	$k_i = \frac{i_{p_{inrush}}}{I_{1nTR}}$	τ_{inrush} [s]
200	10.5	0.15
250	10.5	0.18
315	10	0.2
400-500	10	0.25
630	10	0.26
800-1000	10	0.3
1250	10	0.35
1600	10	0.4
2000	9.5	0.4

Il grafico di figura 1 riporta la curva che separa il campo di possibile intervento (a sinistra della curva) di una generica protezione da quello di sicuro non intervento (a destra della curva).

t_r = regolazione del tempo di ritardo

I_r' = soglia di regolazione (valore primario)

Esempio:

Consideriamo ad esempio un trasformatore in olio con potenza nominale $S_{nTR} = 630\text{kVA}$ e tensione nominale primaria $V_{1n} = 10\text{kV}$.

Il calcolo della corrente nominale primaria fornisce un valore di $I_{1nTR} = 36.4\text{A}$.

Con riferimento alla potenza nominale S_{nTR} del trasformatore, dalla tabella si leggono i corrispondenti valori di $k_i = 11$ e $\tau_{inrush} = 0.30\text{s}$

Dalla definizione di k_i si ricava il valore massimo della corrente di inserzione $i_{pinrush} = 36.4 \cdot 11 = 400\text{A}$

Ipotezzando una soglia di regolazione della protezione primaria $I_r' = 40\text{A}$ si ha

$$\frac{I_r'}{i_{pinrush}} = \frac{40}{400} = 0.1$$

cui corrisponde sulla curva il valore

$$\frac{t_r}{\tau_{inrush}} = 1.82$$

da cui si ricava $t_r = 1.82 \cdot 0.30 = 0.546\text{s}$

che rappresenta il ritardo minimo che deve avere la protezione MT per evitare interventi intempestivi.

Anche per un trasformatore BT/BT deve essere eseguita la verifica relativa al fenomeno della corrente di magnetizzazione ed in questo caso risulta interessato l'interruttore di BT.

Le considerazioni precedenti possono essere evitate e attraverso la seguente formula risulta possibile tracciare l'andamento della corrente di magnetizzazione, rendendo forse più immediata l'interpretazione di come possono interagire tra loro la curva di magnetizzazione e la curva di protezione dell'interruttore BT:

$$i_{inrush} = \frac{k_i \cdot I_{1nTR}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{inrush}}}$$

Se non espressamente indicate dal costruttore, alle va-

rie grandezze della formula possono essere associati i valori in precedenza indicati nelle tabelle 1 e 2.

I vari parametri mantengono il medesimo significato.

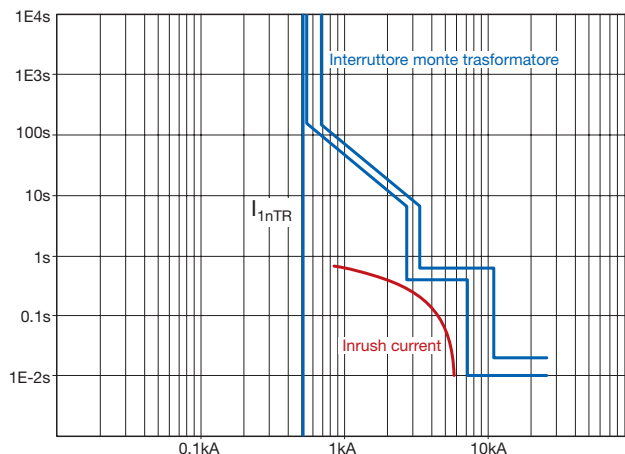
Di seguito viene preso in considerazione appunto un generico trasformatore BT/BT, e il relativo interruttore di BT posizionato a monte.

Con riferimento ai parametri in precedenza forniti, corrispondenti ad un trasformatore di una fissata potenza nominale, la formula indicata permette di rappresentare la curva di magnetizzazione riportata nel grafico di figura 2.

Sullo stesso grafico è riportata anche la curva di intervento dell'interruttore lato monte del trasformatore stesso.

Si evidenzia come il settaggio della protezione magnetica (funzione "S" e "I") non deve intersecare la curva di magnetizzazione, e come la funzione di protezione "L" sia impostata con riferimento alla corrente nominale primaria della macchina.

Figura 2



Appendice B

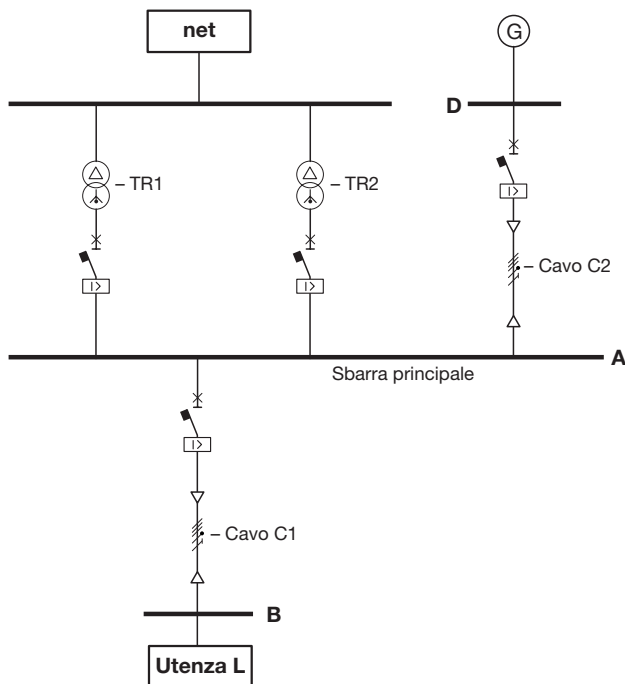
Esempio di calcolo della corrente di cortocircuito

Lo studio delle correnti di cortocircuito è uno dei problemi classici che si pone all'impiantista elettrico; la conoscenza dei valori di tali correnti è fondamentale per un corretto dimensionamento delle linee e dei trasformatori, ma soprattutto dei dispositivi di protezione.

Se non ci si prefigge un'analisi raffinata, che tenga in conto i transitori elettromagnetici ed elettromeccanici, lo studio delle correnti di cortocircuito è relativamente semplice dal punto di vista concettuale, basandosi su pochi concetti, che vanno però compresi a fondo e utilizzati correttamente.

Può invece essere più complesso dal punto di vista computazionale, specie quando la rete presenta dimensioni notevoli, oppure se si tratta di reti magliate e di guasti dissimmetrici. Di seguito viene riportato un esempio di calcolo delle correnti di cortocircuito in una rete elettrica utilizzando prima un metodo rigoroso basato sulla teoria dei componenti simmetrici, e poi un metodo approssimato definito come "metodo delle potenze".

Figura 1



Dati di impianto

Si definiscono i dati elettrici degli oggetti presenti nella rete:

Rete di Alimentazione (net)

$V_{1n} = 20 \text{ kV}$	tensione nominale
$f = 50 \text{ Hz}$	frequenza nominale
$S_k = 750 \text{ MVA}$	potenza di corto circuito della rete di alimentazione
$\cos\varphi_k = 0.2$	fattore di potenza in condizioni di corto circuito

Trasformatori TR1-TR2

$V_{1n} = 20 \text{ kV}$	tensione nominale primaria
$V_{2n} = 400 \text{ V}$	tensione nominale secondaria
$S_n = 1600 \text{ kVA}$	potenza nominale
$V_{k\%} = 6 \%$	caduta di tensione percentuale in condizioni di corto circuito
$p_{k\%} = 1 \%$	perdite nominali percentuale

Generatore G

$V_{2n} = 400 \text{ V}$	tensione nominale
$S_n = 1250 \text{ kVA}$	potenza nominale
$\cos\varphi_n$	fattore di potenza nominale
$x''_{d\%} = 14 \%$	reattanza subtransitoria asse diretto percentuale
$x''_{q\%} = 20 \%$	reattanza subtransitoria asse in quadratura percentuale
$x'_{d\%} = 50 \%$	reattanza transitoria sincrona percentuale
$x_{d\%} = 500 \%$	reattanza sincrona percentuale
$x_{2\%} = 17 \%$	reattanza inversa percentuale
$x_{0\%} = 9 \%$	reattanza omopolare percentuale
$T''_d = 40 \text{ ms}$	costante di tempo subtransitoria
$T'_d = 600 \text{ ms}$	costante di tempo transitoria
$T_a = 60 \text{ ms}$	costante di tempo di armatura (cioè della componente unidirezionale)

Cavo C1

Lunghezza $L = 50 \text{ m}$

Formazione: $3 \times (2 \times 185) + 3 \times (2 \times 95) + G185$

$R_{F1} = 2.477 \text{ m}\Omega$	resistenza di fase
$X_{F1} = 1.850 \text{ m}\Omega$	reattanza di fase
$R_{n1} = 4.825 \text{ m}\Omega$	resistenza del neutro
$X_{n1} = 1.875 \text{ m}\Omega$	reattanza del neutro
$R_{PE1} = 4.656 \text{ m}\Omega$	resistenza del PE
$X_{PE1} = 1.850 \text{ m}\Omega$	reattanza del PE

Cavo C2

Lunghezza $L = 15 \text{ m}$

Formazione: $3 \times (2 \times 500) + 3 \times (2 \times 300) + G500$

$R_{F2} = 0.2745 \text{ m}\Omega$	resistenza di fase
$X_{F2} = 1.162 \text{ m}\Omega$	reattanza di fase
$R_{n2} = 0.451 \text{ m}\Omega$	resistenza del neutro
$X_{n2} = 1.177 \text{ m}\Omega$	reattanza del neutro
$R_{PE2} = 0.517 \text{ m}\Omega$	resistenza del PE
$X_{PE2} = 1.162 \text{ m}\Omega$	reattanza del PE

B1 Metodo dei componenti di simmetrici

Questo metodo si basa sul principio che qualsiasi terna di vettori può essere scomposta in tre terne:

- la terna simmetrica diretta, costituita da tre vettori uguali sfasati di 120° ed aventi la stessa sequenza di fase di quella del sistema originario;
- la terna simmetrica inversa, costituita da tre vettori uguali sfasati di 120° ed aventi la sequenza di fase inversa rispetto a quella del sistema originario;
- la terna omopolare, costituita da tre vettori uguali ed in fase fra loro.

In base a tale principio, un generico sistema trifase dissimmetrico e squilibrato può ricondursi allo studio separato di tre circuiti monofase corrispondenti, rispettivamente, alla sequenza diretta, alla sequenza inversa, alla sequenza omopolare.

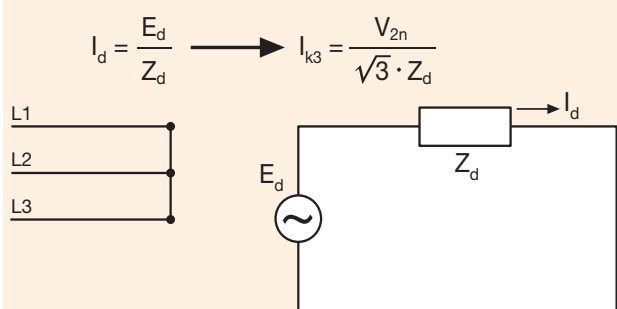
Le impedenze di sequenza si ricavano sostituendo ai

componenti di rete i circuiti equivalenti per quella sequenza. Per le sequenze dirette ed inverse, se non sono presenti nell'impianto macchine rotanti, non ci sono diversità tra i circuiti equivalenti. In presenza invece di macchine rotanti (motori asincroni, generatori sincroni) le impedenze equivalenti, diretta ed inversa, sono sensibilmente diverse. Sensibilmente diversa dalle precedenti, e dipendente dallo stato del neutro, è l'impedenza alla sequenza zero o omopolare.

Di seguito viene riportato, senza scendere nel dettaglio della trattazione teorica, il modo in cui i circuiti di sequenza diretta, inversa ed omopolare rappresentano il guasto trifase, il guasto bifase, il guasto fase-terra e le relative formule per il calcolo della corrente di cortocircuito.

Tale schematizzazione può essere utile per meglio comprendere la trattazione.

Guasto trifase



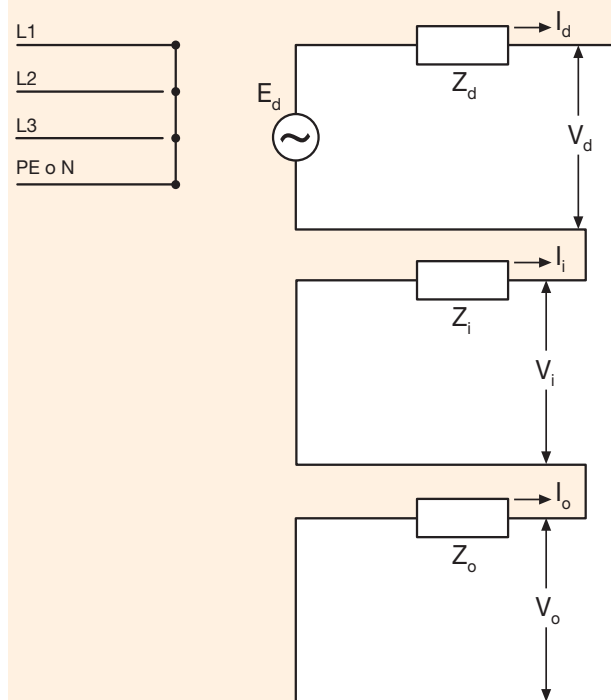
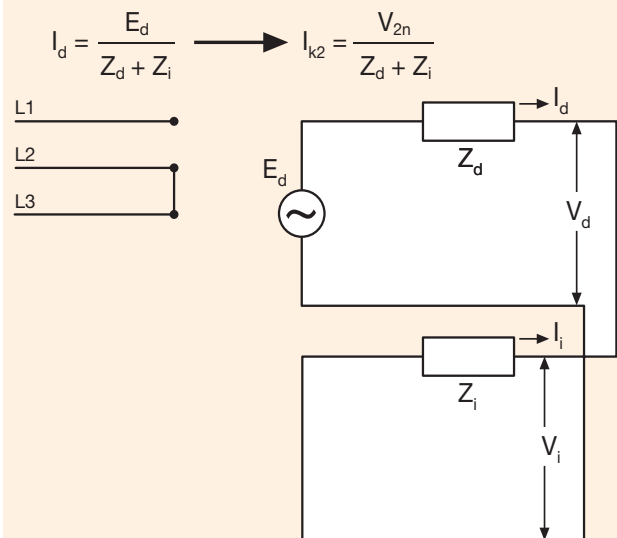
Guasto fase-PE

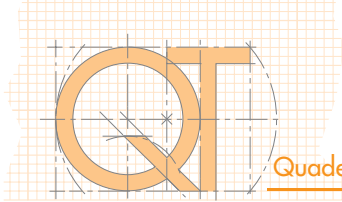
$$I_d = \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_o)} \longrightarrow I_{k1(F-PE)} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_d + Z_i + Z_{o(F-PE)}}$$

Guasto fase-neutro

$$I_d = \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_o)} \longrightarrow I_{k1(F-N)} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_d + Z_i + Z_{o(F-N)}}$$

Guasto bifase





La tipologia di impianto rappresentato con lo schema unifilare della figura 1, può essere indicativa di un generico impianto industriale, nel quale, per semplicità, sia stata considerata un'unica partenza complessiva. È stato considerato solo il carico di tipo passivo, considerando anche trascurabile il contributo di eventuali motori alla corrente di cortocircuito (conformemente alla condizione: $\sum I_{nM} \leq I_k / 100$ prescritta nella norma IEC 60909, dove I_{nM} è la corrente nominale dei vari motori e I_k è la corrente di cortocircuito iniziale simmetrica alla sbarra senza contributo motori).

Con i dati precedenti, si ricavano i valori delle impedenze da utilizzare nelle reti di sequenza per determinare le correnti di guasto. I pedici hanno il seguente significato:

- d componente alla sequenza diretta;
- i componente alla sequenza inversa;
- o componente alla sequenza omopolare.

Rete di alimentazione

I parametri di sequenza diretta ed inversa dell'impedenza di rete riferiti alla tensione di 400V sono:

$$Z_{dnet} = Z_{inet} = \frac{V_{2n}^2}{S_k} = 2.133 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$R_{dnet} = R_{inet} = Z_{dnet} \cdot \cos\varphi_k = 4.266 \cdot 10^{-5} \Omega$$

$$X_{dnet} = X_{inet} = X_{dnet} \cdot \sin\varphi_k = 2.090 \cdot 10^{-4} \Omega$$

L'impedenza omopolare dell'alimentazione non viene considerata dal momento che gli avvolgimenti a triangolo dei trasformatori bloccano la componente omopolare.

Trasformatori TR1-TR2

Si considera un classico trasformatore triangolo/stella a terra ($\Delta/Y_{\underline{0}}$) che permette di avere un sistema di distribuzione lato BT del tipo TN-S. Le impedenze alle varie sequenze (o-d-i) assumono lo stesso valore:

$$Z_{dTR} = Z_{iTR} = Z_{oTR} = \frac{V_{k\%}}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.006 \Omega$$

$$R_{TR} = \frac{P_{k\%}}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.001 \Omega$$

$$X_{TR} = \sqrt{Z_{dTR}^2 - R_{dTR}^2} = 5.916 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Generatore G

Per l'esempio in esame si considera solo il valore di reattanza subtransitoria che determina il maggiore valore di corrente di corto circuito per il generatore.

Parte reale dell'espressione delle impedenze di sequenza o-d-i:

$$R_G = \frac{X_d''}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot T_a} = 9.507 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Parte immaginaria dell'espressione dell'impedenza di sequenza diretta:

$$X_d'' = \frac{x_d'' \%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.018 \Omega$$

Parte immaginaria dell'espressione dell'impedenza di sequenza inversa:

$$X_2 = \frac{x_2 \%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.022 \Omega$$

X_2 è un parametro della macchina che compare tra i dati forniti dal costruttore.

In alternativa, si sarebbe potuto calcolare la parte immaginaria dell'impedenza di sequenza inversa come la media tra la reattanza di sequenza subtransitoria diretta e in quadratura:

$$X_i = \frac{X_d'' + X_q''}{2}$$

Parte immaginaria dell'espressione dell'impedenza di sequenza omopolare:

$$X_o = \frac{x_o \%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.0115 \Omega$$

Quindi:

$$Z_{dG} = R_G + i \cdot X_d'' \quad Z_{iG} = R_G + i \cdot X_2 \quad Z_{oG} = R_G + i \cdot X_o$$

Cavi C1 - C2

$$Z_{dC..} = Z_{iC..} = R_{F..} + i \cdot X_F$$

$$Z_{o(F-N)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{N..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{N..})$$

impedenza omopolare per guasto fase-neutro

$$Z_{o(F-PE)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{PE..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{PE..})$$

impedenza omopolare per guasto fase-PE

Dopo aver definito tutte le impedenze di sequenza dei vari componenti dell'impianto, è possibile iniziare ad analizzare le varie situazioni di guasto.

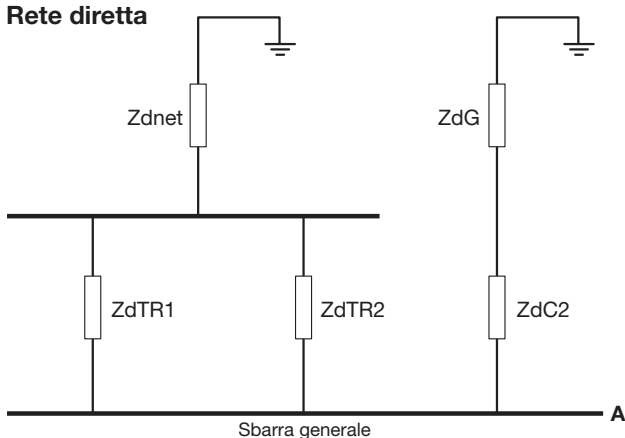
Con riferimento alla rete schematizzata in figura 1 sono evidenziati i tre punti A-B-D in cui si ipotizza il guasto e dove si valuta l'entità della corrente per le varie tipologie di guasto considerate.

Sempre con riferimento alla rete rappresentata in figura 1, si procede disegnando le reti di sequenza con le impedenze collegate in serie o in parallelo in relazione a come appaiono ad un ipotetico osservatore, posto nel punto di guasto, rispetto al punto di alimentazione.

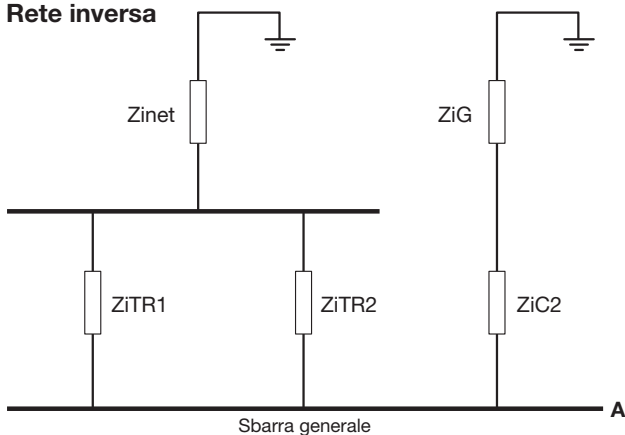
Guasto in A

Sulla base delle considerazioni precedenti, è possibile disegnare le seguenti reti di sequenza per guasto nel punto A.

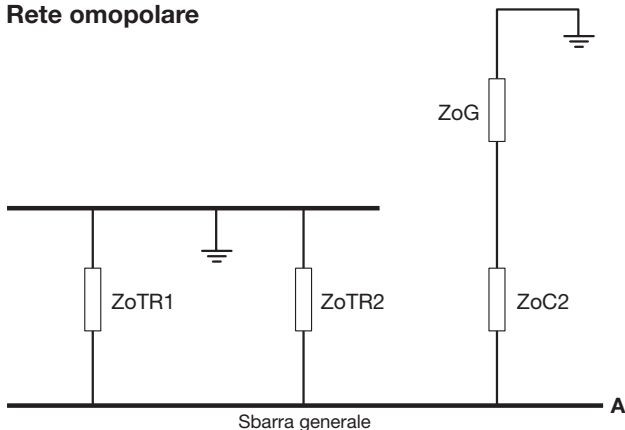
Rete diretta



Rete inversa



Rete omopolare



Identificate le tre reti di sequenza si procede ora al calcolo delle correnti di cortocircuito per le differenti tipologie di guasto:

Guasto trifase

Dal momento che il guasto trifase è un guasto simmetrico, si deve considerare l'impedenza equivalente della sola rete di sequenza diretta, conformemente anche a quanto espresso dalla formula per il calcolo della corrente.

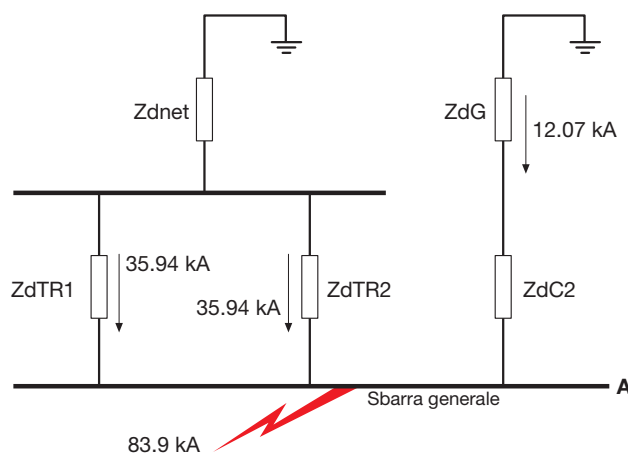
L'impedenza equivalente che si ottiene dalla riduzione della rete di sequenza diretta è quindi:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

[con "||" si intende "in parallelo"] e il valore della corrente di guasto trifase è espresso dalla seguente formula:

$$I_{k3A} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,A}} = 83.9 \cdot 10^{-3} \angle -81.15^\circ \text{ A}$$

Utilizzando le relazioni del partitore di corrente, si possono determinare i contributi alla corrente di cortocircuito sulla sbarra principale dovuti alle singole macchine elettriche (generatore e trasformatori). In particolare, i contributi si suddividono nel seguente modo:



Guasto bifase

In questo caso il guasto coinvolge solo due delle tre fasi; si deve valutare, quindi, come compare nella formula della corrente di guasto, l'impedenza equivalente non solo della rete di sequenza diretta ma anche quella della rete di sequenza inversa vista dal punto di guasto A.

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{iEq,A} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{inet}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto bifase è quindi pari a:

$$I_{k2A} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A}} = 71.77 \cdot 10^{-3} \angle -81.12^\circ \text{ A}$$

Guasto monofase

Per il guasto monofase bisogna distinguere tra:

- guasto monofase a terra, quindi richiusura attraverso il conduttore di protezione trattandosi di un sistema di distribuzione tipo TN-S
- guasto fase neutro, quindi richiusura attraverso il conduttore di neutro.

Come espresso dalle formule per il calcolo della corrente di guasto, è necessario considerare il contributo dei tre circuiti di sequenza.

A tale proposito si noti come la rete di sequenza omopolare sia topologicamente diversa dalle altre reti di sequenza, poiché fortemente influenzata dalla tipologia degli avvolgimenti dei trasformatori.

Inoltre, i valori delle impedenze omopolari dei cavi dipendono dal tipo di guasto monofase (F-N oppure F-PE).

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{iEq,A} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{inet}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-neutro è:

$$Z_{o(F-N)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2})) = 4.189 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-PE è:

$$Z_{o(F-PE)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto fase-neutro è quindi pari a:

$$I_{k1(F-N)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A} + Z_{o(F-N)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.92^\circ \text{ A}$$

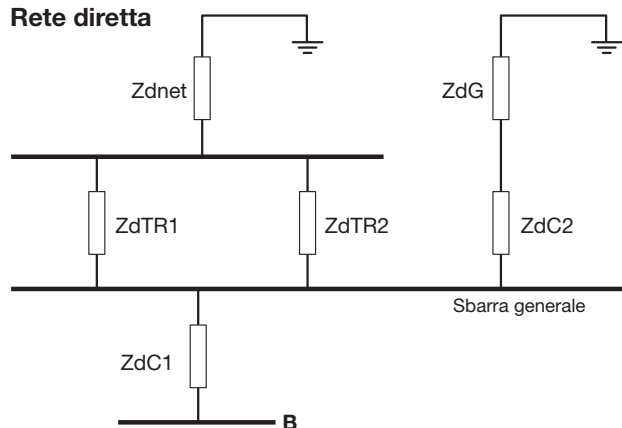
Il valore della corrente di guasto fase-PE è invece pari a:

$$I_{k1(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A} + Z_{o(F-PE)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.89^\circ \text{ A}$$

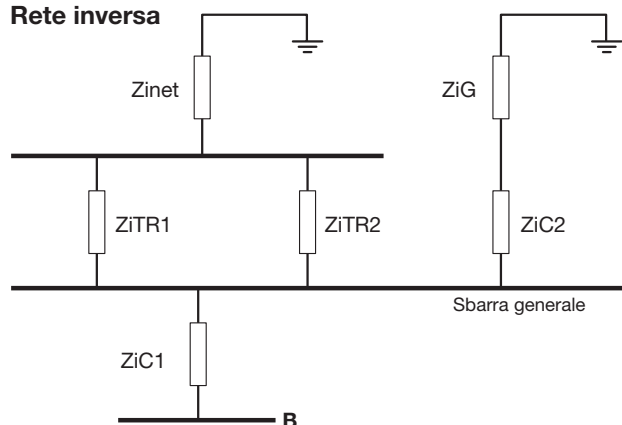
Guasto in B

Conformemente a quanto descritto per il guasto nel punto A, si procede con il disegno delle tre reti di sequenza, questa volta considerando le impedenze che si vedono dal punto B. Come evidente in questo nuovo caso, nei circuiti di sequenza viene preso in considerazione anche il cavo C1.

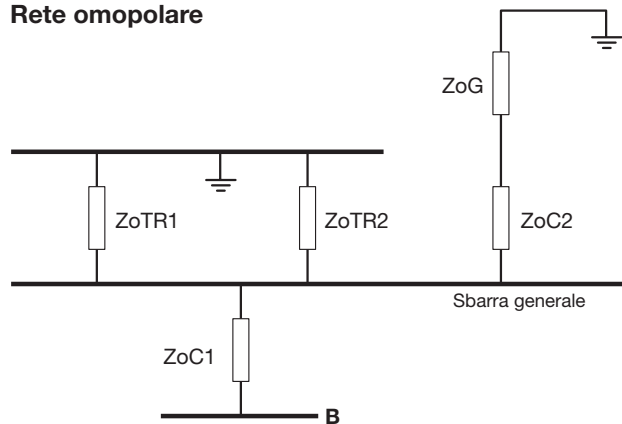
Rete diretta



Rete inversa



Rete omopolare



Con procedimento e considerazioni analoghe al caso precedente, si ricavano le impedenze equivalenti e si procede al calcolo delle correnti di cortocircuito per i vari tipi di guasto.

Guasto trifase

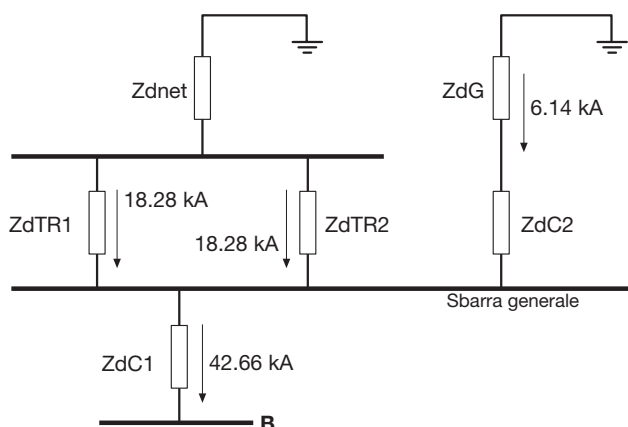
L'impedenza equivalente diretta derivante dalla riduzione della relativa rete di sequenza è:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto trifase è quindi pari a:

$$I_{k3B} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,B}} = 42.66 \cdot 10^3 \angle -57.59^\circ \text{ A}$$

I contributi si suddividono nel seguente modo:



Guasto bifase

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{iEq,B} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{inet}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) + Z_{iC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto bifase è quindi pari a:

$$I_{k2B} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{iEq,B}} = 36.73 \cdot 10^3 \angle -57.72^\circ \text{ A}$$

Guasto monofase

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{iEq,B} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{inet}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) + Z_{iC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-neutro è:

$$Z_{o(F-N)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2})) + Z_{o(F-N)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-PE è:

$$Z_{o(F-PE)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) + Z_{o(F-PE)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto fase-neutro è quindi pari a:

$$I_{k1(F-N)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{iEq,B} + Z_{o(F-N)Eq,B}} = 23.02 \cdot 10^3 \angle -39.60^\circ \text{ A}$$

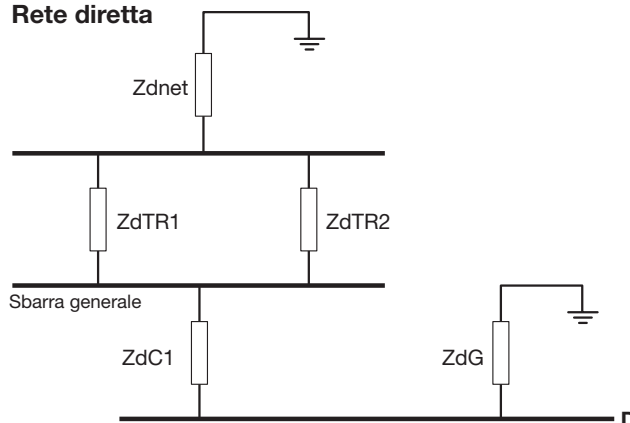
Il valore della corrente di guasto fase-PE è invece pari a:

$$I_{k1(F-PE)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{iEq,B} + Z_{o(F-PE)Eq,B}} = 23.35 \cdot 10^3 \angle -40.09^\circ \text{ A}$$

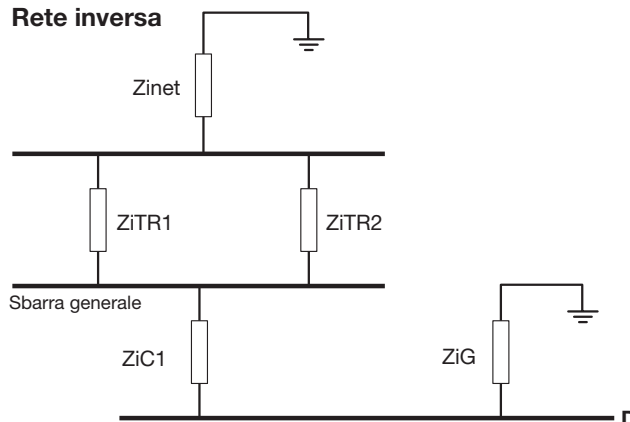
Guasto in D

Simulando un guasto in D si prende in considerazione il caso in cui il guasto avvenga immediatamente a valle del generatore. Conformemente a quanto descritto nei casi precedenti, si procede con il disegno delle tre reti di sequenza considerando le impedenze come si vedono dal punto D.

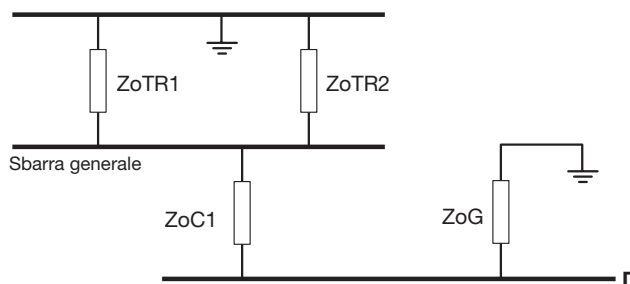
Rete diretta



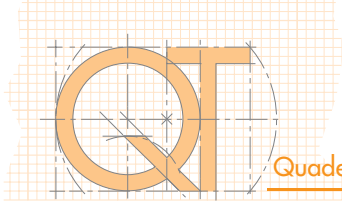
Rete inversa



Rete omopolare



Con procedimento e considerazioni analoghe alle precedenti, si ricavano le impedenze equivalenti e si procede al calcolo delle correnti di cortocircuito per i vari tipi di guasto.



Guasto trifase

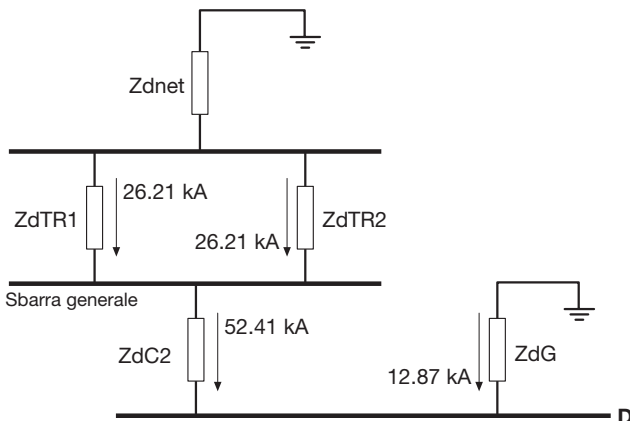
L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto trifase è quindi pari a:

$$I_{k3D} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,D}} = 65.19 \cdot 10^3 \angle -80.82^\circ \text{ A}$$

I contributi si suddividono nel seguente modo:



Guasto bifase

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto bifase è quindi pari a:

$$I_{k2D} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D}} = 55.46 \cdot 10^3 \angle -80.75^\circ \text{ A}$$

Guasto monofase

L'impedenza equivalente diretta è:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

L'impedenza equivalente inversa è:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-neutro è:

$$Z_{o(F-N)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-N)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

L'impedenza equivalente omopolare fase-PE è:

$$Z_{o(F-PE)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-PE)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.85 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

Il valore della corrente di guasto fase-neutro è quindi pari a:

$$I_{k1(F-N)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-N)Eq,D}} = 58.03 \cdot 10^3 \angle -80.01^\circ \text{ A}$$

Il valore della corrente di guasto fase-PE è invece pari a:

$$I_{k1(F-PE)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-PE)Eq,D}} = 57.99 \cdot 10^3 \angle -79.66^\circ \text{ A}$$

B2 Metodo delle potenze

Questo metodo permette di realizzare una valutazione rapida, ma con una buona approssimazione, della corrente di cortocircuito trifase in una rete.

È necessario calcolare le potenze di cortocircuito dei vari elementi costituenti la rete (trasformatori – generatori – cavi) per poi determinare la potenza di cortocircuito complessiva nel punto in cui si vuole calcolare la corrente di guasto.

Flussi di potenza dovuti ad elementi che lavorano in parallelo possono essere ridotti con la formula della serie di resistenze; invece flussi di potenza dovuti ad elementi che lavorano in serie possono essere ridotti con la formula del parallelo delle resistenze.

Di seguito, si riporta un esempio di calcolo applicato alla rete precedentemente considerata.

È possibile notare come, per la medesima tipologia di guasto (cortocircuito trifase nei punti A–B–D) questo metodo definito approssimato porta a risultati che sono abbastanza simili a quelli ottenuti con il metodo dei componenti simmetrici.

Con riferimento ai dati di impianto riportati in precedenza, si procede quindi al calcolo delle potenze di cortocircuito dei vari elementi presenti nell'impianto:

Rete di alimentazione

$S_{knet} = 750 \text{ MVA}$ è un dato di impianto

Trasformatori TR1-TR2

$$S_{kTR1} = \frac{S_{nTR1}}{v_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR1} = 26.67 \text{ MVA}$$

$$S_{kTR2} = \frac{S_{nTR2}}{v_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR2} = 26.67 \text{ MVA}$$

Generatore G

$$S_{kG} = \frac{S_{nG}}{x_d\%} \cdot 100 \quad S_{kG} = 8.93 \text{ MVA}$$

Cavi C1-C2

$$S_{kC1} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC1}} \quad S_{kC1} = 51.75 \text{ MVA}$$

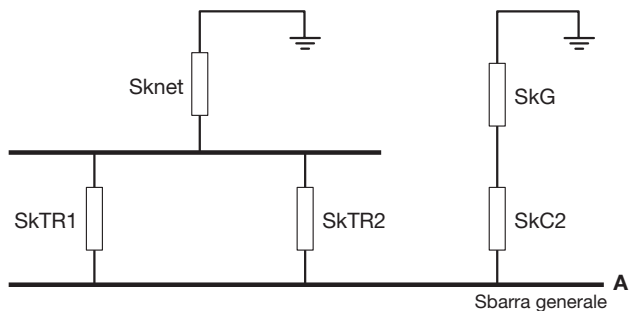
$$S_{kTR2} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC2}} \quad S_{kC2} = 133.95 \text{ MVA}$$

dove:

$$Z_{FC1} = \sqrt{(R_{F1}^2 + X_{F1}^2)} \quad Z_{FC1} = 0.0031 \Omega$$

$$Z_{FC2} = \sqrt{(R_{F2}^2 + X_{F2}^2)} \quad Z_{FC2} = 0.0012 \Omega$$

Considerando il guasto in A, la rete che schematizza il contributo delle potenze di cortocircuito è la seguente:

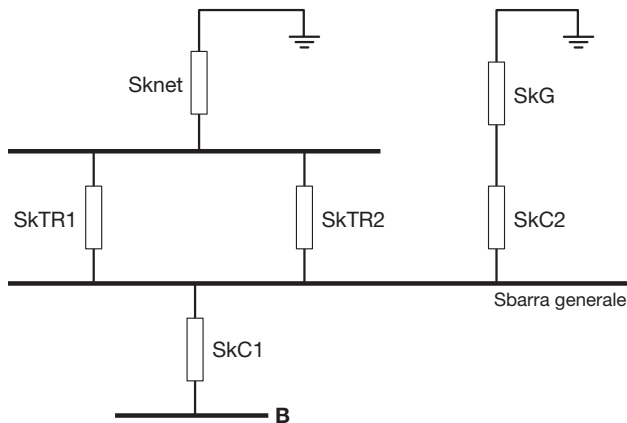


Attraverso la riduzione degli elementi serie - parallelo si ottiene la seguente espressione per la potenza complessiva:

$$S_{kTOT(A)} = ((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2}) = 58.16MVA$$

$$I_{k3A} = \frac{S_{kTOT(A)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \quad \text{da cui si ottiene} \quad I_{k3A} = 83.95kA$$

Considerando il guasto in B, la rete che schematizza il contributo delle potenze di cortocircuito è la seguente:

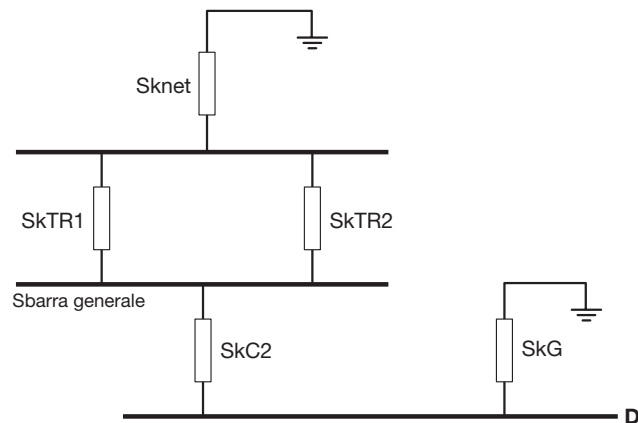


Attraverso la riduzione degli elementi serie - parallelo si ottiene la seguente espressione per la potenza complessiva:

$$S_{kTOT(B)} = [((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2})] // S_{kC1} = 27.38MVA$$

$$I_{k3B} = \frac{S_{kTOT(B)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \quad \text{da cui si ottiene} \quad I_{k3B} = 39.52kA$$

Considerando il guasto in D, la rete che schematizza il contributo delle potenze di cortocircuito è la seguente:



Attraverso la riduzione degli elementi serie - parallelo si ottiene la seguente espressione per la potenza complessiva:

$$S_{kTOT(D)} = \{[(S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}] // S_{kC2}\} + S_{kG} = 45.23MVA$$

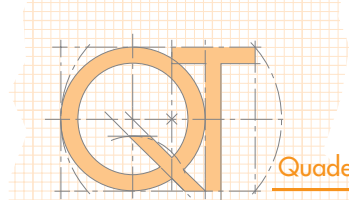
$$I_{k3D} = \frac{S_{kTOT(D)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \quad \text{da cui si ottiene} \quad I_{k3D} = 65.28kA$$

Considerazioni sui risultati ottenuti

Dall'esempio si nota che l'utilizzo del metodo delle potenze al vantaggio della semplicità e rapidità del calcolo potrebbe contrapporre risultati meno precisi rispetto al metodo di calcolo dei componenti simmetrici.

La discordanza più evidente si ha per il guasto trifase calcolato nel punto B, in cui la presenza del cavo C2 caratterizzato da valori particolari di "L" e "R" introduce un diverso rapporto tra la parte immaginaria e reale rispetto agli altri elementi, accentuando l'approssimazione del metodo delle potenze.

Tuttavia, l'effetto delle approssimazioni non è tale da annullare la validità del metodo, specie, come spesso avviene, se esso viene utilizzato per calcoli preliminari.



Glossario

$v_{k\%}$	tensione di cortocircuito in percentuale
$p_{k\%}$	potenza di cortocircuito in percentuale
V_n	tensione nominale
S_n	potenza nominale
I_n	corrente nominale
V_{1n}	tensione nominale primaria
V_{2n}	tensione nominale secondaria
X''_d	reattanza subtransitoria diretta
X'_d	reattanza transitoria diretta
X_d	reattanza sincrona diretta
S_k	potenza apparente di cortocircuito
I_k	corrente di cortocircuito
Z_k	impedenza di cortocircuito
X_k	reattanza di cortocircuito
R_k	resistenza di cortocircuito
$Z...$	impedenza del generico elemento
$R...$	resistenza del generico elemento
$X...$	reattanza del generico elemento
i_s	componente simmetrica della corrente di cortocircuito
i_u	componente unidirezionale della corrente di cortocircuito
i_p	valore di picco della corrente di cortocircuito
η	rendimento
$\cos\varphi$	fattore di potenza
$a\angle b$	rappresentazione polare: "a" è il modulo ; "b" è lo sfasamento
$a+ib$	rappresentazione rettangolare: "a" è la parte reale e "b" è la parte immaginaria

Pedici:

...L	carico generico passivo
...TR	trasformatore
...G	generatore
...M	motore
...n	nominale
...C	cavo
...net	rete di alimentazione dell'impianto
...N	neutro
... F	fase
... PE	conduttore di protezione
...1F-PE	monofase a terra
...1F-n	fase / neutro
...2	bifase
...3	trifase
...BT	bassa tensione
...MT	media tensione
...k	condizione di cortocircuito

ABB

ABB SACE S.p.A.

Una società del gruppo ABB

Interruttori B.T.

Via Baioni, 35

24123 Bergamo

Tel.: 035.395.111 - Telefax: 035.395.306-433

BUSINESS *on line*

<http://bol.it.abb.com>

Tutte le soluzioni
per la Bassa Tensione
e l'Automazione.

Per tener conto dell'evoluzione delle Norme e dei materiali, le caratteristiche e le dimensioni di ingombro indicate nel presente catalogo si potranno ritenere impegnative solo dopo conferma da parte di ABB SACE.

1SDC007101G0901 Settembre '05
Printed in Italy
3.000/Codé Facility Services SPA/CAL

member of
voltimum
.it