



ELEMENTI DI IMPIANTI ELETTRICI DI MEDIA E BASSA TENSIONE

**VALERIO MANGONI
GUIDO CARPINELLI
PIETRO VARILONE**

EUC
ebook

EUC - EDIZIONI UNIVERSITÀ DI CASSINO

Il testo si configura come un compendio sintetico ed essenziale, utile per acquisire rapidamente le prime basi teoriche e pratiche necessarie alla comprensione degli impianti elettrici di media e bassa tensione. In esso si pone l'accento sulle caratteristiche strutturali dei principali componenti e sull'analisi del loro comportamento all'interno dell'impianto, sia in condizioni normali che di cortocircuito. L'approccio, prettamente applicativo, mira a trasmettere competenze concettuali e operative per la valutazione delle prestazioni degli impianti, offrendo una visione d'insieme delle reti in ambito civile e industriale.

The text serves as a concise and essential compendium, designed for the rapid acquisition of the fundamental theoretical and practical principles necessary to understand medium and low-voltage electrical systems. Emphasis is placed on the structural characteristics of key components and the analysis of their behavior within the system, under both normal and short-circuit conditions. With a strictly applied approach, the volume aims to impart conceptual and operational skills for evaluating system performance, providing a comprehensive overview of networks in civil and industrial settings.

e-book

ELEMENTI DI IMPIANTI ELETTRICI DI MEDIA E BASSA TENSIONE

Valerio Mangoni
Guido Carpinelli
Pietro Varilone



EDIZIONI UNIVERSITÀ DI CASSINO



Copyright © EUC - 2026
EDIZIONI UNIVERSITÀ DI CASSINO

CENTRO EDITORIALE DI ATENEO
Università degli Studi di Cassino e del Lazio meridionale
Campus universitario – Palazzo degli Studi
Località Folcara – 03043 Cassino (FR), Italia
e-mail: editoria@unicas.it

ISBN **978-88-8317-147-5** per l'edizione digitale

I contenuti della pubblicazione possono essere utilizzati purché se ne citi la fonte e non vengano modificati il senso e il significato dei testi in esso contenuti.
Il CEA, Centro Editoriale di Ateneo, e l'Università degli Studi di Cassino e del Lazio meridionale non sono in alcun modo responsabili dell'uso che viene effettuato dei testi presenti nel volume, di eventuali modifiche ad essi apportate e delle conseguenze derivanti dal loro utilizzo.



EBOOK

Gli e-book di EUC – Edizioni Università di Cassino sono pubblicati con licenza:
Creative Commons Attribution 4.0 International
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Pubblicato in versione digitale su archivi online in *open access* nel mese di febbraio 2026.

Edizione originale a stampa © 2010
Università degli Studi di Cassino e del Lazio meridionale
ISBN 88-8317-076-8

CAPITOLO I

Generalità sul sistema elettrico per l'energia

1. Introduzione

Il trasferimento dell'energia elettrica dai luoghi in cui viene prodotta a quelli in cui viene utilizzata avviene, salvo casi particolari, in corrente alternata trifase.

I vantaggi tecnici della corrente alternata rispetto a quella continua sono noti. Si ricorda, a titolo di esempio:

- la possibilità di utilizzare il trasformatore, grazie al quale si possono adottare nel sistema elettrico i livelli di tensione più adatti alla produzione, trasmissione, distribuzione ed utilizzazione dell'energia elettrica;
- la maggiore facilità che si ha nell'interrompere correnti alternate, grazie ai passaggi naturali per lo zero;
- la possibilità di impiegare per la produzione dell'energia elettrica il generatore sincrono, che, tra l'altro, è una macchina più affidabile delle dinamo, soprattutto nel caso in cui viene mossa da turbine a vapore che, per loro natura, sono adatte per alte velocità.

Ai suddetti vantaggi tecnici, ed ad altri (caratteristiche di funzionamento, affidabilità, ecc.) su cui per brevità non ci si sofferma, è da aggiungersi anche il fatto che, se si esclude il caso di trasmissione dell'energia a grandissima distanza (oltre circa 1000 km), la trasmissione in corrente alternata conviene anche dal punto di vista economico. Infatti, pur essendo una linea di trasmissione in corrente alternata, a parità di condizioni, caratterizzata da maggiori perdite e maggiore sezione conduttrice rispetto a quella in corrente continua, quest'ultima presenta costi complessivi maggiori (almeno fino a quando non si raggiungono distanze di trasmissione molto elevate) per la presenza delle stazioni terminali in cui avviene la conversione da corrente alternata in corrente continua e viceversa (appendice).

I vantaggi tecnici dei sistemi trifase rispetto a quelli monofase sono, poi, legati essenzialmente a tre motivi:

- la maggiore semplicità, sicurezza, rendimento ed economicità del motore asincrono trifase rispetto a quello monofase;
- gli enormi vantaggi che presenta il generatore sincrono trifase rispetto al generatore monofase;

- le minori cadute di tensione nelle linee (come si vedrà nel seguito).

Vi è, inoltre, da considerare che i sistemi trifase hanno costi del materiale conduttore delle linee inferiori a quelli del sistema monofase (appendice).

È bene, però, osservare che, pur essendo gli impianti in corrente alternata trifase praticamente quelli universalmente impiegati ormai da quasi cento anni, esistono alcuni casi, tutt'altro che di importanza trascurabile, in cui si impiega ancora la corrente alternata monofase o la corrente continua. Ad esempio, il sistema monofase in corrente alternata trova impiego nell'ambito degli impianti per la trazione elettrica e nel caso della distribuzione in bassa tensione, mentre la corrente continua viene impiegata nell'ambito degli impianti per la trazione elettrica e negli impianti di trasmissione dell'energia elettrica sia quando è necessario trasmettere energia elettrica a grandi distanze, per i motivi accennati in precedenza, sia quando, dovendo attraversare il mare, l'uso della trasmissione in corrente continua comporta risparmi economici.

2. Costituzione del sistema elettrico per l'energia

Il sistema elettrico per l'energia italiano è costituito dai subsistemi di produzione, dal subsistema di trasmissione, dai subsistemi di distribuzione e da quelli di utilizzazione.

I suddetti subsistemi sono sottoposti a differenti livelli di controllo delle varie grandezze elettriche che ne caratterizzano il funzionamento; tali controlli si attuano essenzialmente in centri di supervisione, in grado di operare in tempo reale. A detti centri affluiscono informazioni dai subsistemi; da essi si dipartono le istruzioni per l'esercizio ottimale dell'intero sistema o di parti di esso.

2.1 Subsistemi di produzione

Per produrre energia elettrica bisogna attingere da una fonte di energia primaria.

La produzione di energia elettrica è quella che utilizza principalmente come fonte di energia primaria:

- l'energia idraulica,
- l'energia termica da combustibili fossili,
- l'energia termica da combustibili nucleari,
- l'energia termica di vapori naturali del sottosuolo.

Si hanno, quindi, due tipi di impianti di produzione dell'energia elettrica:

- gli impianti idroelettrici,
- gli impianti termoelettrici.

Esistono anche gli impianti idroelettrici di produzione e pompaggio, che nella fase di pompaggio impiegano energia elettrica disponibile in modo da avere energia idraulica disponibile nella fase di produzione.

Va, inoltre, ricordata la produzione che utilizza come fonte di energia primaria l'energia solare e l'energia eolica. Si hanno, quindi, anche gli impianti solare ed eolico.

Tutto ciò premesso, al complesso degli impianti di produzione di cui sopra, spesso, nel gergo usuale, si fa riferimento con la dizione di "impianti di produzione".

La produzione termoelettrica tradizionale (quella nucleare è assente nel nostro Paese) supera abbondantemente quella idroelettrica. Ad oggi l'azienda che produce la maggior parte dell'energia elettrica è il gruppo ENEL; altre imprese, quali le aziende municipalizzate, le imprese minori e gli autoproduttori producono minori quantitativi di energia; infine, esiste uno scambio di energia elettrica con l'estero. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, l'ENEL ha ridotto il quantitativo di energia prodotta cosicchè è aumentato in maniera considerevole l'energia prodotta da altri.

2.2 Subsistema di trasmissione

Il subsistema di trasmissione è costituito generalmente da una rete a configurazione magliata i cui lati sono linee elettriche. La tensione nominale a cui attualmente si tende per la trasmissione è 380 kV; spesso, nel gergo usuale, si fa riferimento a tale subsistema con la dizione di "impianti di trasmissione".

Per quanto riguarda la costituzione della rete si può fare riferimento allo schema unifilare¹ di principio indicato nella fig. I.1, in cui si evidenzia la configurazione magliata della rete.

I nodi 1 e 3 sono i nodi in cui viene riversata l'energia prodotta da un impianto di produzione dopo essere stata trasformata dalla tensione più adatta al funzionamento dei generatori sincroni alla tensione della rete di trasmissione. La trasformazione avviene nelle cosiddette "stazioni di trasformazione annesse alle centrali" attraverso trasformatori

¹ I sistemi elettrici trifasi - con le tre fasi assunte identiche ed alimentate da sistemi simmetrici di tensioni e con carichi trifasi equilibrati - sono rappresentati, come si vedrà nel seguito del libro, attraverso un circuito equivalente costituito da un circuito elettrico monofase; questo circuito monofase è composto da una delle tre fasi e da un conduttore di ritorno fittizio, avente caratteristiche elettriche nulle, chiamato neutro. Semplificando ulteriormente questo schema, precisamente omettendo il conduttore di ritorno e indicando i vari componenti del sistema con

elevatori a rapporto fisso. Non si ritiene giustificato introdurre le complicazioni che la commutazione sotto carico comporta per il fatto che la regolazione della tensione consentita dai generatori sincroni risulta generalmente sufficiente.

Il nodo 2 è il nodo da cui viene trasferita l'energia al subsistema di distribuzione dopo essere stata trasformata nella cosiddetta "stazione primaria". La trasformazione nelle stazioni primarie avviene generalmente attraverso autotrasformatori abbassatori a rapporto variabile sotto carico, per svincolare la tensione della rete a 380 kV da quella del subsistema di distribuzione.

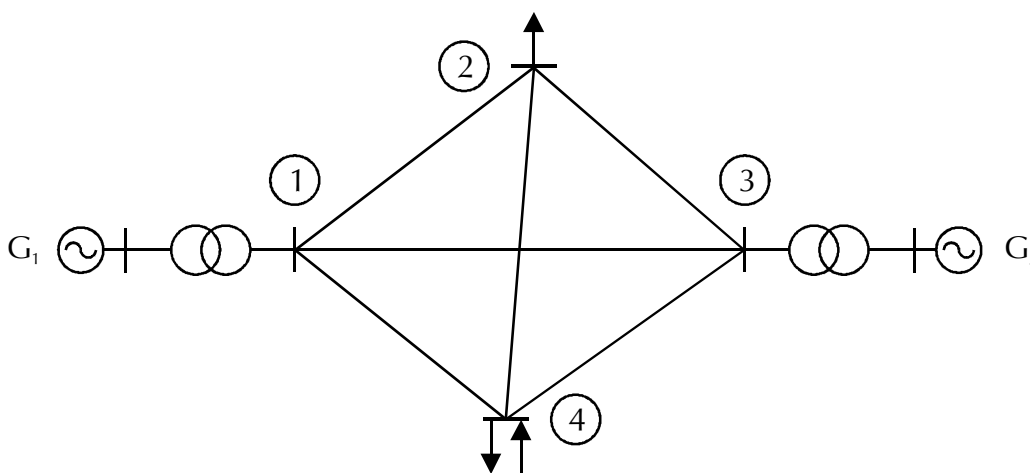


Fig. I.1 Schema unifilare di principio di un sistema elettrico per l'energia

Il nodo 4 è il nodo di interconnessione con un'altra rete, cioè un nodo in cui viene riversata o da cui viene trasferita una certa quantità di energia verso una rete di una nazione confinante. Nell'Italia settentrionale esistono diversi nodi di interconnessione da cui si dipartono linee che collegano la nostra rete con quella delle nazioni confinanti (Francia, Svizzera, ecc.). Per quanto riguarda l'Italia meridionale, vi è, allo stato attuale, un solo collegamento in corrente continua, via cavo sottomarino, di interconnessione con la Grecia. In prospettiva questo collegamento permetterà un proseguimento verso la Turchia; inoltre, sono in discussione accordi con l'ex URSS e la Tunisia.

La trasmissione di energia elettrica può essere anche affidata a una sola linea elettrica che collega una stazione annessa alla centrale ad una stazione primaria, ad esempio quando le risorse energetiche sono disponibili in siti ubicati a notevole distanza dai centri di consumo.

i simboli forniti dalle Norme, si ottiene il cosiddetto schema elettrico unifilare, che si adotta quando si vuol dare in forma concisa una rappresentazione dell'intero sistema.

Per quanto riguarda l'Italia, il subsistema di trasmissione è su rete che, negli anni passati, era gestita dall'ENEL. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, la gestione della rete di trasmissione è ora affidata alla Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A..

2.3 Subsistemi di distribuzione

Un subsistema di distribuzione (fig. I.2) è costituito da una rete di distribuzione primaria, da reti di distribuzione a media tensione (MT) e da reti di distribuzione a bassa tensione (BT); spesso, nel gergo usuale, si fa riferimento a tale subsistema con la dizione di “impianti di distribuzione”.

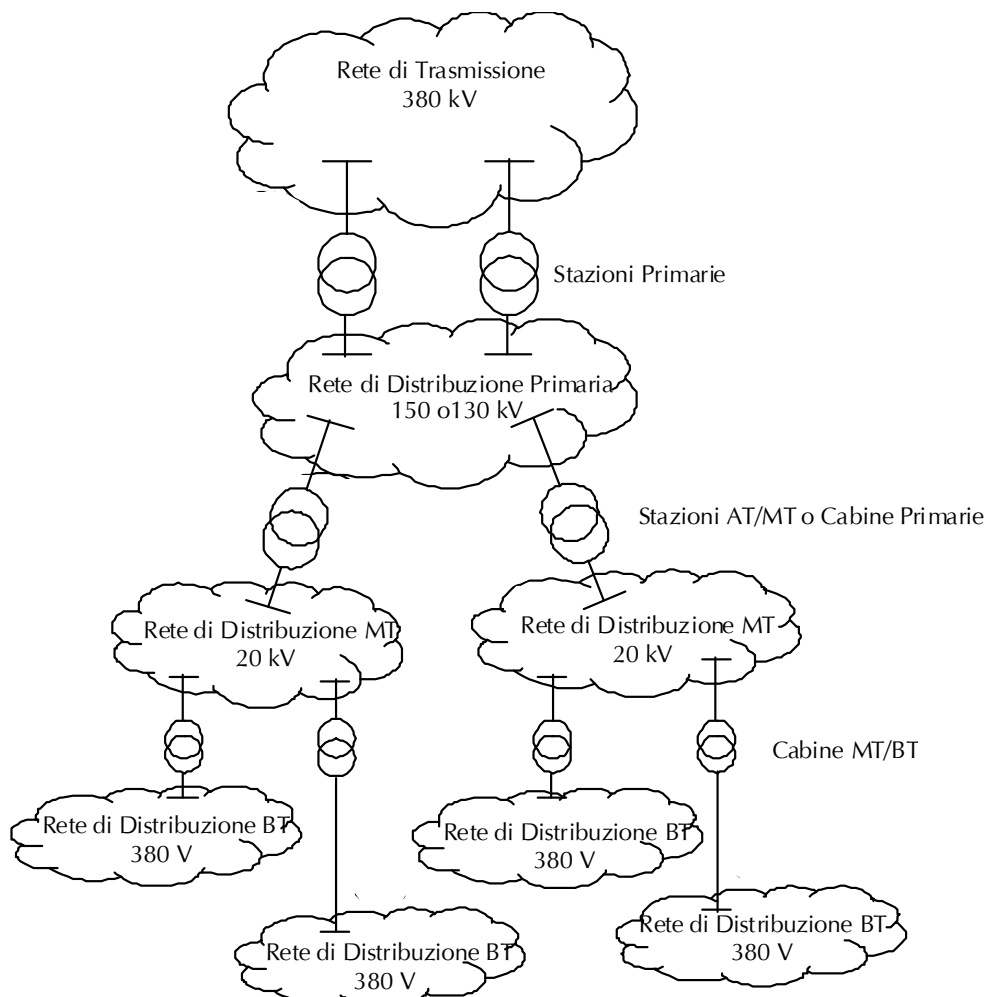


Fig. I.2_Varie parti di un subsistema di distribuzione

Ciascuna rete di distribuzione primaria, la cui tensione nominale è di 150 o 130 kV, riceve energia da nodi della rete di trasmissione attraverso le stazioni primarie ed alimenta le reti di distribuzione MT tramite le cosiddette “stazioni AT/MT”.

Ciascuna rete di distribuzione MT, la cui tensione nominale è prevalentemente di 20 kV, origina dalle stazioni AT/MT con il secondario a stella con centro stella isolato (fig. I.3 a)) o connesso a terra attraverso una resistenza (fig. I.3 b)) o una induttanza (fig. I.3 c)) e alimenta le reti di distribuzione BT tramite cabine MT/BT. Le configurazioni variano in relazione alla densità di carico ed al livello di continuità di alimentazione dell'utenza, con i più disparati schemi che vanno dalla configurazione magliata a quella radiale in cui il flusso dell'energia è unidirezionale.

Ciascuna rete di distribuzione a BT, la cui tensione nominale è di 380 V, origina da una cabina MT/BT con il secondario a stella con centro stella a terra (fig. I.4) e realizza l'ultima fase della distribuzione fino alla consegna alle piccole utenze con linee trifasi con neutro o con linee monofasi con neutro derivate dalle prime.

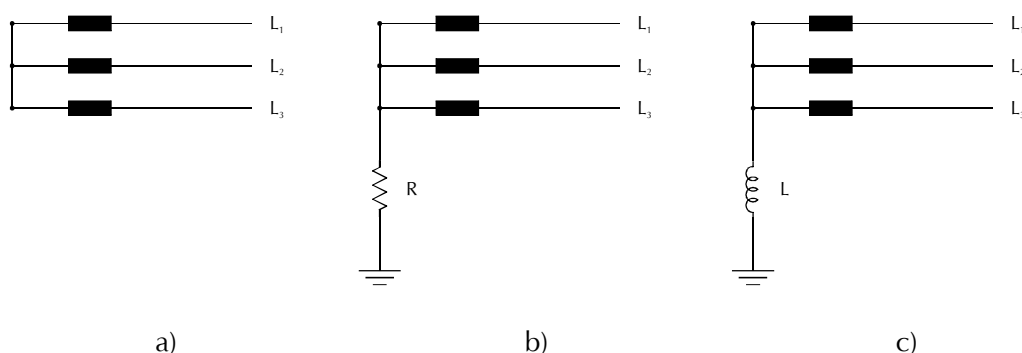


Fig. I.3_a) Secondario a stella con centro stella isolato; b) Secondario a stella con centro stella connesso a terra attraverso una resistenza di elevato valore; c) Secondario a stella con centro stella connesso a terra attraverso una induttanza

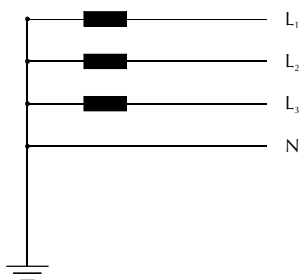


Fig. I.4_Secundario a stella con centro stella a terra e con linee trifasi (L_1 , L_2 , L_3) con neutro (N)

Negli anni passati la gestione dei subsistemi di distribuzione era affidata principalmente all'ENEL. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, la gestione è ora privatizzata.

2.4 Subsistemi di utilizzazione

Un subsistema di utilizzazione è costituito dalle diverse utenze elettriche. In dipendenza delle potenze richieste, alcune utenze sono alimentate a partire dalle stazioni primarie, altre dalle stazioni AT/MT, altre, infine, a partire dalle cabine MT/BT.

È utile specificare che tra le utenze elettriche spesso si includono, nel loro complesso, i sistemi elettrici industriali e quelli di trasporto; infatti, i primi sono anche essi alimentati a partire dalle stazioni primarie o dalle stazioni AT/MT o, infine, dalle cabine MT/BT ed i secondi sono alimentati dalle stazioni primarie.

Per quanto riguarda più specificamente il sistema elettrico industriale, esso, seppure visto dalla rete di alimentazione come un "unico" utente, è, al suo interno, un sistema alquanto complesso, in quanto in esso possono essere presenti contemporaneamente un impianto di produzione, linee in alta, media e bassa tensione ed utenti in media e bassa tensione².

Al fine di rendersi conto di tale affermazione, si faccia riferimento, a titolo unicamente di esempio, alla fig. I.5, in cui è riportato lo schema unifilare di principio di un sistema elettrico industriale di media potenza.

Il sistema elettrico industriale della fig. I.5 è alimentato da un nodo della rete di distribuzione primaria attraverso una stazione AT/MT (definita spesso cabina primaria) che alimenta, a sua volta, una linea ad anello in media tensione. Quest'ultima provvede a fornire energia elettrica direttamente alle utenze di potenza più elevata e, attraverso trasformatori abbassatori, ad una ulteriore linea in media tensione, cui sono collegati i motori di potenza più elevata e da cui si diparte un trasformatore MT/BT con il secondario a stella con centro stella a terra³ per l'alimentazione di piccoli motori con linee trifasi (fig. I.6) e di altre piccole utenze (luce, ecc.) con linee trifasi con neutro (fig. I.4). Dalla stessa

² È interessante osservare che spesso alle reti di distribuzione in media e bassa tensione citate nel par. 2.3 (e che sono di proprietà dei distributori dell'energia elettrica) ed alle linee in media e bassa tensione presenti nel subsistema di utilizzazione (che sono, invece, di proprietà degli utilizzatori) viene dato il nome di *impianti elettrici a media e bassa tensione*.

³ In alcune applicazioni il centro stella può essere non collegato a terra.

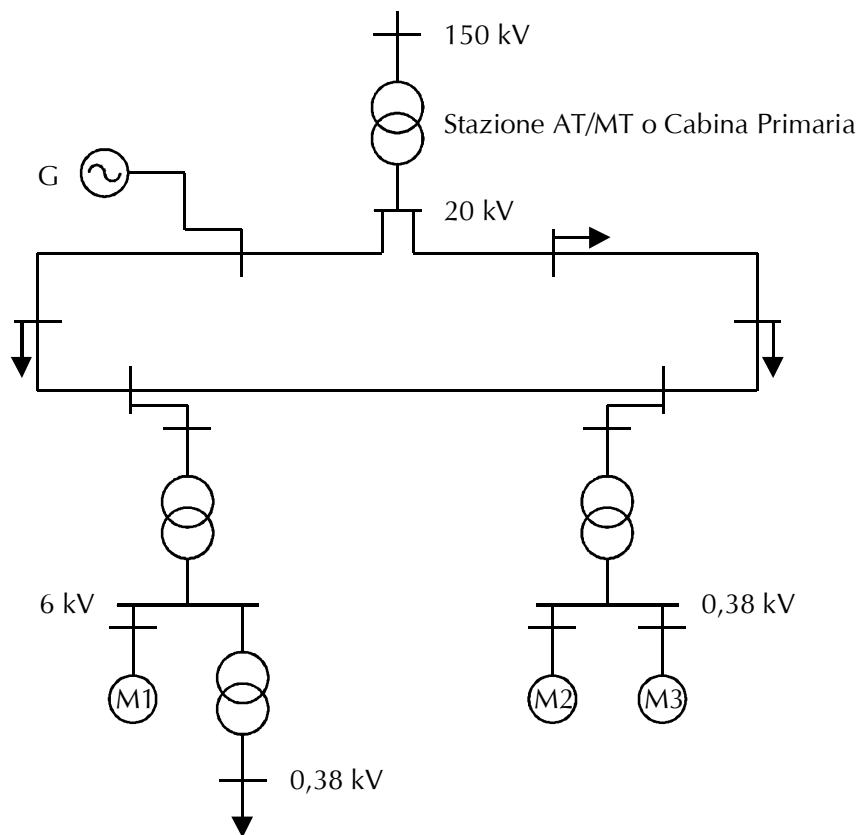


Fig. I.5_Schema unifilare di principio di un sistema elettrico industriale di media potenza

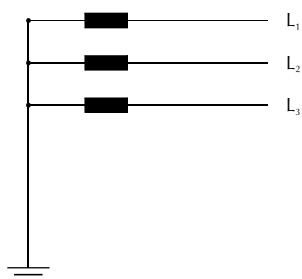


Fig. I.6_Secondario a stella con centro stella a terra e con linee trifasi (L₁,L₂,L₃)

linea in media tensione a 20 kV, attraverso una classica cabina MT/BT vengono, poi, alimentati ulteriori motori di piccola potenza con linee trifasi.

È da notare, infine, la presenza di una piccola centrale di produzione dell'energia elettrica; questa può essere destinata in parte alla produzione di energia per gli usi del sistema elettrico industriale stesso ed in parte per l'immissione in rete al fine di vendita a terzi.

L'analisi della fig. I.5 chiarisce in modo inequivocabile il motivo per cui un sistema elettrico industriale viene considerato un sistema complesso (nella fig. I.5 mancano solo linee in alta tensione che nei sistemi industriali di grossa potenza sono, comunque, presenti).

3. Classificazione degli impianti elettrici

Una classificazione degli impianti elettrici spesso impiegata li distingue in categorie in base ai valori della tensione nominale.

Si hanno infatti impianti:

- di categoria 0, se la tensione nominale $U \leq 50 \text{ V}$ in c.a. oppure $\leq 120 \text{ V}$ in c.c.
- di categoria I, se $50 < U \leq 1000 \text{ V}$ in c.a. oppure $120 < U \leq 1500 \text{ V}$ in c.c.
- di categoria II, se $1000 < U \leq 30000 \text{ V}$ in c.a. oppure $1500 < U \leq 30000 \text{ V}$ in c.c.
- di categoria III, se la tensione nominale $U > 30000 \text{ V}$ sia in c.a. sia in c.c.

Come evidente dalla classificazione le categorie 0, I e II sono tipiche dei subsistemi di distribuzione a media e bassa tensione, mentre la categoria III è tipica del subsistema di trasmissione e dei subsistemi di distribuzione primaria.

Per quanto riguarda gli impianti elettrici di bassa tensione è in uso un'ulteriore classificazione.

Con riferimento allo stato del neutro e allo stato delle masse, intendendo per massa una parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che in condizioni ordinarie non è in tensione ma che può diventarlo in condizioni di guasto, gli impianti elettrici di bassa tensione, infatti, vengono classificati in:

- TT (fig. I.7),
- TN-S (fig. I.8),
- IT (fig. I.9),

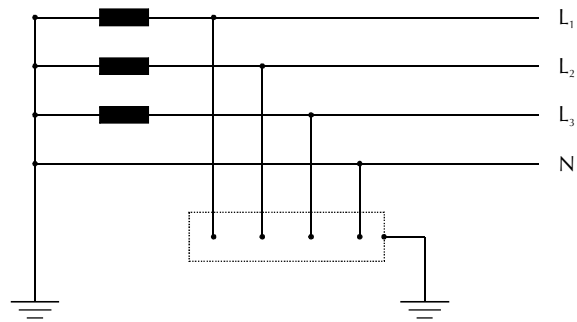


Fig. I.7_Impianto TT

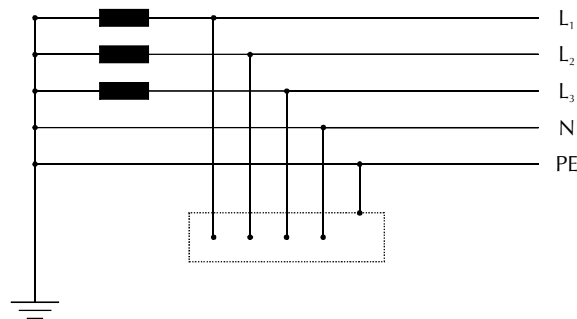


Fig. I.8_Impianto TN-S

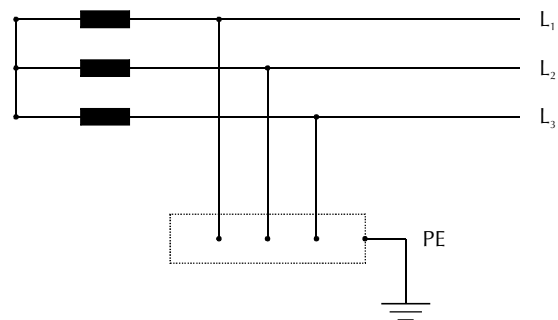


Fig. I.9_Impianto IT

dove con la prima lettera si indica lo stato del neutro (T, neutro connesso direttamente a terra; I, neutro isolato da terra), con la seconda lettera lo stato delle masse (T, masse connesse a terra; N, masse connesse al neutro) e con la lettera S l'esercizio dell'impianto TN con il neutro separato dal conduttore di protezione PE.

4. Nuovo quadro legislativo italiano

Il 16 marzo 1999 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 79 (Decreto Bersani) volto a recepire la direttiva europea 96/92/CE che imponeva ai Paesi membri di definire le regole per la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. Il Decreto Legislativo n. 79, nel recepire la direttiva europea, ha tenuto, poi, in conto i vincoli stabiliti dall'articolo n. 36 della legge 128/98 con cui il Parlamento Italiano delegava il Governo ad emanare i decreti legislativi per l'attuazione della direttiva europea stessa.

La Direttiva Europea 96/92/CE stabiliva un quadro di principi generali sufficientemente ampio, all'interno del quale ciascun paese membro poteva scegliere tra più opzioni possibili. Le linee guida di tale quadro si possono riassumere come di seguito riportato.

- Viene liberalizzata l'attività di produzione, importazione ed esportazione dell'energia elettrica, nonché la costruzione e l'uso delle linee di trasporto, con il divieto di attribuire diritti esclusivi.
- Le reti di trasmissione e di distribuzione sono considerate monopoli naturali che possono essere dati in concessione con obblighi e diritti conseguenti.
- È prevista la presenza di soggetti responsabili della gestione, manutenzione e dello sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, a cui debbono poter accedere gli altri operatori del mercato in condizioni di parità e senza discriminazioni. I gestori di tali reti, inoltre, devono garantire la sicurezza e l'affidabilità del servizio elettrico; essi sono scelti dallo Stato o dalle imprese proprietarie delle reti di trasmissione e di distribuzione.
- È imposta la presenza di utenti, detti "clienti idonei", i quali possono acquistare energia elettrica a prezzi liberi da qualsiasi produttore, distributore o grossista.

I principali vincoli stabiliti dalla legge delega 128/98 si possono così riassumere:

- deve essere applicata una tariffa unica nazionale ad utenti, detti "clienti vincolati", i quali stipuleranno contratti di fornitura con il distributore che esercita il servizio nella loro area territoriale;
- va istituito un unico gestore della rete di trasmissione;
- va istituito un intermediario, detto "Acquirente unico", che garantisca ai clienti vincolati la disponibilità di energia elettrica, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica di cui al primo punto;
- deve essere incentivato l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico.

Tenendo conto della direttiva europea 96/92/CE e della legge delega 128/98, il decreto legislativo 79/99 ha definito gli elementi fondamentali del nuovo assetto dell'energia elettrica in Italia. Tale decreto prevede i seguenti operatori del mercato dell'energia:

- i Produttori;
- il Gestore della rete di trasmissione nazionale;
- i Distributori;
- i Clienti idonei e vincolati;
- l'Acquirente Unico;
- il Gestore del Mercato.

La situazione attuale, oltre che dal decreto legislativo 79/99 e dai suoi provvedimenti di attuazione, è anche determinata da altre leggi emanate successivamente al decreto, quali la legge 55/02 (legge di conversione del cosiddetto "decreto sblocca centrali"), la legge 290/03 (cosiddetta legge anti-blackout) e la legge 239/04 (legge di conversione del cosiddetto "decreto Marzano").

Nel 2004 la Commissione Europea ha approvato la nuova Direttiva relativa al mercato interno dell'elettricità, la 2003/54/CE, che modifica e abroga le Direttive 96/92/CE e 90/547/CEE.

Le novità introdotte dalla nuova Direttiva riguardano principalmente l'apertura completa del mercato dal lato della domanda e l'adozione di una serie di misure concrete per garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta al fine di ridurre il rischio di posizioni dominanti, tra cui l'istituzione obbligatoria di un'Autorità di regolazione come organismo indipendente dagli interessi dell'industria dell'energia elettrica, preposto ad assicurare l'effettiva concorrenza, il funzionamento del mercato e comportamenti non discriminatori.

4.1 I Produttori

Il decreto 79/99 stabilisce la libera concorrenza tra i produttori. Inoltre, a nessun soggetto è consentito di produrre o importare più del 50 % del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. Per tale motivo l'ENEL S.p.A.⁴ ha ceduto circa 15.000 MW della propria potenza installata (circa il 25 % del suo parco impianti) secondo un piano di

⁴ Dopo oltre 35 anni dalla sua nascita, avvenuta nel 1962, l'ENEL si è trasformata in società per azioni assumendo la denominazione di ENEL S.p.A., a cui sono state trasferite in concessione le attività del vecchio ente.

dismissioni approvato dal Governo con Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 4/8/99; in questo decreto sono stati individuati gli impianti da cedere (14 termoelettrici e 7 idroelettrici) prevedendone l'accorpamento in 3 Società: Eurogen, Elettrogen ed Interpower cui sono stati conferiti impianti per circa 7000, 5000 e 2500 MW, rispettivamente.

Nel nuovo assetto di libero mercato della produzione di energia elettrica sono state eliminate le forme di incentivo previste dalla legislazione precedente per la produzione da fonti rinnovabili e da impianti industriali ad elevata efficienza energetica (impianti di cogenerazione ed impianti a recupero di energia)⁵, in quanto gli incentivi statali possono creare delle deformazioni del mercato concorrenziale.

Per favorire la produzione da fonti rinnovabili, il decreto n. 79/99 ha imposto l'obbligo per i produttori che immettono nel sistema elettrico quantità di energia che eccedono i 100 GWh/anno (al netto della cogenerazione e degli autoconsumi) di immettere anche una quota di energia prodotta da nuovi impianti da fonti rinnovabili in misura del 2 % della quantità di energia eccedente i 100 GWh stessi. Tali fonti di energia, essendo a ridottissimo impatto ambientale, hanno la priorità assoluta di immissione in rete; dopo tale fonte, ha priorità di immissione, essendo caratterizzati da elevati rendimenti, l'energia prodotta da impianti di cogenerazione.

Si fa notare che il decreto legislativo 387/2003, che recepisce la direttiva comunitaria sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, ha stabilito un aumento annuo della quota di 0,35 punti percentuali, a partire dal 2004 fino al 2006 e che la legge 21.12.07 n. 244 ha stabilito un ulteriore aumento annuo di 0,75 punti percentuali nel periodo 2007 ÷ 2012.

4.2 Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

Le attività di trasmissione e ripartizione della produzione, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, sono state riservate allo Stato e attribuite inizialmente in concessione ad un'unica Società per Azioni, detta "Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale" (GRTN).

Il GRTN:

⁵ Legge n. 10 del 9/1/91, nella fase di realizzazione, e provvedimenti del CIP e dell'Autorità per l'energia e per il gas, nella fase di funzionamento.

- ha gestito la rete di trasmissione indipendentemente dalla proprietà della stessa, stipulando con le Società che dispongono di reti di trasmissione opportune convenzioni;
- ha gestito i flussi di energia, le interconnessioni ed i servizi ausiliari necessari;
- ha garantito la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza ed il minor costo dei servizi e degli approvvigionamenti;
- ha gestito la rete in modo imparziale, senza discriminazione alcuna tra utenti;
- ha deliberato gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete;
- ha assicurato l'accesso alla rete in termini paritetici a tutti gli aventi diritto, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche fissate dall'Autorità per l'energia e per il gas (nel seguito denominata Autorità);
- ha adottato, sulla base delle direttive dell'Autorità, regole tecniche di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di produzione e delle reti;
- ha gestito gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

A seguito del DPCM 11 maggio 2004, invece, la società responsabile in Italia del dispacciamento e della trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale è diventata "Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A". Tale assetto è il risultato dell'acquisizione nel mese di novembre 2005, da parte di tale ultima Società, del ramo di azienda del GRTN che fino ad allora aveva svolto tali compiti.

Terna-RTN, oltre alle suddette funzioni, ha anche la proprietà di oltre il 90 % della Rete di Trasmissione Nazionale, cioè della rete ad alta e altissima tensione. In particolare Terna possiede:

- Linee a 380 kV: 9.314 km
- Linee a 220 kV: 8.143 km
- Linee <150 kV: 17.501 km
- 300 stazioni di trasformazione e smistamento
- 3 centri di teleconduzione.

Sono rimaste di competenza del GRTN tutte le attività connesse alle fonti rinnovabili.

4.3 I Distributori

I Distributori operano in regime di concessione trentennale e sono remunerati in base a tariffe stabilite dall'Autorità. Essi sono obbligati a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e

purché siano rispettate le regole tecniche nonché le disposizioni emanate in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Al fine di ridurre, almeno nei comuni dove ENEL e municipalizzate operavano insieme, la posizione di preminenza dell'ENEL sul territorio nazionale, il Decreto n. 79/99 prevede l'unicità della concessione per ambito comunale e favorisce, nei comuni dove operano più distributori, iniziative di aggregazione negoziate tra le parti ed approvate dal Ministero delle Attività Produttive.

4.4 I Clienti idonei e vincolati

I clienti idonei possono acquistare energia elettrica da qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero. Nella categoria sono compresi i soggetti di seguito riportati.

- Inizialmente, sono stati considerati clienti idonei i clienti finali che avevano consumi non inferiori a 9 GWh, i consorzi di imprese che rispettavano la stessa soglia ed ai quali aderivano aziende con consumi minimi di 1 GWh ed i cosiddetti "clienti multisito", cioè dotati di più punti di misura, senza alcun vincolo territoriale, il cui consumo era risultato superiore nel 2001 a 1 GWh in ogni punto e, complessivamente, a 40 GWh. Successivamente, secondo il collegato alla finanziaria 2000, a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione di 15.000 MW da parte dell'ENEL sono stati considerati clienti idonei tutti i clienti finali, singoli od associati, aventi un consumo minimo nell'anno in un unico punto del territorio nazionale (riferito all'anno precedente) pari a 0,1 GWh. Attualmente, la legge 239/04 prevede, in linea con la direttiva comunitaria 2003/54/CE, che a decorrere dal 1.07.04, è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico e che, a decorrere dal 1.07.07, è cliente idoneo ogni cliente finale.

- I distributori, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti di cui sopra connessi alla propria rete.

- Gli acquirenti grossisti, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti di cui sopra con cui hanno stipulato contratti di vendita.

- I soggetti cui è conferita da altri stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale.

- L'Azienda costituita dalle Province di Bolzano e Trento.

I clienti vincolati sono, invece, quelli legittimati a stipulare contratti esclusivamente con il distributore della zona territoriale dove essi si trovano. Ad essi è assicurata parità di trattamento, anche tariffaria, su tutto il territorio nazionale.

I clienti idonei possono chiedere all'Acquirente Unico, di cui si parlerà nel seguito, di essere compresi nel mercato dei clienti vincolati per un biennio, rinnovabile una sola volta.

4.5 L'Acquirente Unico

Il decreto n. 79/99 prevede la costituzione di una società per azioni denominata Acquirente Unico, che è stata costituita il 5/11/99 e che ha, appunto, il compito di stipulare e gestire contratti di fornitura ai clienti vincolati, garantendo loro parità di trattamento, anche tariffario.

4.6 Il Gestore del Mercato

L'organizzazione del mercato dell'energia elettrica è affidata ad una Società per azioni denominata Gestore del Mercato (GME) costituita dal GRTN il 27/6/2000. Ad essa è affidata la gestione delle offerte di vendita e di acquisto dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

Il GME organizza il mercato sulla base di criteri di neutralità, trasparenza e non discriminazione assicurando la concorrenza tra operatori e l'efficienza nel settore.

5. Componenti del sistema elettrico per l'energia

I componenti fondamentali del sistema sono:

- i generatori sincroni,
- i trasformatori,
- le linee elettriche,
- i carichi.

Nel sistema trovano posto anche altri componenti (gli apparecchi di manovra e di misura, i relè, i sistemi di protezione, i sistemi di regolazione, i sistemi elettronici di potenza) necessari per il suo buon funzionamento.

Tra i vari componenti su evidenziati, nei capitoli successivi, con specifico riferimento agli impianti elettrici di media e bassa tensione, verrà affrontato lo studio delle linee elettriche, degli apparecchi di manovra, dei relè e dei sistemi di protezione, rimandando al capitolo VII (condizioni di funzionamento normali) lo studio di alcuni sistemi di

regolazione e ad altri corsi gli studi relativi agli altri componenti. Verranno, inoltre, esaminate le cabine elettriche di trasformazione MT/BT, dal cui studio scaturiscono i quadri elettrici di bassa tensione che, alla luce della normativa degli ultimi anni, sono considerati dei componenti, e gli impianti di terra.

6. Condizioni di funzionamento del sistema elettrico per l'energia

Le condizioni di funzionamento di un sistema elettrico sono quelle di funzionamento normale, in cui tutte le grandezze elettriche a regime hanno valori contenuti in intervalli stabiliti ai fini del buon funzionamento del sistema, e di funzionamento anormale.

Nelle varie condizioni di funzionamento si possono presentare vari problemi. Per la risoluzione di tali problemi vengono utilizzati i modelli matematici del sistema, che vanno formulati opportunamente a seconda del problema considerato.

I modelli matematici vengono in generale formulati a partire dalla conoscenza dei circuiti equivalenti dei componenti che, nelle trattazioni che verranno affrontate nel presente testo, saranno solo quelli fondamentali citati nel precedente paragrafo. I circuiti equivalenti delle macchine elettriche sono oggetto di studio di altri corsi; per quanto riguarda, poi, il caso dei carichi elettrici la loro rappresentazione si presenta, in genere, abbastanza semplice. La messa a punto dei circuiti equivalenti delle linee elettriche, invece, si presenta tutt'altro che semplice; di essi verrà trattato nei prossimi capitoli.

6.1 Condizioni di funzionamento normali

Come posto in evidenza in precedenza, una condizione di funzionamento normale si caratterizza per la presenza di valori delle varie grandezze elettriche – ed in particolare le tensioni, le correnti e la frequenza – che a regime sono contenuti in intervalli che garantiscono il buon funzionamento del sistema elettrico.

Nel funzionamento normale si pongono vari problemi, tra cui, ad esempio, il problema della regolazione della tensione, quello della regolazione della frequenza, quello della ripartizione delle potenze attive e reattive tra i vari impianti di produzione. Per gli impianti elettrici di media e bassa tensione sono da considerare in particolare il problema della scelta della sezione conduttrice di una linea e della regolazione della tensione.

6.2 Condizioni di funzionamento anormali

Le condizioni di funzionamento anormale prese in considerazione nel presente testo sono quelle legate a scostamenti dei valori delle correnti (sovracorrenti) o delle tensioni (sovratensioni, vuoti di tensione o interruzioni della tensione) dai valori che garantiscono il buon funzionamento del sistema.

Va specificato ulteriormente che le sovracorrenti possono verificarsi in un circuito elettricamente "sano", e cioè in condizioni normali del circuito elettrico, o in un circuito elettricamente "guasto", e cioè in condizioni anormali del circuito elettrico. Nel primo caso la sovracorrente viene detta corrente di sovraccarico mentre nel secondo caso essa viene detta corrente di cortocircuito.

Nel seguito si farà riferimento principalmente ai cortocircuiti ed alle sovratensioni.

6.2.1 Cortocircuito

Per cortocircuito si intende la condizione anormale provocata da un collegamento a bassa impedenza che viene ad instaurarsi fra i conduttori di un circuito, tra loro e la terra o, in genere, fra parti a differente tensione. Il verificarsi di questa circostanza può determinare correnti di valore più elevato di quelle in condizioni di funzionamento normali, che per effetto termico o elettrodinamico possono portare al danneggiamento o alla distruzione della parte interessata.

Il collegamento a bassa impedenza che dà luogo al cortocircuito può essere di impedenza trascurabile, e allora si parla di cortocircuiti netti, o di valore non trascurabile, e in questo caso si parla di cortocircuiti tramite impedenza.

Usualmente i cortocircuiti in un punto del sistema vengono classificati in base al numero di fasi interessate dal guasto ed in base all'eventuale coinvolgimento della terra. Si individuano, pertanto cortocircuiti:

- trifase, in cui sono coinvolte tutte e tre le fasi del sistema;
- bifase, in cui sono coinvolte due fasi del sistema e che può coinvolgere anche la terra;
- monofase, in cui nel caso più generale della bassa tensione è coinvolta una fase del sistema e il conduttore neutro o la massa, che può essere collegata a terra nei sistemi TT (fig. I.10 a)), o al conduttore di protezione nei sistemi TN-S (fig. I.10 b)).

I cortocircuiti trifase vengono anche detti cortocircuiti simmetrici mentre gli altri vengono detti cortocircuiti dissimmetrici.

Qualunque sia il tipo di cortocircuito, è possibile introdurre alcune grandezze che caratterizzano tale condizione di funzionamento anormale attraverso lo studio del semplice circuito equivalente riportato nella fig. I.11 a); con esso si è simulato, come si vedrà nel seguito, un cortocircuito in un punto di una linea alimentata da un generatore ideale di tensione e caratterizzata da una resistenza R ed una induttanza L .

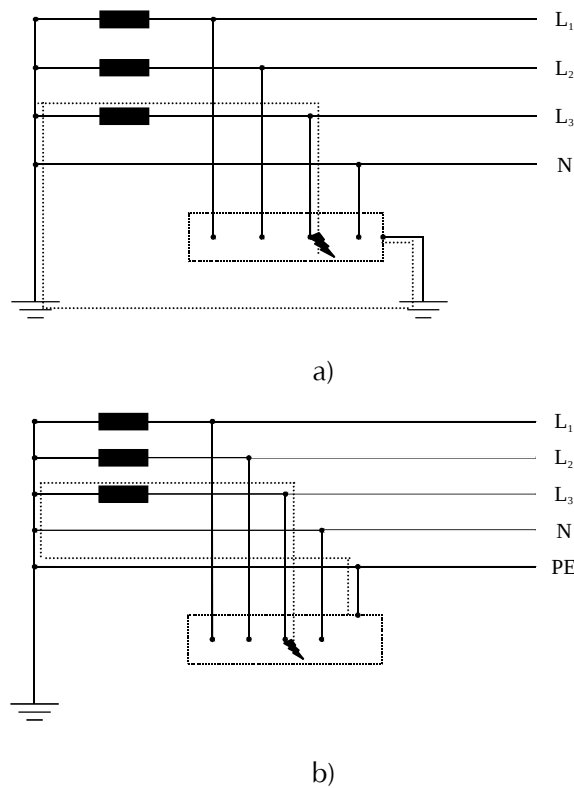


Fig. I.10_Cortocircuito monofase tra una fase e la massa del sistema collegata: a) a terra; b) al conduttore di protezione

Posto $e(t) = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \beta)$, l'equazione dell'equilibrio elettrico ai valori istantanei del circuito della fig. I.11 a) assume la forma:

$$e(t) = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \beta) = Ri + L \frac{di}{dt}; \quad (I.1)$$

nell'ipotesi che il cortocircuito si verifichi all'istante $t = 0$ e che prima di esso non circoli corrente nel circuito, la soluzione della (I.1), come ben noto dall'Elettrotecnica, è data da (fig. I.11 b):

$$i(t) = i_s(t) + i_u(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \beta - \varphi) - \sqrt{2} I \sin(\beta - \varphi) e^{-t/T_a}. \quad (I.2)$$

Nella (I.2) i_s è la componente simmetrica (alternativa) della corrente di cortocircuito, i_u la componente unidirezionale, $T_a = L/R$ è la costante di tempo che caratterizza la componente unidirezionale, $\varphi = \tan^{-1}(\omega L/R)$ e, detto Z il modulo dell'impedenza del circuito, è $I = \frac{E}{Z}$.

Dall'analisi della (I.2) appare evidente che, per fissati valori dell'impedenza del circuito di alimentazione (e, quindi, per assegnati valori di Z , φ e T_a) e per un fissato valore della tensione di alimentazione, l'andamento nel tempo della corrente di cortocircuito totale dipende dall'angolo β , e cioè, di fatto, dall'istante in cui si stabilisce la corrente di cortocircuito rispetto al passaggio per zero della tensione di alimentazione.

Poichè non è possibile, in nessun modo, prevedere quale sarà nella realtà il valore che assume β , nello studio dei sistemi elettrici per l'energia si è soliti porsi nelle condizioni più gravose, e cioè in quelle condizioni a cui corrispondono gli andamenti nel tempo delle correnti di cortocircuito totali più gravosi. È possibile dimostrare che tali condizioni – qualunque sia il valore di φ – si verificano proprio quando $\beta = 0$, e cioè quando il cortocircuito si stabilisce proprio nell'istante in cui la tensione di alimentazione passa per lo zero; a tale condizione si fa sempre riferimento nei sistemi elettrici per l'energia e, quindi, nello studio degli impianti elettrici per media e bassa tensione.

Quanto detto si può verificare anche graficamente. Si faccia, ad esempio, riferimento a due semplici casi, nell'ipotesi che il circuito della fig. I.11.a sia puramente induttivo ($R=0$, $\varphi = \pi/2$); si considerino i casi in cui nel circuito risulti $\beta = \pi/2$ e $\beta = 0$.

Nel primo caso ($\beta = \varphi = \pi/2$) risulta (fig. I.12.a):

$$i(t) = i_s(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t), \quad (I.3)$$

per cui non vi è componente unidirezionale e la corrente di cortocircuito coincide con la sua componente alternativa. Tale caso si verifica, ovviamente, ogni volta che $\beta = \varphi$ e quindi anche quando $\beta = \varphi = 0$ (vedi I.2).

Nel secondo caso ($\beta = 0$ e $\varphi = \pi/2$) risulta (fig. I.12 b):

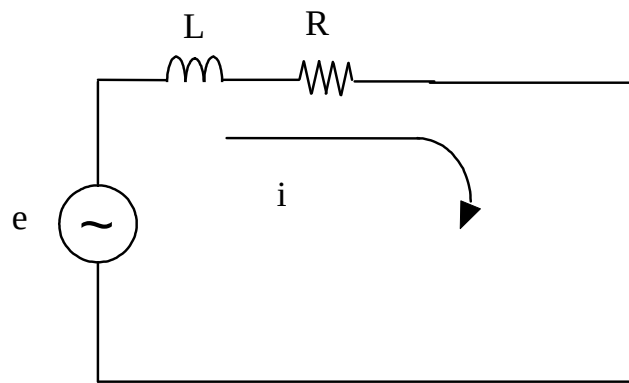
$$i(t) = i_s(t) + i_u(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t - \pi/2) + \sqrt{2} I, \quad (1.4)$$

per cui la componente unidirezionale assume il valore massimo e non si smorza, mentre la corrente di cortocircuito assume un andamento nel tempo più gravoso.

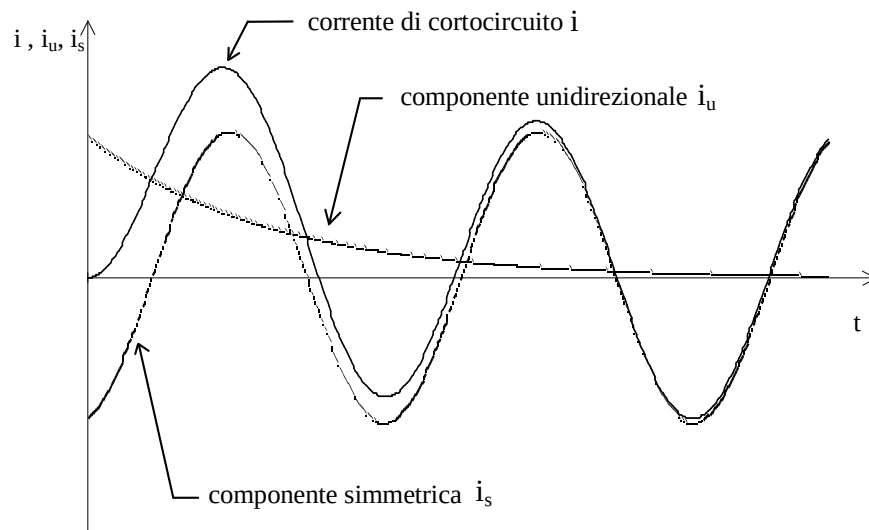
Come verrà mostrato nel seguito, una volta che ci si è posti nel caso di $\beta = 0$, è importante anche conoscere il massimo valore i_p raggiunto dalla corrente $i(t)$.

Nel caso più gravoso con $\beta = 0$ e quando $\varphi = \pi/2$ il massimo vale (fig. I.12.b):

$$i_p = 2\sqrt{2} I. \quad (1.5)$$



(a)



(b)

Fig. I.11_Cortocircuito in un punto di una linea alimentata da un generatore ideale di tensione: a) circuito equivalente; b) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito

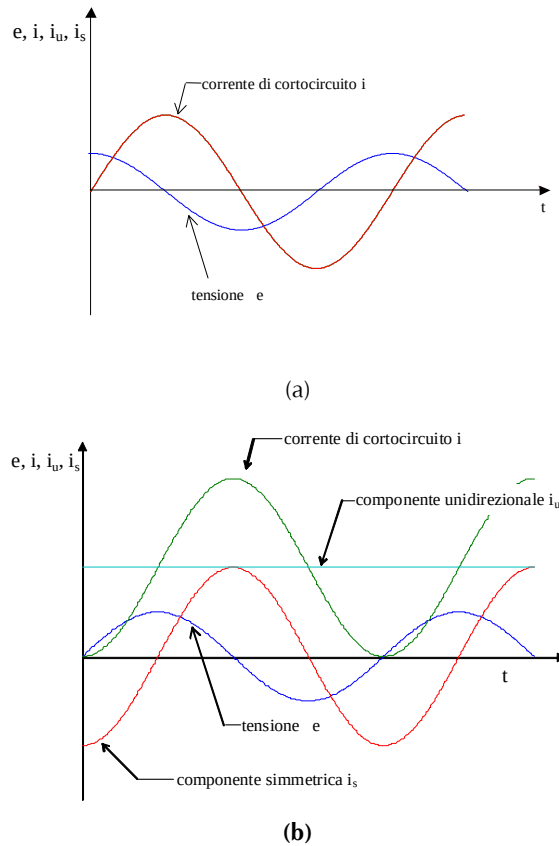


Fig. 1.12_Cortocircuito in un punto di un circuito puramente induttivo ($R=0$, $\varphi = \pi/2$) alimentato da un generatore ideale di tensione: a) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito nel caso di $\beta = \pi/2$; b) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito nel caso di $\beta = 0$

Nel caso meno gravoso con $\beta = 0$ e quando $\varphi = 0$ e quindi vi è la sola componente alternativa della corrente di cortocircuito, il massimo vale (fig. 1.12.a):

$$i_p = \sqrt{2} I. \quad (1.6)$$

Per valori di φ diversi da $\pi/2$ e da 0 il valore di i_p , considerando la componente alternativa della corrente di cortocircuito totale a valore efficace costante, vale:

$$i_p = p\sqrt{2} I, \quad (1.7)$$

dove il coefficiente p da utilizzare può essere ricavato dalla curva della fig.1.13 in funzione del rapporto X/R , dove X e R sono la reattanza e la resistenza del circuito in esame.

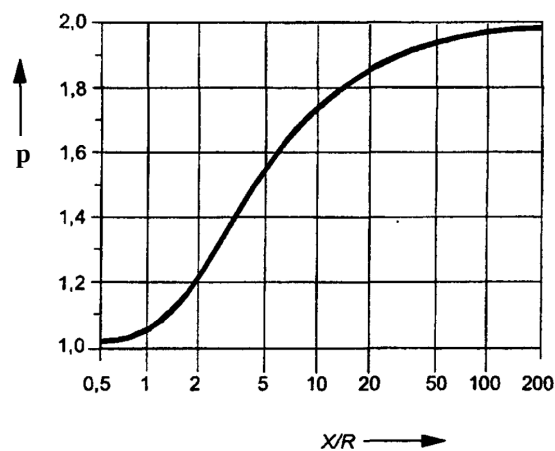


Fig. I.13_Coefficiente di moltiplicazione p in funzione del rapporto X / R

È importante anche notare che la corrente di cortocircuito precedentemente calcolata è quella che circolerebbe qualora non esistessero, come invece accade nei casi reali, interruttori o altri componenti elettrici, posti in serie nel circuito, destinati in condizione di cortocircuito ad intervenire al fine di aprire il circuito; per tale motivo ad essa viene dato il nome di *corrente di cortocircuito presunta*.

In cortocircuito si pongono vari problemi tra cui, ad esempio, quello della scelta degli interruttori, del dimensionamento degli impianti di terra o quello della stabilità del moto dei generatori sincroni presenti nel sistema. Per gli impianti elettrici di media e bassa tensione il terzo problema generalmente non viene considerato.

6.2.2 Sovratensioni

I valori delle tensioni nei punti di un sistema elettrico sono compresi, in condizioni di funzionamento normale, e cioè in assenza di perturbazioni significative, entro un intervallo abbastanza ristretto ($\pm 5 \div \pm 10 \%$) attorno alla tensione nominale. Per contro, in condizioni di funzionamento anormali, sia in regime permanente sia in transitorio, il valore della tensione tra due fasi o tra una fase e la terra può superare, in certi punti del sistema e per tempi più o meno lunghi, i valori di tensione previsti nel funzionamento normale; in tal caso si hanno, nei punti in questione, le sovratensioni.

In base alla loro origine le sovratensioni si suddividono in due categorie:

- sovratensioni di origine esterna, che sono essenzialmente dovute a fenomeni atmosferici;

- sovratensioni di origine interna, che derivano da cause connesse con l'esercizio del sistema.

Le sovratensioni di origine interna hanno una ampiezza che dipende dalla tensione nominale dell'impianto in cui si manifestano; quelle di origine esterna sono, invece, indipendenti da quest'ultima.

Una ulteriore classificazione delle sovratensioni, spesso impiegata, le suddivide in:

- sovratensioni atmosferiche;
- di manovra;
- sostenute.

Le sovratensioni atmosferiche sono dovute a fenomeni di induzione e a fulminazione e sono caratterizzate da onde impulsive unidirezionali di breve durata. Tra le cause precedentemente evidenziate assume una importanza fondamentale la fulminazione delle linee aeree con conduttori nudi, per le sollecitazioni particolarmente intense che ad essa si accompagnano. A seguito di tale evento si generano nella linea colpita delle onde migranti che si propagano lungo la stessa con la velocità della luce. L'ampiezza iniziale di tali onde dipende naturalmente dalla quantità di carica che il fulmine scarica sulla linea, e, quindi, dalla durata e dall'intensità del fulmine stesso. Questo tipo di sovratensione può raggiungere valori elevatissimi e costituisce un grave pericolo per gli impianti; in particolare, per le suddette linee aeree si possono raggiungere tensioni di picco dell'ordine di 1000 kV con correnti, durante le scariche, che possono toccare i 200 kA, mentre la durata del fenomeno è al più di qualche centinaio di μs .

Le sovratensioni di manovra sono, in genere, dovute all'apertura o alla chiusura degli interruttori. Rientrano in tale categoria le sovratensioni dovute all'interruzione di correnti induttive, sia di elevato che di limitato valore, all'interruzione di correnti capacitive (apertura di impianti di rifasamento o di una linea a vuoto), e quelle dovute alla chiusura degli interruttori per la messa in tensione delle linee. A volte si distinguono in normali ed anormali, a seconda che il loro valore di picco sia non superiore o superiore del doppio del valore di riferimento della tensione di fase in funzionamento normale; il valore di riferimento per la tensione di fase, se U è la tensione concatenata, si assume pari a $v_{pr} = \sqrt{2}U / \sqrt{3}$. Tali sovratensioni sono caratterizzate da onde oscillanti fortemente smorzate e possono essere considerate come impulsi unidirezionali di lunga durata.

Le sovratensioni sostenute sono, in genere, originate da eliminazione di guasti, da ferrorisonanza, da risonanza su armoniche e sono caratterizzate da onde oscillanti poco

smorzate a frequenza industriale od armonica. La loro pericolosità è dovuta soprattutto all'alto contenuto energetico che le caratterizza.

Le sovratensioni causano sollecitazioni anormali sugli isolamenti dei diversi componenti del sistema e possono provocare cortocircuiti. Esse, pertanto, comportano numerosi problemi quali, ad esempio, quello della scelta dei sistemi di protezione e del dimensionamento dell'isolamento dei vari componenti del sistema.

APPENDICE

Considerazioni economiche sulla trasmissione dell'energia elettrica**Confronto economico tra le trasmissioni in corrente continua e in corrente alternata**

Si faccia riferimento a due nodi di una rete di trasmissione in corrente alternata posti a distanza a (Fig. A.1 a)), e ci si ponga il problema di confrontare, dal punto di vista economico, le possibilità di collegarli tramite una linea trifase in corrente alternata con tensione nominale U_t e tramite un collegamento in corrente continua (Fig. A.1 b)) con tensione verso terra dei due conduttori (quello di andata e quello di ritorno) pari a $\pm V_c$. Un collegamento in corrente continua è costituito da due stazioni di conversione, una nel nodo di partenza ed uno nel nodo di arrivo, ciascuna dotata di convertitori statici che realizzano la conversione dalla corrente alternata in corrente continua e viceversa; in ciascuna stazione sono presenti due convertitori a ponte di Graetz, ognuno alimentato da uno dei due avvolgimenti secondari di un trasformatore a tre avvolgimenti.

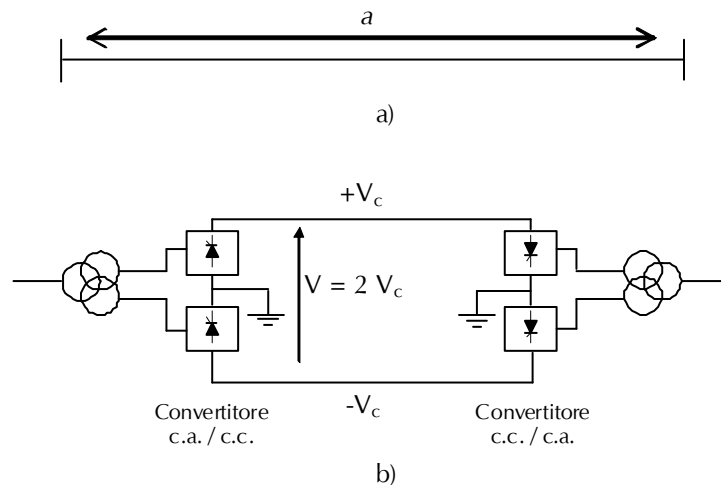


Fig. A.1_Rete di trasmissione: a) in corrente alternata; b) in corrente continua

Il confronto tra le due soluzioni avverrà, per ovvi motivi, a parità di potenza attiva trasmessa nella linea trifase P_t e nel collegamento in corrente continua P_c ; avverrà, inoltre, anche a parità:

- di tensione massima verso terra della linea trifase $v_{pt} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_t$ e del collegamento

in corrente continua V_c :

- di densità di corrente nella linea trifase δ_t e nel collegamento in corrente continua δ_c .

L'eguaglianza delle tensioni verso terra consente di semplificare il confronto, in quanto si traduce nell'assumere uguali i livelli di isolamento nelle due soluzioni a confronto e, quindi, di prescindere nel confronto dai costi dell'isolamento.

L'eguaglianza delle densità di corrente, invece, è conseguente ai criteri con cui si progettano usualmente i due tipi di collegamenti.

I costi del materiale conduttore nei due casi in esame sono legati al volume complessivo di materiale e, quindi, a parità di lunghezza, alle sezioni totali S_t ed S_c complessivamente impiegate nelle linee trifase in corrente alternata ed in quella in corrente continua, rispettivamente, che risultano legate dalla seguente relazione:

$$\frac{S_t}{S_c} = \frac{3s_t}{2s_c}, \quad (A.1)$$

essendo s_t ed s_c le sezioni del singolo conduttore.

Nell'ipotesi di uguaglianza delle densità di corrente si ha che:

$$\delta_t = \frac{I_t}{s_t} = \frac{P_t}{\sqrt{3} U_t \cos\phi s_t} = \delta_c = \frac{I_c}{s_c} = \frac{P_c}{2 V_c s_c}; \quad (A.2)$$

nell'ipotesi di trasmissione in corrente alternata a $\cos\phi = 1$ (ipotesi abbastanza prossima alla realtà), e tenendo conto dell'eguaglianza dei valori massimi delle tensioni verso terra e delle potenze attive trasmissibili, si ottiene che:

$$\frac{s_t}{s_c} = \frac{2}{3} \sqrt{2}. \quad (A.3)$$

La (A.1), tenendo conto della (A.3) diventa pertanto:

$$\frac{S_t}{S_c} = \frac{3s_t}{2s_c} = \sqrt{2}. \quad (A.4)$$

Per quanto riguarda le perdite si ha che:

$$\begin{aligned}\Delta P_t &= 3\rho \frac{L}{s_t} \left(\frac{P_t}{\sqrt{3} U_t \cos\phi} \right)^2 \\ \Delta P_c &= 2\rho \frac{L}{s_c} \left(\frac{P_c}{2 V_c} \right)^2,\end{aligned}\tag{A.5}$$

e, quindi, sempre nell'ipotesi di trasmissione in corrente alternata a $\cos\phi = 1$ e di eguaglianza delle potenze attive trasmesse, si ha che:

$$\frac{\Delta P_t}{\Delta P_c} = \frac{S_t}{S_c} = \sqrt{2} .\tag{A.6}$$

Dall'analisi delle relazioni (A.4) e (A.6) appare evidente che la trasmissione in corrente alternata richiede un maggior volume di materiale conduttore ed è caratterizzata da maggiori perdite. La trasmissione in corrente continua richiede, però, la realizzazione delle stazioni di conversione nei due nodi del sistema. Per distanze in genere inferiori ai 1000 km, gli aggravi economici che derivano dal maggior costo del materiale conduttore e delle perdite vengono più che compensati dal maggior costo dovuto alla presenza delle stazioni di conversione, per cui la trasmissione in corrente alternata si fa preferire anche per questi motivi; quando le distanze diventano ancora più elevate, l'aggravio di costi dovuti alle stazioni è, invece, più che compensato dai minor costi del materiale e delle perdite, il che rende, sotto questi aspetti, la trasmissione in corrente continua più vantaggiosa.

Confronto tra i costi del materiale conduttore delle linee trifase e monofase

Si faccia riferimento ad una linea trifase ed ad una monofase che alimentano un carico di potenza attiva P e fattore di potenza $\cos\phi$; si assuma, inoltre, al fine di confrontare linee "equivalenti", che esse siano caratterizzate dalle stesse perdite per effetto Joule ΔP_t e ΔP_m e dalle stesse tensioni nominali ($U_t = V_m = V$, con U_t tensione concatenata della linea trifase e V_m tensione della linea monofase). I costi del materiale conduttore nei due casi in esame sono legati, come già detto, al volume complessivo di materiale e, quindi, a parità di lunghezza, alle sezioni totali S_t ed S_m complessivamente impiegate nelle linee trifase e monofase, rispettivamente, che risultano legati dalla seguente relazione:

$$\frac{S_t}{S_m} = \frac{3 s_t}{2 s_m} ,\tag{A.7}$$

essendo s_t ed s_m le sezioni del singolo conduttore. Poiché, nelle ipotesi fatte risulta che:

$$\Delta P_t = 3\rho \frac{L}{s_t} \left(\frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi} \right)^2 = \Delta P_m = 2\rho \frac{L}{s_m} \left(\frac{P}{V \cos \phi} \right)^2, \quad (\text{A.8})$$

si ha:

$$\frac{s_t}{s_m} = \frac{1}{2}. \quad (\text{A.9})$$

Sostituendo la (A.9) nella (A.7) si ha:

$$\frac{S_t}{S_m} = \frac{3}{4}, \quad (\text{A.10})$$

da cui si deduce che la quantità di materiale conduttore complessivamente impiegato da una linea trifase è inferiore a quello impiegato da una linea monofase.

CAPITOLO II

Componenti dell'impianto elettrico

Linee elettriche

1. Generalità

Le linee elettriche vengono impiegate per il trasferimento della energia elettrica dai punti in cui essa si produce a quelli in cui si utilizza; esse si dividono in due grandi categorie: linee con conduttori nudi e linee in cavo.

2. Linee con conduttori nudi

Le linee con conduttori nudi vengono impiegate prevalentemente per la trasmissione aerea dell'energia elettrica. Esse sono costituite da tre componenti fondamentali:

- i conduttori di potenza, che servono per il trasferimento dell'energia e che sono tesi nell'aria;
- gli isolatori, che sostengono meccanicamente e isolano verso il sostegno i conduttori di potenza;
- i sostegni, che svolgono una funzione di sostegno degli isolatori e dei conduttori di potenza.

Oltre ai conduttori di potenza, sono spesso presenti altri conduttori, denominati funi di guardia, che sono disposti sulla sommità dei sostegni e che, tramite questi, sono collegati a terra; essi hanno funzioni protettive contro le sovratensioni di origine atmosferica.

2.1 Conduttori di potenza

I materiali impiegati sono il rame e l'alluminio. Le caratteristiche principali dei due materiali, sia elettriche che meccaniche, sono riportate nella tab. II.1. I valori indicati si riferiscono ai materiali crudi giacchè in questa forma vengono usati per la realizzazione dei conduttori per linee aeree.

Come si può facilmente evincere dalla tabella, rispetto al rame, l'alluminio è più leggero (circa il 30 %) ed ha una minore conducibilità (circa il 60 %). Ne consegue che se, teoricamente, si volesse impiegare lo stesso volume di materiale conduttore per costruire una linea, quella in alluminio peserebbe circa un terzo di una linea in rame.

Un confronto più aderente alla realtà è, invece, quello fatto a parità di perdite, e cioè a parità di resistenza; in questo caso, essendo maggiore la resistività dell'alluminio, per ottenere una resistenza equivalente a quella di una linea in rame, si deve adottare una sezione maggiore, il che comporta un aumento del peso. Complessivamente una linea in alluminio rispetto ad una linea in rame caratterizzata dalle stesse perdite, pesa all'incirca la metà e non un terzo, come sembrerebbe considerando solo i valori delle densità.

Tab.II.1 _Caratteristiche principali del rame e dell'alluminio a 20 °C

Caratteristica	Rame	Alluminio
Resistività elettrica a 20 °C [$\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$]	0,0178	0,0284
Sollecitazione a rottura [MPa]	200÷250	120÷180
Densità [kg/dm ³]	8,89	2,70
Coefficiente di dilatazione lineare [K ⁻¹]	17 · 10 ⁻⁶	23 · 10 ⁻⁶

Sempre rispetto al rame, l'alluminio presenta una resistenza alla rottura minore (circa il 43 %).

L'alluminio, infine, ha un coefficiente di dilatazione termica maggiore, per cui, a parità di distanza tra due sostegni successivi (campata), dà frecce più elevate del rame, pur essendo più leggero di quest'ultimo.

Il rame è impiegato essenzialmente nel campo della bassa tensione, sotto forma di filo pieno o di corda. Le applicazioni del filo pieno sono limitate a conduttori di sezione inferiore a 10 mm², adottando per le sezioni maggiori i conduttori cordati a 7, 19 o 37 fili; le corde presentano, rispetto al filo, una maggiore flessibilità, con conseguente maggiore facilità di stendimento e di montaggio.

I campi di applicazione dell'alluminio, quale unico metallo dei conduttori di potenza, sono relativi principalmente alla media tensione.

L'alluminio, i cui costi di produzione sono di gran lunga inferiori a quelli del rame, si adopera esclusivamente sotto forma di conduttore cordato a 7, 19, 37 o 61 fili, essendo molto difficile ottenere fili di un certo spessore con sufficiente omogeneità; esso resiste bene, come il rame, alle azioni atmosferiche, grazie alla pellicola di ossido che rapidamente lo riveste e lo protegge.

Da ultimo, si ritiene di dover dare cenno al fatto che, soprattutto nelle linee di trasmissione, vengono impiegati conduttori bimetallici, in cui è presente anche l'acciaio, o conduttori in lega di alluminio (aldrey), e ciò allo scopo di migliorare le caratteristiche meccaniche del conduttore nel suo complesso. Nel campo delle altissime tensioni, infine, per migliorare la trasmissione dell'energia, si adottano più conduttori alluminio-acciaio in parallelo per ciascuna fase opportunamente distanziati tra loro (conduttori a fascio).

2.2 Funi di guardia

Le funi di guardia vengono tesate superiormente ai conduttori di potenza ed hanno una funzione di protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica.

Attualmente esse sono realizzate come corde preformate in acciaio i cui fili, per opportune deformazioni impresse durante la fabbricazione, non hanno tendenza a svolgersi, per cui non c'è pericolo che la rottura di un filo lo possa portare a contatto di un conduttore di potenza sottostante.

2.3 Isolatori

Gli isolatori sono quei componenti di un sistema elettrico il cui compito è quello di collegare meccanicamente, isolandoli elettricamente, elementi a tensione differente. Nel caso delle linee con conduttori nudi, che qui si trattano, gli elementi a tensione differente sono il conduttore di potenza ed il sostegno; in questo caso, il collegamento tramite isolatori richiede il soddisfacimento di alcuni requisiti quali:

- la limitazione delle correnti di dispersione verso gli altri conduttori o la terra;
- la mancanza di fenomeni di scarica distruttiva in aria tra conduttore e strutture metalliche vicine o la terra in relazione al livello di isolamento prefissato;
- l'adeguata resistenza alle sollecitazioni meccaniche a cui può essere soggetto l'isolatore nell'esercizio del sistema.

Negli isolatori è sempre presente un nucleo costituito da materiale isolante ed elementi metallici. Il nucleo isolante è soggetto, dal punto di vista elettrico, ad una differenza di potenziale che può essere costituita dalla tensione di normale funzionamento o da una sovratensione.

I materiali impiegati per il nucleo isolante sono la porcellana ed il vetro ricotto o temprato (tab.II.2).

Tab.II.2_Caratteristiche dielettriche e meccaniche dei principali isolanti

Caratteristica	Ceramica		Vetro	
	Porcellana	Ricotto	Temprato	
Permittività relativa (20°C e 50 Hz)	6	7,5	7,5	
Rigidità dielettrica [kV/cm]	170	230	230	
Densità [kg/m ³]	2,4	2,5	2,5	
Sollecitazione a rottura [MPa]	30	20	150	
Modulo di elasticità [MPa]	77000	74000	72000	

Nel caso della porcellana, che è il materiale isolante più comunemente impiegato, almeno nel campo dell'alta tensione, per ottenere questi requisiti vengono dosati opportunamente i suoi materiali componenti (quarzo, caolino, feldspato).

La porcellana è ricoperta normalmente da uno strato di smalto vetroso, che ne migliora lo stato superficiale ed il meccanismo di dilavazione; essa, inoltre, ha un ottimo comportamento a compressione ed un pessimo comportamento a trazione.

Con il vetro temprato si riesce ad ottenere una resistenza a trazione 5-6 volte superiore a quella del vetro ricotto ed una migliore tenuta a brusche variazioni di temperatura. Le caratteristiche del vetro, dal punto di vista elettrico, sono simili a quelle della porcellana.

È degli ultimi anni, infine, l'uso di materiali compositi nella costruzione degli isolatori.

In relazione ai requisiti precedentemente indicati, le proprietà che un materiale isolante per isolatori deve possedere sono:

- elevata resistività di massa e superficiale per limitare le correnti di dispersione;
- idoneo valore della rigidità dielettrica di massa e superficiale per evitare la scarica distruttiva;
- adeguati valori di resistenza meccanica e di resistenza alla dilatazione termica.

Di solito gli isolatori vengono divisi in due categorie:

- isolatori rigidi;
- isolatori sospesi.

Gli isolatori rigidi hanno come limite di applicazione quello della media tensione; essi, quindi, sono quelli impiegati negli impianti elettrici a media e bassa tensione. Tali isolatori sono, a loro volta, suddivisi in ulteriori due categorie: gli isolatori rigidi per tensioni fino a 1 kV e quelli per tensioni superiori a 1 kV.

Gli isolatori rigidi fino a 1 kV (fig.II.1 a), che sono caratterizzati dalla presenza di un unico pezzo di materiale isolante, sono di forma a campana; nella parte superiore sono presenti scanalature che servono per il fissaggio del conduttore.



Fig. II.1_Isolatori rigidi: a) per tensione fino a 1 kV; b) per tensione superiore a 1 kV

Gli isolatori rigidi per tensioni superiori a 1 kV (fig.II.1 b) in genere sono costituiti da più pezzi di materiale isolante, cementati tra di loro. Aumentando la tensione, infatti, aumentano le distanze da garantire tra le parti a differente tensione, con la conseguenza che aumenta di pari passo la quantità di materiale isolante necessario e, con essa, la probabilità di avere imperfezioni all'interno dell'isolatore e, quindi, scariche indesiderate.

Il limite di applicazione degli isolatori rigidi, come detto, è quello della media tensione, in quanto, anche se teoricamente si può pensare, per tensioni superiori a tale limite, di cementare sempre più pezzi in serie, ne verrebbe fuori un isolatore molto ingombrante e pesante, il che ne rende praticamente non più conveniente l'impiego.

Per tensioni superiori a quelle della media tensione, sia per motivi tecnici che economici, vengono pressochè universalmente impiegati gli isolatori sospesi, ed, in particolare, quelli detti a "cappa e perno" (fig.II.2).

Negli isolatori a cappa e perno la cappa collega l'isolatore al sostegno o ad un altro isolatore disposto superiormente mentre il perno si aggancia o, attraverso un opportuno

collare metallico, al conduttore o, direttamente, ad un altro isolatore disposto inferiormente. Tra cappa e perno è presente un unico pezzo di materiale isolante.

Con tale tipo di isolatore si superano completamente i problemi tecnologici degli isolatori rigidi perchè, al crescere della tensione, i necessari livelli di isolamento tra parti a differente tensione vengono garantiti disponendo più isolatori in serie tra loro (catena di isolatori, fig.II.3): in questo modo, con una sola unità base, si possono isolare linee a tensione differente, variando unicamente il numero di isolatori messi in serie

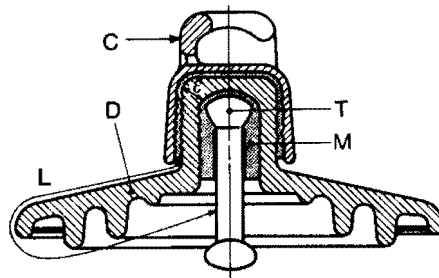


Fig. II.2_Isolatore sospeso a cappa e perno: C = cappa; T = perno; D = materiale isolante; L = minima distanza in aria esterna all'isolatore; M = materiale cementante

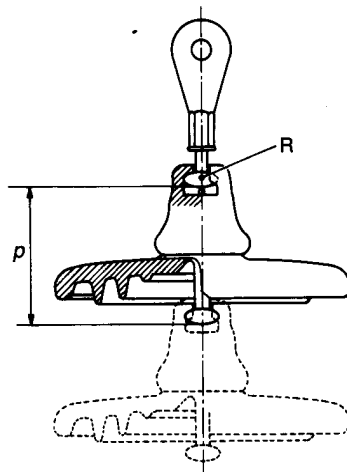


Fig. II.3_Catena di isolatori a cappa e perno: R= rotula; p = passo

Un isolatore, sia rigido che sospeso, è sagomato in modo tale che il percorso delle correnti sulla superficie sia il più lungo possibile e che il campo elettrico non presenti, in alcun punto vicino all'isolatore, valori superiori della rigidità dielettrica dell'aria.

2.4 Sostegni

I sostegni si possono classificare a seconda dei materiali usati in sostegni:

- in legno;
- in acciaio;
- in cemento armato;
- in vetroresina.

I sostegni in legno sono oggi impiegati molto raramente, essenzialmente per le linee più modeste a bassa e media tensione; essi sono costituiti da pali ad asse rettilineo, in abete o castagno opportunamente trattati in modo da resistere all'azione del tempo, i quali, superiormente attraverso mensole o ganci, sostengono degli isolatori rigidi, a loro volta connessi ai conduttori di potenza, disposti o superiormente o lateralmente.

La seconda categoria di sostegni è quella dei sostegni in acciaio. Nel campo della bassa e media tensione si impiegano pali ad asse rettilineo, ad esempio tubolari, ottenuti mediante tubi senza saldatura (tipo Mannesman). Nel campo dell'alta ed altissima tensione si impiegano, invece, i sostegni detti in gergo a traliccio, in cui diversi elementi modulari vengono connessi tra di loro in maniera conveniente così da ottenere una struttura di forma più o meno complessa.

Nei sostegni in cemento armato gli elementi rettilinei costituenti il sostegno sono dei pali in cemento armato centrifugato, aventi una sezione trasversale di forma anulare riempita di calcestruzzo ed attraversata da tondini di acciaio.

Nei pali in vetroresina, infine, il materiale utilizzato è di tipo composito, costituito da resine poliestere insature termoindurenti rinforzate con fibre di vetro. Le proprietà di tali materiali (alto rapporto resistenza-peso, ottima resistenza agli agenti atmosferici e alla corrosione atmosferica, ottimo isolamento elettrico) consentono di ottenere sostegni caratterizzati da una maggiore leggerezza, con minori costi di trasporto e installazione, non hanno deformazioni permanenti, hanno una ottima resistenza agli agenti atmosferici esterni con conseguente eliminazione dei costi di manutenzione, ed una elevata sicurezza dai pericoli di incendio.

3. Linee in cavo

Le linee in cavo sono impiegate per la trasmissione sottomarina dell'energia elettrica e prevalentemente negli impianti elettrici in media e bassa tensione in posa sotterranea, principalmente, od anche aerea. Esse sono costituite dai cavi e dagli accessori di

raccordo, che permettono di collegare il cavo ad una linea aerea o ad un sistema di sbarre (accessori di estremità) o due tratti di cavo tra di loro (giunzioni). Il cavo, a sua volta è costituito da tre elementi fondamentali:

- uno o più conduttori, che servono per il trasferimento dell'energia;
- un isolante solido, che circonda il conduttore e che garantisce l'isolamento;
- una guaina di protezione.

Possono, poi, essere presenti una armatura di protezione meccanica e opportuni schermi costituiti da materiale semiconduttore o metallico, necessari ad uniformare il campo elettrico all'interno del materiale isolante; le disuniformità possono derivare da irregolarità superficiali dei conduttori o possono essere presenti nei cavi multipolari.

3.1 Materiali impiegati per le parti costituenti un cavo

I materiali più largamente impiegati per la parte conduttrice di un cavo sono il rame e l'alluminio, le cui caratteristiche sono state già illustrate nel par. 2.1.

Il confronto tra questi due materiali nell'ambito dei cavi, però, si diversifica notevolmente in funzione dei diversi livelli di tensione.

Nel campo della bassa tensione il costo del conduttore può essere una aliquota significativa del costo totale del cavo e, in tali casi, il confronto economico potrebbe anche essere a vantaggio dell'alluminio; d'altra parte, per le alte tensioni il volume dell'isolante e la complessità dell'intero cavo è tale che il costo del conduttore non è che una frazione piuttosto piccola del costo totale, e, quindi, il confronto si chiude sempre a vantaggio del rame.

Nel campo delle medie tensioni (fino a 20 kV) i conduttori di alluminio possono consentire a volte una certa economia nel costo totale del cavo, soprattutto se la guaina, anziché di piombo, è anch'essa di alluminio.

I materiali principalmente utilizzati nei cavi per la parte isolante sono la carta impregnata e gli isolanti estrusi. I cavi in isolante estruso sono quelli principalmente impiegati negli impianti elettrici a media e bassa tensione.

La carta usata nell'isolamento dei cavi deve essere di pura cellulosa per possedere qualità elettriche soddisfacenti e proprietà assorbenti tali da assicurare un perfetto impregnamento. Gli impregnanti più usati per la carta sono gli olii.

Gli isolanti estrusi principalmente impiegati sono il PVC (policloruro di vinile), il PE (polietilene) e suoi derivati, l'EPR (gomma etilenpropilenica) e la gomma butilica. Si tratta di materiali isolanti che si presentano compatti e omogenei, in contrapposizione alla carta

impregnata che costituisce un isolante stratificato e non omogeneo, perchè composto da due diversi materiali (carta ed impregnante).

È interessante confrontare il comportamento dei diversi isolanti estrusi, per i diversi livelli di tensione, tenendo presente le seguenti fondamentali proprietà: rigidità dielettrica, perdite dielettriche ($\text{tg}\delta$) e resistenza alle scariche parziali.

Il PVC ha una rigidità dielettrica bassa e perdite eccessive, che ne rendono sconsigliabile l'impiego per tensioni maggiori di 10-15 kV. Ha una ottima resistenza alle scariche parziali.

Il PE è un materiale eccellente per quanto riguarda la rigidità dielettrica e le perdite dielettriche, appena accettabile per quanto riguarda la resistenza alle scariche parziali. Si ossida rapidamente, è infiammabile e poco igroscopico.

Tra i materiali derivati dal polietilene il PE reticolato è assai interessante, per le sue proprietà termiche, migliori di quelle del PE.

Tra le gomme sintetiche le proprietà migliori sono quelle della gomma etilenpropilenica (EPR) che, infatti, presenta un sempre più largo impiego. Ha una rigidità dielettrica superiore a quella del PVC, perdite dielettriche un po' elevate, anche se decisamente inferiori a quelle del PVC, una eccellente resistenza alle scariche parziali ed alle intemperie.

La gomma butilica non ha né sufficiente rigidità dielettrica né sufficiente resistenza alle scariche parziali per poterne allargare il campo di impiego oltre la media tensione.

I materiali più largamente impiegati per le guaine sono il piombo, il policloroprene e il PVC.

L'armatura di un cavo può essere costituita da nastri di acciaio o da fili di acciaio; gli schermi metallici sono di piombo, rame od alluminio.

3.2 Caratteristiche costruttive dei principali tipi di cavo

Nel seguito, verranno descritti brevemente i cavi isolati con isolante estruso, essendo quelli principalmente impiegati negli impianti elettrici a media e bassa tensione. Nella fig.II.4 sono riportati, a titolo di esempio, alcuni tipi di tali cavi.

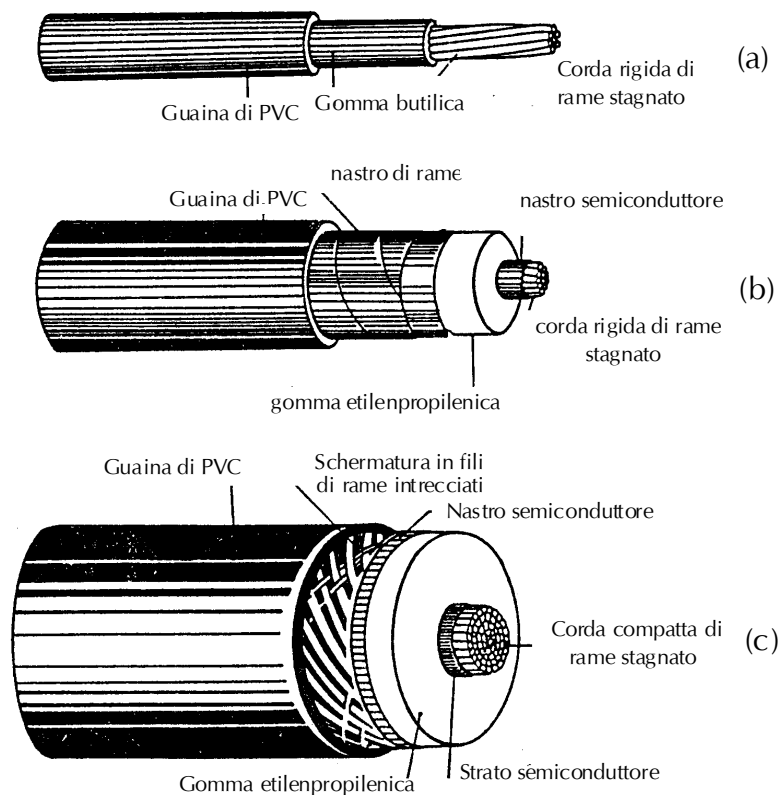


Fig. II.4_Esempi di cavi isolati in isolante estruso per bassa tensione (a), per media tensione (b) e per alta tensione (c)

Nei cavi in bassa tensione l'isolante che circonda il conduttore viene in genere realizzato con mescole a base di PVC, gomma butilica o EPR ed è formato da più strati perfettamente aderenti tra loro. La guaina è in PVC, policloroprene o gomma. A volte, per protezione contro le sollecitazioni meccaniche e contro i roditori, è presente, sotto la guaina, un'armatura metallica in fili o piattina di acciaio. I cavi di bassa tensione trifase possono essere caratterizzati dalla presenza di un quarto conduttore, il neutro, che serve a rendere disponibile la tensione di fase agli utilizzatori; il neutro può essere anche disposto concentricamente ai tre conduttori di fase isolati. Per distinguere i conduttori di fase da quello di neutro, ciascuno di essi viene distinto con un diverso colore; in particolare, vengono usati i colori nero, marrone e grigio per contraddistinguere i conduttori di fase, il colore celeste chiaro per contraddistinguere il conduttore di neutro. Si fa notare che viene,

poi, impiegato il colore giallo-verde per contraddistinguere altri conduttori che, per i motivi che verranno illustrati in futuro, possono essere presenti, e cioè il conduttore di terra, di protezione o equipotenziale .

Nei cavi in media tensione, gli isolanti più impegnati sono la gomma etilenpropilenica (EPR) ed il polietilene reticolato (XLPE), che hanno sostituito completamente la gomma butilica. Per evitare che tra conduttore ed isolante possa eventualmente ionizzarsi l'aria presente, si tende a compattare la corda e, almeno per tensioni superiori a 3,6 kV, ad inserire uno schermo semiconduttore. Per motivi analoghi, sulla superficie dell'isolante può essere posto un ulteriore schermo semiconduttore, accoppiato eventualmente anche ad uno schermo metallico, per rendere radiale il campo.

Attualmente l'EPR e l'XLPE stanno estendendo il loro campo di azione anche all'alta tensione.

3.3 Grandezze elettriche caratteristiche dei cavi

Si definiscono grandezze elettriche caratteristiche di un cavo quei valori delle grandezze elettriche (tensione, corrente, ecc.) cui corrispondono i valori delle sollecitazioni ammissibili per un cavo, in condizioni normali ed anormali di funzionamento.

Poiché tra le varie parti costituenti un cavo quella più sensibile a qualunque tipo di sollecitazione è l'isolante, ad esso si farà riferimento nel seguito.

Le principali sollecitazioni cui è sottoposto l'isolante di un cavo sono:

- la sollecitazione elettrica, legata ai gradienti di tensione;
- la sollecitazione termica, legata alla temperatura e che, a sua volta, dipende dalle perdite per effetto Joule che si sviluppano nel cavo.

I valori ammissibili di tali sollecitazioni, per ovvi motivi, vanno ricavati:

- nel caso della sollecitazione elettrica, in condizioni normali e nelle condizioni anormali di funzionamento legate alla presenza di sovratensioni;
- nel caso della sollecitazione termica, in condizioni normali e nelle condizioni anormali di funzionamento legate alla presenza di sovracorrenti.

Con riferimento alla sollecitazione elettrica in condizioni anormali di funzionamento si definiscono le seguenti grandezze elettriche caratteristiche:

- U_0 = tensione nominale di isolamento a frequenza industriale, in kV efficaci, tra un conduttore isolato e la terra;

- U = tensione nominale di isolamento a frequenza industriale, in kV efficaci, tra due conduttori isolati del cavo.

Si definisce, poi, anche la tensione *di designazione di un cavo*; essa è individuata dalla coppia di valori di tensione (U_0 , U) che designano il cavo sotto l'aspetto dell'isolamento; ad esempio si usa la dicitura di "cavo a 0,6/1 kV", "cavo a 12/20 kV".

I valori attribuiti dai costruttori alle suddette grandezze elettriche individuano le sollecitazioni elettriche ammissibili del cavo in condizioni anormali di funzionamento e cioè le massime sovratensioni che il cavo è in grado di sopportare.

Per quanto riguarda la sollecitazione termica in condizioni normali di funzionamento, si osservi che i conduttori presenti in un cavo quando sono percorsi da corrente sono sede di dissipazioni di potenza per effetto Joule; tali dissipazioni avvengono non soltanto nei conduttori di potenza veri e propri, ma anche in tutte le altre parti metalliche del cavo, per effetto di induzione da parte delle correnti che interessano i conduttori di potenza stessi.

Come già evidenziato in precedenza, in un cavo la parte sensibile alla temperatura è rappresentata dall'isolante. Infatti, il materiale isolante ha una "vita utile", L_u , che è legata alla temperatura di esercizio, θ . Il decadimento della vita utile di un cavo in funzione della temperatura di esercizio segue la nota legge di Arrhenius:

$$L_u = Ae^{-b\theta} \quad (II.1)$$

con A e b costanti che dipendono dal tipo di materiale isolante.

È opportuno sottolineare che la temperatura di esercizio dell'isolante va considerata pari a quella del conduttore, essendo egli stesso a stretto contatto.

Fissato il tipo di materiale isolante e il valore minimo della durata utile dello stesso (tipicamente 25 – 30 anni), per ogni tipo di isolante, e di conseguenza per ogni tipo di cavo, rimane fissato, in base alla (II.1), un valore massimo della temperatura del conduttore θ_N , detta temperatura massima di servizio del conduttore (nel caso di PVC essa vale 70 °C, nel caso di EPR e di XLPE essa vale 90 °C).

Per ogni valore di sezione, è possibile individuare, poi, attraverso l'impiego di opportuni bilanci termici, la massima corrente che può circolare continuativamente, senza che venga superata il suddetto valore massimo di temperatura.

Con riferimento, infatti, alla situazione di regime si può ipotizzare che tutta la potenza generata nel conduttore per effetto Joule venga dissipata verso l'ambiente esterno.

Per l'analisi del funzionamento è allora sufficiente imporre la seguente equazione di bilancio termico (fig. II.5):

$$P_d = R I^2 = (\theta_c - \theta_a) / (T_{is} + T_g + T_{est}) \quad (II.2)$$

con T_{is} , T_g e T_{est} resistenze termiche dell'isolante, della guaina e dell'ambiente esterno, rispettivamente, e con θ_c e θ_a temperature sulla superficie del conduttore ed ambiente, rispettivamente¹. Nella (II.2) sia la resistenza elettrica del conduttore che le resistenze termiche sono funzione della sezione S .

Fissato θ_c al suo valore massimo ammissibile θ_N in condizioni normali di funzionamento, si può calcolare, per una assegnata sezione S della parte conduttrice del cavo, la massima corrente che a regime può circolare in esso; detta corrente è definita portata del cavo, I_z ed è data, nel semplice caso della fig. II.5, da:

$$I_z = \sqrt{\frac{\theta_N - \theta_a}{T_{tot}(S)R(S)}} \quad (II.3)$$

La portata è funzione di molti parametri quali il tipo di posa (che influenza la costante termica T_{est}), la vicinanza di altri conduttori, la sezione stessa del conduttore. Particolarmente significativa è l'influenza che ha il tipo di posa; quest'ultima può essere di vario tipo: interrata, su mensole, su passerelle perforate, in tubi protettivi circolari posati entro muri termicamente isolati, ecc.; alcuni esempi sono riportati nella fig. II.6.

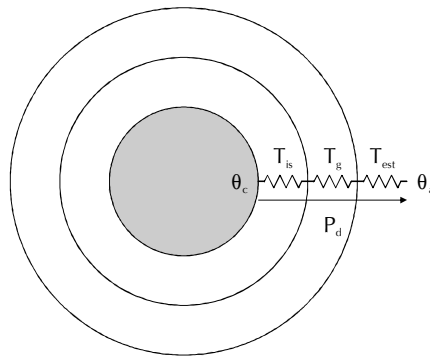
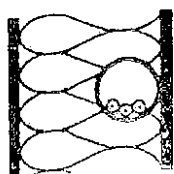


Fig. II.5_Circuito termico semplificato di un cavo unipolare in condizioni di regime

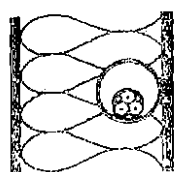
Un modo più semplice di gestire la relazione appena considerata è quella di tabellare, fissato un valore convenzionale per la temperatura ambiente (tipicamente $\theta_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$) e nota la temperatura massima ammissibile per il tipo di isolante impiegato, la portata dei cavi per sezioni commerciali, per tipo di materiale conduttore e per tipo di

¹ La relazione (II.2) è relativa ad un cavo unipolare di bassa tensione costituito dal conduttore di potenza, dall'isolante e da una guaina. Relazione più complesse, ma basate sullo stesso principio del bilancio termico, si possono ricavare per tutte le geometrie possibili dei cavi di media e bassa tensione.

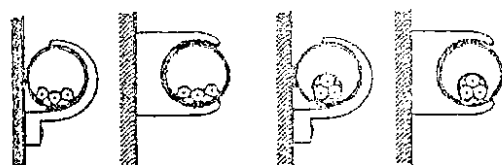
isolante e per tipo di posa. Nella tab. II.3 è riportato un esempio qualitativo di come può essere strutturata una tale tabella, al variare del tipo di posa; le portate sono espresse in A.



Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati entro muri termicamente isolati



Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati entro muri termicamente isolati



Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su o distanziati da pareti

Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su o distanziati da pareti

Fig. II.6_Alcuni esempi di possibili condizioni di posa di un cavo (Norma 64-8)

Tab. II.3_Portate I_z dei cavi

S [mm ²]	Rame				Alluminio			
	PVC		EPR		PVC		EPR	
	Posa 1 [A]	Posa 2 [A]	Posa 1 [A]	Posa 2 [A]	Posa 1 [A]	Posa 2 [A]	Posa 1 [A]	Posa 2 [A]
1.5	8	12	10	14	7	11	9	13
2.5	14	18	16	20	13	17	15	19
4	20	24	22	26	19	23	21	25
6	26	30	28	32	25	29	27	31

Con riferimento alla sollecitazione termica in presenza di sovracorrenti – e, più in particolare, di correnti di cortocircuito – viene definita come grandezza elettrica caratteristica del cavo l'energia termica specifica W_T – cioè quella per unità di resistenza del conduttore – che il cavo è in grado di sopportare senza superare la temperatura massima ammissibile in condizioni di cortocircuito. In cortocircuito, infatti, essendo il

fenomeno normalmente di breve durata per la presenza dei sistemi di protezione², si ammette come temperatura massima ammissibile un valore maggiore di quello relativo alle condizioni di funzionamento normali.

Poiché usualmente l'intensità della corrente di cortocircuito è elevata e, quindi, il tempo di eliminazione del guasto molto breve, il calcolo della suddetta energia può condursi ritenendo trascurabile la quantità di calore trasmessa dal conduttore al mezzo isolante e considerando, quindi, un riscaldamento adiabatico del conduttore stesso (fig. II.7).

Sotto tali ipotesi, tutta l'energia termica prodotta nel conduttore contribuisce ad elevarne la temperatura, per cui, se si considera un conduttore di lunghezza L , sezione costante S , di resistenza $R = \rho L/S$ e percorso dalla corrente di cortocircuito i , si ha che l'incremento infinitesimo della temperatura $d\theta$ che il conduttore subisce per effetto dell'energia accumulata per effetto Joule nell'intervallo di tempo infinitesimo dt soddisfa la seguente equazione differenziale:

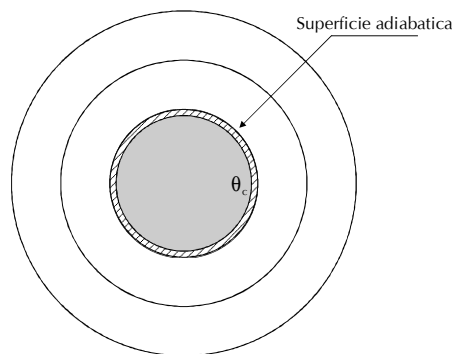


Fig. II.7_Circuito termico semplificato di un cavo unipolare in condizioni adiabatiche

$$Ri^2dt = \rho \frac{L}{S} i^2 dt = c_v V d\theta \quad (II.4)$$

con c_v calore specifico e $V = LS$ volume del conduttore.

² Come si vedrà nei capitoli successivi, esistono nei sistemi elettrici sistemi di protezione contro il cortocircuito che sono in grado di percepire la presenza di tale condizione di funzionamento anormale e di intervenire al fine di minimizzarne le conseguenze. Tali sistemi di protezione, di fatto, interrompono il flusso della corrente di cortocircuito che, pertanto, perdura solo per l'intervallo di tempo necessario al sistema di protezione stesso per eliminare il guasto; tale intervallo di tempo è, pertanto, denominato "tempo di eliminazione del guasto".

La resistività ρ è funzione della temperatura attraverso la ben nota relazione:

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha\theta), \quad (II.5)$$

essendo α il coefficiente di variazione della resistività con la temperatura e ρ_0 la resistività a 0 °C. La (II.4), pertanto, può porsi nella forma:

$$i^2 dt = \frac{c_v S^2}{\rho_0} \frac{1}{1 + \alpha\theta} d\theta \quad (II.6)$$

Se, adesso, si integra la (II.6) tra l'inizio del cortocircuito (assunto a $t=0$) e l'istante t_f , si ha:

$$\int_0^{t_f} i^2 dt = \frac{c_v S^2}{\rho_0} \int_{\theta_i}^{\theta_f} \frac{1}{1 + \alpha\theta} d\theta = \frac{c_v S^2}{\rho_0 \alpha} \ln \frac{1 + \alpha\theta_f}{1 + \alpha\theta_i} \quad (II.7)$$

essendo θ_f e θ_i le temperature raggiunta all'istante $t=t_f$, e di inizio del fenomeno, all'istante $t=0$.

La grandezza a secondo membro della (II.7) rappresenta, di fatto, l'energia specifica – cioè quella per unità di resistenza del conduttore – che interessa il cavo durante il cortocircuito. Tale energia, se si assume come temperatura di inizio del cortocircuito quella massima ammissibile in condizioni di funzionamento normale θ_N , raggiunge il suo valore massimo W_T con una temperatura finale per l'isolante pari a quella massima ammissibile θ_{max} in condizioni di cortocircuito; in tal caso la (II.7) diventa:

$$W_T = \int_0^{t_f} i^2 dt = \frac{c_v S^2}{\rho_0 \alpha} \ln \frac{1 + \alpha\theta_{max}}{1 + \alpha\theta_N} = K^2 S^2 \quad (II.8)$$

Il coefficiente K nella (II.8) dipende chiaramente dalle caratteristiche del metallo con cui è realizzato il conduttore; alla massima energia termica W_T che il cavo è in grado di sopportare senza superare la temperatura massima ammissibile in condizioni di cortocircuito viene spesso anche dato il nome di integrale di Joule del cavo.

Nella tabella II.4 sono indicati alcuni valori di K , nell'ipotesi che all'istante iniziale di cortocircuito il cavo si trovi alla massima temperatura di servizio $\theta_i = \theta_N$.

Se il cavo ha una temperatura iniziale inferiore alla massima temperatura di servizio θ_N , perché, quando si verifica il cortocircuito, è percorso da una corrente inferiore alla portata relativa alle sue condizioni d'installazione, i valori di K indicati nella tabella sono a favore della sicurezza.

Tab. II.4_Valori del coefficiente K (CEI 64-8)

Natura dell'isolante	Materiale conduttore	
	Rame	Alluminio
PVC ($\theta_N = 70\text{ °C}$; $\theta_{max} = 160\text{ °C}$)	115	76
Gomma naturale ($\theta_N = 60\text{ °C}$; $\theta_{max} = 200\text{ °C}$), gomma Butilica ($\theta_N = 85\text{ °C}$; $\theta_{max} = 220\text{ °C}$)	135	89
Gomma etilenpropilenica, polietilene reticolato ($\theta_N = 90\text{ °C}$; $\theta_{max} = 250\text{ °C}$)	143 ⁽¹⁾	94 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Se le giunzioni saldate a stagno, si applicano i valori K sopraindicati per il PVC, perché le giunzioni non sopporterebbero le temperature corrispondenti a valori di K superiori.

3.4 Designazione dei cavi

Esistono due sistemi di designazione dei cavi :

- sistema di designazione secondo Norma CEI 20 – 27,
- sistema di designazione secondo Tabella CEI - UNEL 35011.

La Norma CEI 20 - 27 e la Tabella CEI - UNEL 35011 stabiliscono le regole per designare un dato tipo di cavo fornendo una descrizione abbreviata della configurazione del cavo stesso.

3.4.1 Sistema di designazione secondo Norma CEI 20 – 27

La sigla di designazione (tab.II.5) è formata da un complesso di lettere e numeri, suddivisi in tre parti che indicano:

parte 1 - riferimento alle norme e alla tensione di designazione del cavo;

parte 2 - caratteristiche costruttive del cavo in sequenza radiale partendo dal materiale isolante, quindi, dopo un trattino (-) materiale e forma dei conduttori (cioè procedendo dall'esterno verso l'interno del cavo);

parte 3 - dopo uno spazio libero, numero e sezione dei conduttori.

Per la designazione del numero e della sezione dei conduttori sono previsti i seguenti simboli:

nxS oppure nGS

con :

n - numero dei conduttori che costituiscono il cavo;

x - simbolo di moltiplicazione da usare nei cavi senza conduttore di protezione;

G - simbolo di moltiplicazione da utilizzare nei cavi con conduttore di protezione (colore giallo-verde);

S - sezione dei conduttori in millimetri quadrati.

La sigla deve essere preceduta dalla denominazione cavo e seguita dalla citazione del numero della tabella UNEL, ove questa esiste.

Ad esempio cavo H07V-U 2x2,5 designa un cavo armonizzato per tensioni nominali 450 V / 750 V con isolamento in PVC, costituito da due conduttori di rame a filo unico da 2,5 mmq.

3.4.2 Sistema di designazione secondo secondo tabella CEI - UNEL 35011

La sigla di designazione (tab.II.6) è formata da un complesso di lettere e numeri, suddivisi in tre parti che indicano:

parte 1 - numero e sezione dei conduttori ;

parte 2 - caratteristiche costruttive del cavo in sequenza radiale partendo dal materiale conduttore (cioè procedendo dall'interno verso l'esterno del cavo);

parte 3 - riferimento alla tensione di designazione del cavo, preceduta da un trattino (-);

Ai fini della designazione completa di un cavo, la sigla deve essere preceduta dalla denominazione cavo e seguita dalla citazione del numero della tabella UNEL, ove questa esista.

Si ricordano le sigle di designazione dei più comuni cavi di media e di bassa tensione impiegati negli impianti di distribuzione.

- Cavi per media tensione tripolari ad elica visibile (X) in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, schermati, sotto guaina di PVC (sigla: ARG7H1RX 12/20 kV);

esempio di designazione: CAVO 3 x (1 x 185) ARG7H1RX-12/20 kV.

- Cavi per media tensione tripolari ad elica visibile (X) isolati con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, schermati, sotto guaina di PVC (sigla: RG7H1RX-12/20 kV);

esempio di designazione: CAVO 3 x (1 x 120) RG7H1RX-12/20 kV.

- Cavi per media tensione unipolari isolati con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, schermati, sotto guaina di PVC (sigla: RG7H1R-12/20 kV);

esempio di designazione: CAVO 1 x 630 RG7H1R-12/20 kV.

- Cavi per bassa tensione quadripolari, con tre anime di fase e conduttore di neutro concentrico di rame, isolati con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, sotto guaina di PVC (sigle: UG7OCR-0,6/l kV e RG7OCR-0,6/l kV);

esempio di designazione: CAVO 3 x 95 + 50 C RG7OCR-0,6/l kV.

- Cavi per bassa tensione bipolari, con anima e conduttore di neutro concentrico di rame, isolati con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, sotto guaina di PVC (sigle: UG7CR-0,6/l kV e RG7CR-0,6/l kV);

esempio di designazione: CAVO 1 x 16 + 16 C RG7CR-0,6/l kV.

Tab. II.5_Sigle di designazione dei cavi di media e bassa tensione secondo la norma CEI 20 – 27

Riferimento alle norme	H				ARMONIZZATO con marchio < HAR >	
	A				AUTORIZZATO	
	N				NAZIONALE	
Tensione Nominale		03	TENSIONE NOMINALE U ₀ /U 300/300 V			
		05	TENSIONE NOMINALE U ₀ /U 300/500 V			
		07	TENSIONE NOMINALE U ₀ /U 450/750 V			
		1	TENSIONE NOMINALE U ₀ /U 0.6/1 kV			
Materiale Isolante		V	POLIVINILCLORURO – PVC			
		R	GOMMA SINTETICA			
		G9	ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE			
Schermatura e armatura			C	CONDUTTORE CONCENTRICO DI RAME		
			A7	SCHERMO ELETTROSTATICO DI ALLUMINIO		
			C7	SCHERMATURA A FILI O NASTRI		
			C4	SCHERMATURA A TRECCIA DI FILI DI RAME		
			Z2	ARMATURA A FILI		
			Z3	ARMATURA A PIATTINE		
			Z4	ARMATURA A NASTRI		
			Z5	ARMATURA A FILI DI ACCIAIO		
Guaina			N	POLICLOROPRENE		
			V	POLIVINILCLORURO – PVC		
Materiale del conduttore				– A	ALLUMINIO (per il rame = nessuna sigla)	
Forma del conduttore				–	U	FILO UNICO
				–	R	CORDA RIGIDA
				–	K	CORDA FLESSIBILE PER POSA FISSA
				–	F	CORDA FLESSIBILE PER SERVIZIO MOBILE

Tab. II.6_Sigle di designazione dei cavi di media e bassa tensione secondo la norma CEI-UNEL 35011

Natura e forma del conduttore	A	U		ALLUMINIO (per il rame = nessuna sigla)
		R		FILO UNICO
		F		CORDA RIGIDA
		S		CORDA FLESSIBILE
Materiale isolante			G1	CONDUTTORE SETTORIALE
			G5	GOMMA SINTETICA
			G7	GOMMA EPR
			G9	GOMMA EPR AD ALTO MODULO
			G10	ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE
			R	ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE
			R2	POLIVINILCLORURO - PVC
			E4	PVC DI QUALITA' SUPERIORE
Forma dei cavi			O	POLIETILENE RETICOLATO SPECIALE
			D	ANIME RIUNITE PER CAVO ROTONDO
Schermatura e armatura			C	ANIME PARALLELE PER CAVO PIATTO
			H	CONDUTTORE CONCENTRICO DI RAME
			H1	SCHERMO ELETTROSTATICO DI ALLUMINIO
			H2	SCHERMATURA A FILI O NASTRI
			F	SCHERMATURA A TRECCIA DI FILI DI RAME
			Z	ARMATURA A FILI
			N	ARMATURA A PIATTINE
			A	ARMATURA A NASTRI
Guaina				ARMATURA A FILI DI ACCIAIO
			R	POLIVINILCLORURO - PVC
			K	POLICLOROPRENE

CAPITOLO III

Componenti dell'impianto elettrico

Apparecchi di manovra

1. Classificazione

Sono chiamati apparecchi di manovra i componenti dell'impianto capaci di effettuare almeno una delle seguenti operazioni:

- interrompere la corrente in un circuito elettrico (manovra di apertura);
- stabilire la corrente in un circuito elettrico (manovra di chiusura).

Le manovre di apertura e chiusura di un circuito possono effettuarsi:

- in condizioni del circuito elettrico "sano", quando in esso circola la corrente di funzionamento normale o una corrente di sovraccarico,
- in condizioni del circuito elettrico "guasto", quando in esso circola la corrente di cortocircuito.

Gli apparecchi di manovra possono fondamentalmente dividersi in:

- interruttori, quando sono costruiti per aprire o chiudere un circuito percorso da correnti di intensità non trascurabile, anche quella di cortocircuito;
- sezionatori, quando sono costruiti per aprire o chiudere, in modo visibile o mediante un dispositivo indicatore affidabile, un circuito percorso da correnti di intensità trascurabile.

Fra queste due principali categorie di apparecchi di manovra ve ne sono altre intermedie:

- gli interruttori di manovra, che sono costruiti per aprire un circuito sano o per chiudere un circuito sano o guasto;
- gli interruttori di manovra-sezionatori (IMS), che sono interruttori di manovra per i quali deve essere possibile verificare la posizione di aperto in modo visibile o mediante un dispositivo indicatore affidabile;
- i contattori, che sono costruiti per aprire o chiudere un circuito sano.

I circuiti elettrici a media e a bassa tensione possono essere aperti anche per mezzo di fusibili, componenti che intervengono automaticamente quando la corrente supera un determinato valore per un tempo prefissato. I fusibili, pur non costituendo in senso stretto apparecchi di manovra, sono considerati tra questi in quanto svolgono alcune delle

funzioni proprie degli interruttori, cioè interrompono correnti di sovraccarico e di cortocircuito.

La tabella III.1 riassume quanto esposto fino ad ora.

Tab.III.1

	Interrompere		Stabilire	
	Circuito sano	Circuito guasto	Circuito sano	Circuito guasto
Interruttore	Si	Si	Si	Si
Sezionatore	Si ^(*)	No	Si ^(*)	No
Interruttore di manovra	Si	No	Si	Si
Interruttore di manovra-sezionatore	Si	No	Si	Si
Contattore	Si	No	Si	No
Fusibile	Si ^(**)	Si	No	No

(*) se con corrente di valore trascurabile (**) se con corrente di sovraccarico

Si nota che l'interruttore è l'unico apparecchio di manovra capace di aprire e chiudere un circuito elettrico in condizioni normali e anormali.

Dall'esame della tabella si nota anche che ciascun apparecchio di manovra è caratterizzato da funzioni differenti. Possono, quindi, nascere delle combinazioni di due apparecchi che, congiuntamente, sono in grado di svolgere la somma delle funzioni che ciascun apparecchio è in grado di svolgere da solo. Ad esempio, associando al fusibile un interruttore di manovra è possibile nel circuito svolgere le stesse funzioni di un interruttore: questo apparecchio viene denominato interruttore di manovra con fusibile.

2. Apertura di un circuito percorso da corrente

In un interruttore sono presenti due contatti (fig.III.1 a), che vengono allontanati quando si vuole aprire il circuito in cui l'interruttore è inserito. Il distacco dei contatti non è in generale seguito immediatamente dall'interruzione della corrente, che, invece, continua a fluire per qualche tempo, a causa di un arco elettrico che si adessa tra essi (fig.III.1 b).

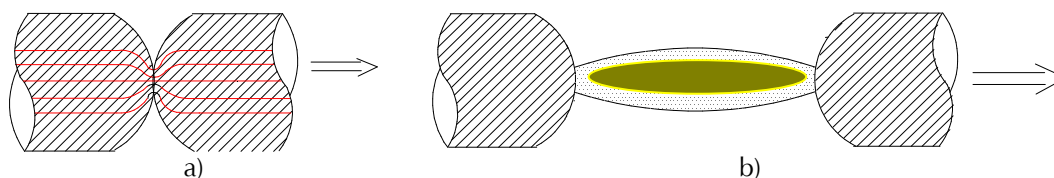


Fig. III.1_Rappresentazione schematica dei contatti di un interruttore: a) in posizione di chiusura; b) durante la fase di apertura

L'obiettivo degli interruttori è, ovviamente, quello di estinguere in maniera definitiva l'arco, in modo da ridurre a zero definitivamente la corrente che circola tra i contatti: questo processo si definisce processo di interruzione.

Il processo di interruzione si attua, come si vedrà nel seguito, con modalità differenti nel caso di corrente continua e di corrente alternata; infatti:

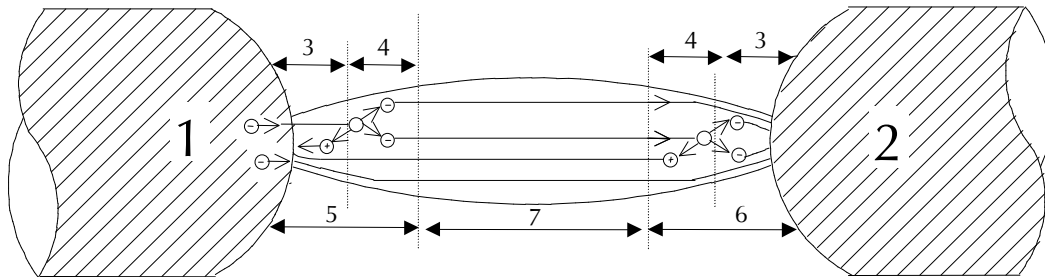
- nel caso della corrente alternata si ha che il passaggio periodico per lo zero della corrente determina un spegnimento "naturale" dell'arco, che si può favorevolmente sfruttare; in questo caso il principale problema da risolvere nel processo di interruzione è quello di evitare che, una volta spento in maniera naturale, l'arco si riadeschi;
- nel caso della corrente continua, non vi è alcun passaggio naturale per zero della corrente da poter favorevolmente sfruttare: in questo caso l'interruzione dell'arco si realizza forzando "innaturalmente" la corrente ad annullarsi, essenzialmente aumentando la lunghezza dell'arco.

2.1 Arco elettrico

Non appena i contatti cominciano a separarsi, diminuisce la pressione di chiusura che si esercita su di essi e la corrente passa attraverso superfici di dimensioni sempre più piccole (praticamente le asperità superficiali, la cui estensione si modifica con la pressione di chiusura), con la conseguenza che la resistenza elettrica offerta dai contatti al passaggio della corrente aumenta gradualmente. Il calore sviluppato per effetto Joule aumenta a sua volta fino al punto da rendere i contatti incandescenti; vengono così a crearsi le condizioni fisiche necessarie affinché, non appena i contatti si separano, si adeschi tra essi un arco elettrico. Nei primi istanti questo arco è composto prevalentemente da vapori metallici che provengono dai contatti, ma, in seguito, principalmente per effetto termico o per collisione, esso si arricchisce di particelle ionizzate del mezzo interposto tra gli stessi. Il successivo sviluppo dell'arco, che si ha man mano che i contatti si allontanano, è un fenomeno molto complesso, ancora non completamente chiarito in tutti i suoi aspetti; esso dipende da numerosi fattori, quali la natura del mezzo in cui l'arco si sviluppa, il materiale e la velocità di allontanamento dei contatti, le caratteristiche del circuito in cui l'apparecchio è inserito, e così via. Vi è, poi, da tenere in conto che l'arco persiste solo se il circuito in cui è inserito fornisce l'energia sufficiente a compensare quella dissipata nell'arco stesso.

L'arco nella sua lunghezza può essere suddiviso in tre zone principali, come evidenziato nella fig.III.2, e cioè:

- la zona catodica;
- la colonna positiva (o plasma);
- la zona anodica.



1: catodo; 2: anodo; 3: settore della carica spaziale; 4: settore di transizione;
5: zona catodica; 6: zona anodica; 7: colonna positiva.

Fig. III.2_Structura fisica dell'arco elettrico

L'estensione delle zone catodica e anodica è ridottissima; la colonna positiva, invece, comprende quasi tutta la lunghezza dell'arco. La zona catodica è quella a diretto contatto con l'elettrodo a potenziale negativo (catodo), mentre quella anodica è a diretto contatto con l'elettrodo a potenziale positivo (anodo).

Più in particolare, poi, le zone catodica e anodica si possono dividere in altre due zone: una di transizione (raccordo) con la colonna positiva e una seconda, detta "settore della carica spaziale", più a diretto contatto con gli elettrodi: chiaramente la carica spaziale prospiciente l'anodo è prevalentemente costituita da elettroni, quella prospiciente il catodo da ioni positivi.

Per quanto riguarda la colonna positiva essa è macroscopicamente neutra.

Dal punto di vista elettrico, un arco si può caratterizzare con una curva caratteristica, detta caratteristica volt-amperometrica, nel seguito chiamata sinteticamente caratteristica dell'arco. Tale curva riporta i valori della tensione necessari a sostenere l'arco al variare della corrente che lo percorre.

La caratteristica in regime statico, detta caratteristica statica, riporta i valori della tensione necessari per mantenere l'arco al variare della corrente, quando, per ogni valore della corrente, si sono raggiunte e si mantengono le condizioni di regime. Si fa riferimento, cioè, a condizioni in cui vi è un equilibrio stabile e permanente nel tempo tra l'energia prodotta nell'arco e quella dissipata.

La caratteristica in regime dinamico, detta caratteristica dinamica, invece, è associata a condizioni variabili nel tempo, quali quelle che si hanno, ad esempio, quando variano, più o meno rapidamente, i valori di corrente, di lunghezza d'arco, di raffreddamento, e così via. In queste condizioni, nella determinazione del valore della tensione necessario a sostenere l'arco in corrispondenza di un determinato valore di corrente, non si può prescindere dalle vicissitudini che l'arco ha subito prima di essere percorso da quel particolare valore di corrente. Entrano cioè in gioco e hanno un ruolo fondamentale l'inerzia termica dell'insieme "arco-elettrodi" e lo stato di ionizzazione dello stesso; quando varia la corrente, infatti, la temperatura dell'arco e degli elettrodi nonché lo stato di ionizzazione del mezzo presentano una inerzia per cui tendono a mantenere le condizioni di partenza.

È importante osservare fin d'ora che mentre in corrente continua si fa riferimento, almeno dal punto di vista teorico, alle caratteristiche statica e dinamica dell'arco, in corrente alternata, stante le condizioni di variabilità nel tempo della corrente, si fa sempre riferimento alla caratteristica dinamica dell'arco.

2.1.1 Caratteristica statica dell'arco

In condizioni "teoriche" di stazionarietà, la caratteristica d'arco può essere rappresentata a mezzo della legge di Ayrton, ricavata sperimentalmente e valida per archi corti e correnti continue non molto elevate. Questa legge porge:

$$U_a = A + \frac{B}{l} + Cl + \frac{Dl}{l}, \quad (\text{III.1})$$

essendo:

- A è la caduta di tensione catodica e anodica, indipendente dalla corrente d'arco;
- B/l è la caduta di tensione catodica e anodica, dipendente dalla corrente d'arco;
- C è la caduta di tensione per unità di lunghezza della colonna positiva, indipendente dalla corrente d'arco;
- D/l è la caduta di tensione per unità di lunghezza della colonna positiva, dipendente dalla corrente d'arco;
- l è la lunghezza della colonna positiva, assunta coincidente, per i motivi detti in precedenza, con la lunghezza dell'arco.

La fig.III.3 mostra una famiglia di tali caratteristiche per diversi valori di lunghezza d'arco.

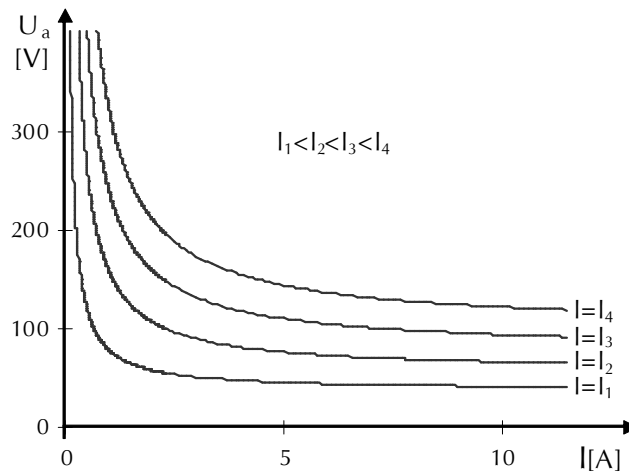


Fig. III.3_Caratteristica statica dell'arco per differenti valori della lunghezza d'arco

2.1.2 Caratteristica dinamica dell'arco

Per i motivi illustrati in precedenza, nel seguito occorrerà distinguere tra caratteristica dinamica in corrente continua e caratteristica dinamica in corrente alternata.

La caratteristica dinamica di un arco in corrente continua è riportata nella fig.III.4. Da essa si può notare che se la corrente prima cresce (a) e poi decresce (b) la tensione d'arco assume valori differenti; è presente, cioè, un fenomeno che prende il nome di isteresi dell'arco elettrico.

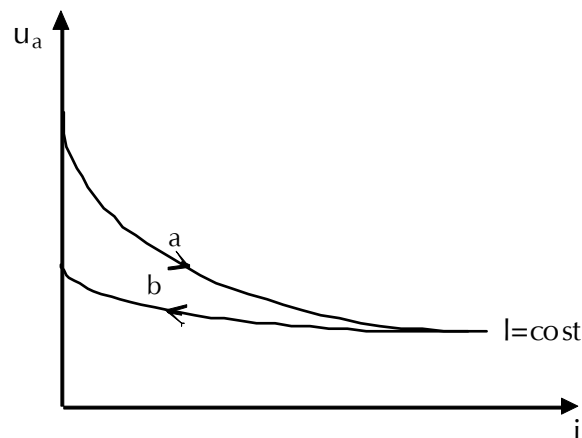


Fig. III.4_Caratteristica dinamica dell'arco in corrente continua

La caratteristica dinamica di un arco in corrente alternata è riportata nella fig.III.5. Si noti che sono interessati due quadranti, in quanto la corrente può assumere valori sia positivi che negativi. La curva del primo quadrante è percorsa in corrispondenza dei valori positivi della corrente, prima crescenti e poi decrescenti. Dualmente per quanto riguarda

la curva del terzo quadrante; anche qui è presente il fenomeno dell'isteresi dell'arco per valori di corrente crescenti e decrescenti. I tratti di raccordo tra le curve dei due quadranti si hanno in corrispondenza degli istanti in cui la corrente inverte il segno.

A partire dalla caratteristica d'arco della fig.III.5 e assumendo che la corrente che percorre l'arco abbia un andamento sinusoidale, si può pervenire facilmente all'andamento nel tempo della tensione d'arco; quest'ultimo e l'andamento nel tempo della corrente sono riportati nella fig.III.6.

Dall'analisi della fig.III.6 si nota che la tensione d'arco è in fase con la corrente, ed è anche per questo che l'arco è spesso assimilato ad un conduttore dotato di sola resistenza.

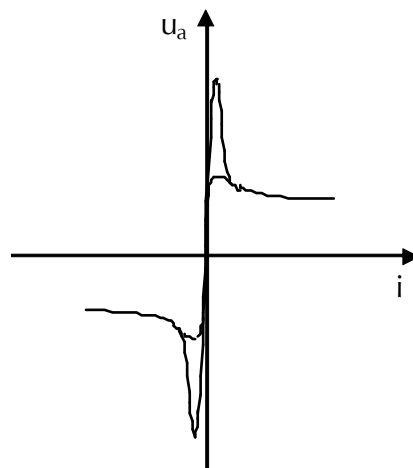


Fig. III.5_Caratteristica dinamica dell'arco in corrente alternata

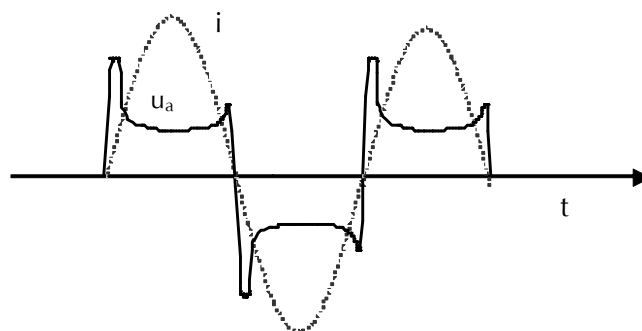


Fig. III.6_Andamenti nel tempo della tensione e della corrente d'arco

2.2 Processo di interruzione

Il processo di interruzione è il processo che riduce a zero definitivamente la corrente nell'arco. Questo processo, come già detto, si attua con modalità diverse in corrente continua ed in corrente alternata.

2.2.1 Interruzione in corrente continua

Si faccia riferimento al circuito in condizioni normali (circuito "sano") della fig.III.7 a) alimentato da una tensione continua E e nel quale circola, a interruttore chiuso, la corrente continua $i_0 = E/(R + R_c)$.

Si supponga di comandare l'apertura dell'interruttore. All'apertura dell'interruttore consegue un transitorio elettrico determinato dall'allungamento dell'arco e, quindi, dalla variazione nel tempo della tensione d'arco u_a ; tale transitorio sarà regolato dalla equazione differenziale:

$$E - (R + R_c) i - L \frac{di}{dt} - u_a = 0 \quad (\text{III.2})$$

da cui:

$$L \frac{di}{dt} = E - (R + R_c) i - u_a. \quad (\text{III.3.a})$$

Dalla (III.3.a) si nota subito che il segno della caduta di tensione induttiva definisce il segno della variazione della corrente i che si vuole interrompere: se esso è positivo la corrente aumenta, se è negativo la corrente decresce. La condizione che deve essere, quindi, verificata affinché l'arco si estingua definitivamente è che la caduta di tensione induttiva sia stabilmente negativa così da avere una corrente nell'arco che decresce nel tempo fino ad annullarsi.

Per comprendere in che modo la suddetta condizione può verificarsi, si assuma che la tensione d'arco sia data, al variare di i , dalla caratteristica statica dell'arco riportata nella fig. III.3.

Se l'arco raggiunge una lunghezza, ad esempio la lunghezza l_2 nella fig.III.7 b), tale da far sì che la sua caratteristica statica giaccia tutta al di sopra della retta di carico (retta di equazione $y = f(i) = [E - (R + R_c) i]$), si ha che per ogni valore di corrente risulta $u_a > [E - (R + R_c) i]$, per cui la caduta di tensione induttiva è negativa e, quindi, la corrente non può che decrescere fino ad annullarsi.

Se si osserva, poi, che la caratteristica statica dell'arco in corrente continua tende ben presto a diventare costante al variare della corrente e che la resistenza può assumere

valori variabili, anche piccoli (si veda, ad esempio, quanto accade in condizioni anormali del circuito elettrico), la suddetta condizione di buon fine del processo di interruzione si può anche cautelativamente enunciare dicendo che affinché l'arco si estingua definitivamente è necessario che l'arco raggiunga una lunghezza l_2 tale che la tensione d'arco assuma, per ogni valore di corrente, valori superiori ad E (fig.III.7 c).

Nelle figg. III.8 a) e b) si riportano, rispettivamente gli andamenti nel tempo della tensione ai capi dell'interruttore u_i e della corrente durante una manovra di interruzione. La espressione analitica della corrente nella fase successiva in cui tra i poli dell'interruttore è presente l'arco può facilmente ricavarsi risolvendo l'equazione dell'equilibrio elettrico ai valori istantanei valida in tale fase; essa è stata ricavata ipotizzando nella fig. III.8 a) una tensione d'arco costante che assume senza alcun ritardo il valore U_a^* superiore ad E .

Discorso analogo vale nel caso in cui si debba interrompere la corrente continua in condizioni di cortocircuito (Fig. III.9), basta osservare che la corrente di cortocircuito è limitata dalla sola resistenza R e dalla induttanza L e che, quindi, la III.3 a) diventa:

$$L \frac{di_{cc}}{dt} = E - R i_{cc} - u_a . \quad (III.3.b)$$

Nelle figg. III.10 a) e b) si riportano, rispettivamente gli andamenti nel tempo della tensione ai capi dell'interruttore u_i e della corrente durante una manovra di interruzione in cortocircuito. La espressione analitica della corrente nelle varie fasi può facilmente ricavarsi risolvendo le equazioni dell'equilibrio elettrico ai valori istantanei valide nelle varie fasi che caratterizzano il processo di interruzione; nella fig. III.10 a) si è ancora una volta ipotizzata una tensione d'arco costante U_a^* di valore superiore ad E . Si noti che la tensione d'arco U_a^* si stabilisce all'istante $t_1 > 0$ in cui si separano i contatti; ciò avviene con un certo ritardo rispetto all'istante $t = 0$ in cui è avvenuto il cortocircuito, a seguito di inevitabili ritardi tra l'istante in cui si verifica la condizione di guasto e l'istante in cui cominciano a separarsi i contatti dell'interruttore.

Prima di concludere lo studio del processo di interruzione in corrente continua, è importante fare delle considerazioni su alcune grandezze che rendono tale processo particolarmente gravoso.

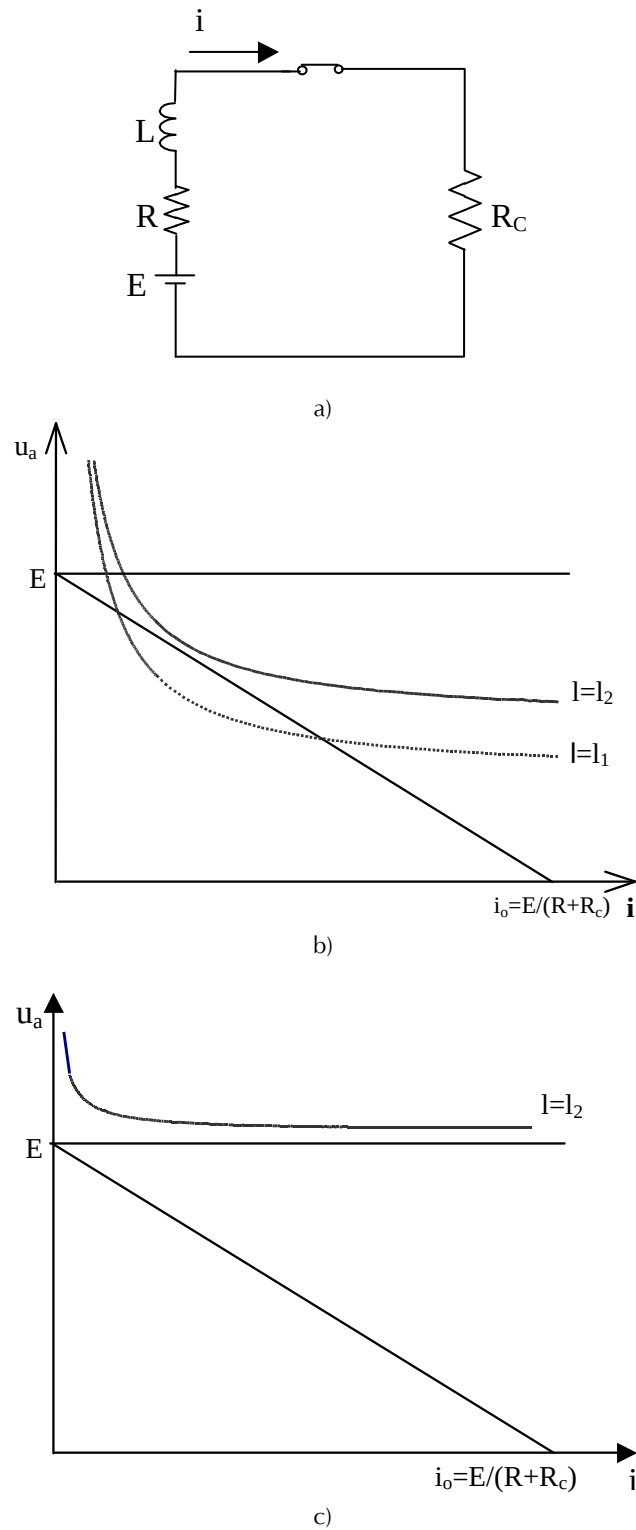


Fig. III.7 _Interruzione di corrente continua in condizioni normali del circuito elettrico

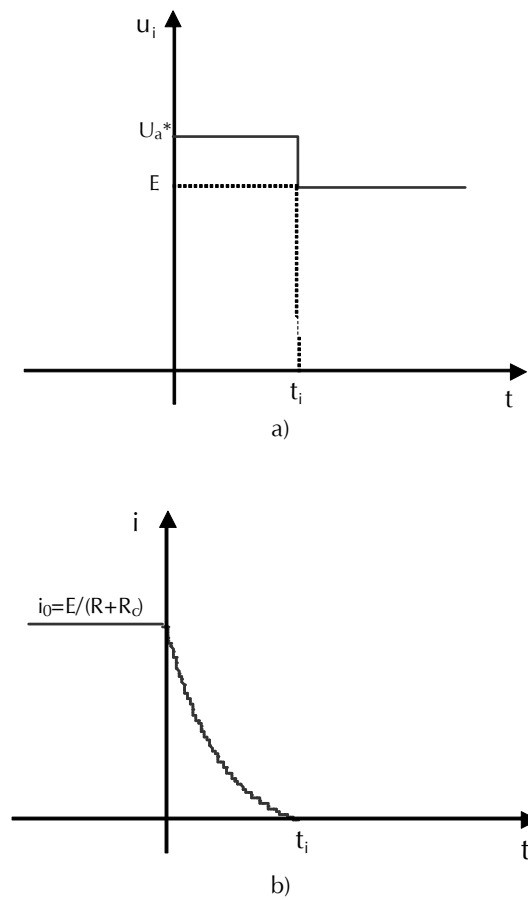


Fig. III.8_Andamenti nel tempo della tensione ai capi dell'interruttore u_i e della corrente nel circuito della fig.III.7 a)

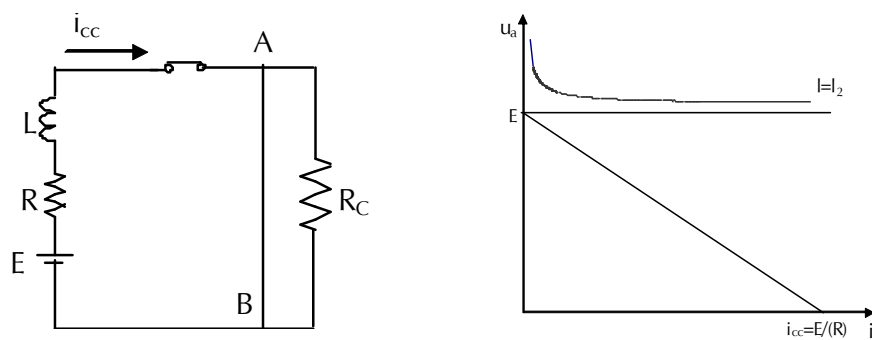


Fig. III.9_Interruzione di corrente continua in condizioni anormali del circuito elettrico

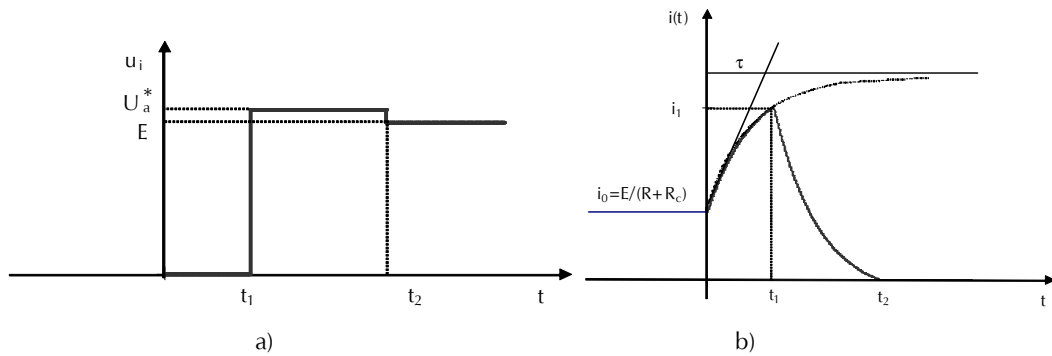


Fig. III.10 _Andamenti nel tempo della tensione ai capi dell'interruttore (a) e della corrente (b) nel circuito della fig. III.9 a)

Si prenda in considerazione l'energia messa in gioco dalla presenza dell'arco, detta "energia d'arco". Essa è data da:

$$W_a = \int_{t_a} u_a i_{cc} dt \quad (III.4)$$

in cui, al solito, u_a è la tensione d'arco, i_{cc} la corrente che lo percorre e t_a la durata d'arco (nella fig.III.10 b) tale durata è pari a $t_2 - t_1$).

Quando è presente l'arco, vale la (III.3 b); se da essa si ricava la u_a e la si sostituisce nella relazione di definizione dell'energia d'arco (III.4) si ha che:

$$\begin{aligned} W_a &= \int_{t_a} \left(E - L \frac{di_{cc}}{dt} - R i_{cc} \right) \cdot i_{cc} dt = \int_{t_a} E i_{cc} dt - \int_{i_1}^0 L i_{cc} di - \int_{t_a} R i_{cc}^2 dt = \\ &= \int_{t_a} (E i_{cc} - R i_{cc}^2) dt + \frac{1}{2} L i_1^2 \end{aligned} \quad (III.5)$$

L'energia dissipata durante l'interruzione di un arco in corrente continua è, quindi, somma di due termini: uno dato dalla differenza tra l'energia fornita dall'alimentazione e quella dissipata per effetto Joule, che dipende dall'interruttore attraverso la durata dell'arco t_a , e l'altro, indipendente dall'interruttore e proporzionale all'energia elettromagnetica immagazzinata nel circuito all'atto dell'apertura dei contatti.

È possibile dimostrare che l'energia d'arco W_a varia, complessivamente, tra 1 e 2 volte $1/2 L i_1^2$, per cui è evidente che limitare l'energia elettromagnetica significa limitare complessivamente l'energia d'arco e, quindi, le difficoltà associate all'interruzione stessa. Questo obiettivo si può conseguire (fig.III.10 b) riducendo la corrente i_1 attraverso una congrua riduzione del tempo t_1 ; questo è possibile se si impiegano interruttori i cui tempi di apertura siano quanto più brevi è possibile (interruttori extra-rapidi).

La scelta del tempo t_1 più opportuno, poi, va fatta anche in dipendenza delle caratteristiche del circuito in cui l'interruttore è inserito, ed in particolare in funzione della costante di tempo $T_a=L/R$ dello stesso. È interessante, infatti, notare che l'andamento nel tempo della corrente di cortocircuito nell'intervallo $(0, t_1)$ (fig.III.10 b), quando cioè i contatti non si sono ancora separati, e quindi anche il valore che la corrente raggiunge all'istante $t = t_1$ (e cioè $i(t_1) = i_1$), dipendono, tra l'altro, anche dalla suddetta costante di tempo $T_a = L/R$ e, quindi, dalle caratteristiche del circuito in cui l'apparecchio è inserito: più piccola è la costante di tempo, maggiore è, a parità di t_1 , il valore di i_1 , e viceversa. È questo il motivo per cui i costruttori di interruttori destinati ad interrompere una corrente continua forniscono anche il valore limite della costante di tempo per cui sono garantite le prestazioni dell'interruttore.

2.2.2 Interruzione in corrente alternata

Il processo di interruzione in corrente alternata si presenta fondamentalmente diverso da quello in corrente continua. Nel caso della corrente alternata, infatti, la corrente che attraversa l'arco si annulla naturalmente ogni semiperiodo, con conseguente spegnimento dell'arco; questa favorevole circostanza rende l'interruzione in corrente alternata, a parità di corrente, più facile di quella in corrente continua, in cui non esiste nessun istante di passaggio naturale per zero della corrente

L'obiettivo del processo di interruzione in corrente alternata è quello di evitare che, dopo lo spegnimento naturale dell'arco, questo si riadeschi ripristinando così la continuità elettrica tra i contatti.

Molteplici sono le teorie, alcune anche molto recenti, che hanno cercato di spiegare, in modo più o meno rigoroso, il processo di interruzione in corrente alternata e, in particolare, cosa accade negli istanti successivi allo spegnimento naturale dell'arco. Nel seguito si farà riferimento ad una di tali teorie, detta "teoria del riadesco dielettrico dell'arco", che, seppure non abbraccia tutti gli aspetti di dettaglio del processo di interruzione in corrente alternata, ha il pregio di renderne immediata la comprensione.

Si analizzi cosa succede negli istanti immediatamente successivi a quando la corrente passa per lo zero e, quindi, l'arco si spegne naturalmente. Tenendo conto del fatto che lo spazio tra i contatti fino ad un istante prima era fortemente ionizzato per la presenza dell'arco, si comprende che tale spazio non può ripristinare istantaneamente la sua piena rigidità dielettrica. La ionizzazione residua che è ivi presente non scompare

istantaneamente, ma tende a decrescere gradualmente nel tempo; altrettanto gradualmente nel tempo il mezzo interposto tra i contatti tende a ripristinare la sua rigidità dielettrica con la conseguenza che aumenta il valore di tensione v_d necessario a riadescare l'arco. La curva che riporta l'andamento della tensione v_d al variare del tempo (fig.III.11 a) è detta curva di ripristino della rigidità dielettrica; lo zero dell'asse dei tempi corrisponde, in base a quanto detto in precedenza, all'istante di spegnimento naturale dell'arco.

A parità di distanza tra i contatti, quanto più rapida è l'attitudine del mezzo interposto tra i contatti a perdere ionizzazione (o per caratteristiche proprie o per azione prodotta dall'esterno) tanto più rapidamente crescerà nel tempo la sua rigidità dielettrica e, quindi, la tensione necessaria a riadescare l'arco. Con l'aumentare della distanza tra i contatti, è evidente, poi, risultano ancor più elevati i valori di tensione necessari a riadescare l'arco: la curva di ripristino della rigidità dielettrica tenderà a spostarsi verso l'alto (fig.III.11 b) e, quindi, nei successivi passaggi per zero della corrente si verificano condizioni sempre più favorevoli all'estinzione dell'arco.

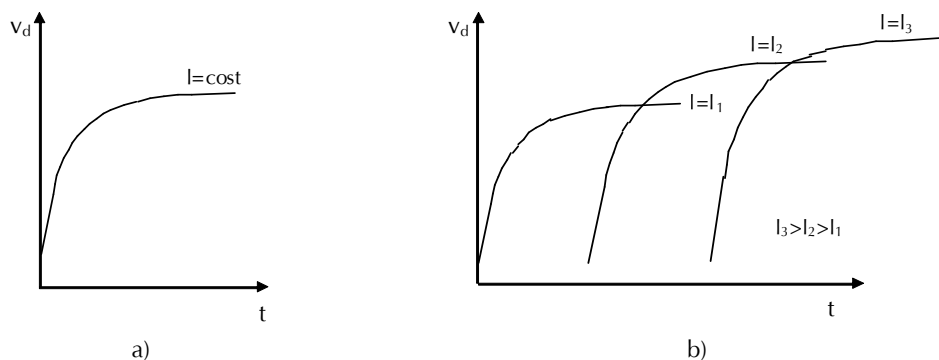


Fig. III.11_Curve di ripristino della rigidità dielettrica

È interessante notare, infine, che le curve della fig.III.11 partono da un valore di tensione diverso da zero; questo è dovuto al fatto che, entro circa $1 \mu s$ dallo zero di corrente, si forma vicino al catodo una guaina di ioni positivi che si oppongono al riadescare dell'arco: per questo motivo già dopo $1 \mu s$ dallo spegnimento di quest'ultimo è necessario un valore significativo di tensione per riadescarlo.

È evidente che l'arco si riadescherà o meno in dipendenza dei valori di tensione che il circuito in cui avviene l'interruzione impone ai morsetti dell'interruttore negli istanti successivi allo spegnimento naturale dell'arco. A tale ultima tensione verrà nel seguito data la denominazione di tensione di ristabilimento (dell'arco).

Detto, allora, $v_d(t)$ l'andamento nel tempo della tensione necessaria a riadescare l'arco e $v_r(t)$ quello della tensione di ristabilimento, vi sarà riadesco dell'arco se esiste un istante di tempo t^* tale che (fig.III.12 a):

$$v_r(t^*) = v_d(t^*);$$

non vi sarà riadesco dell'arco se, negli istanti successivi allo spegnimento naturale dell'arco risulterà sempre (fig.III.12 b):

$$v_r(t) < v_d(t).$$

Con riferimento al fenomeno descritto, si è soliti dire che si tratta di una vera e propria gara di velocità, che parte dall'istante di zero della corrente, tra la rigidità dielettrica che si va ripristinando nel mezzo tra i contatti e la tensione di ristabilimento; la prima gioca a favore del non riadesco dell'arco e la seconda gioca contro.

In conclusione, il problema dell'interruzione di una corrente alternata può essere ricondotto allo studio dei seguenti due problemi:

- conoscere la curva di ripristino della rigidità dielettrica, che è una caratteristica dell'interruttore (del mezzo di estinzione impiegato, della velocità di allontanamento dei contatti, e così via);
- conoscere la curva della tensione di ristabilimento, che dipende principalmente dalle caratteristiche del circuito in cui avviene l'interruzione, come si vedrà in seguito.

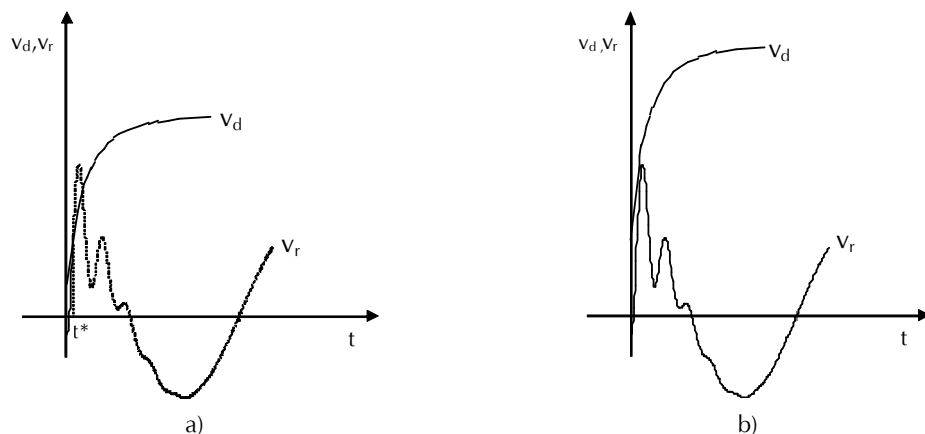


Fig. III.12_Curve di ripristino della rigidità dielettrica e della tensione di ristabilimento

La tensione di ristabilimento va valutata nelle differenti situazioni che si possono verificare nella pratica, poiché l'interruttore deve essere in grado di intervenire con successo in tutti i casi reali. Tali situazioni sono molteplici (cortocircuito ai morsetti dell'interruttore, guasto chilometrico, interruzioni di correnti capacitive, interruzione di

correnti induttive, e così via); esse si ottengono dallo studio del transitorio elettrico dei circuiti equivalenti attraverso i quali è possibile modellare i vari casi di interesse.

Senza entrare nel merito di tali transitori, si riporta, a titolo di esempio, nella fig. III.13 l'andamento della tensione di ristabilimento nel caso di interruzione di correnti capacitive; si fa, poi, notare che nella fig. III.12 b) è, invece, riportato l'andamento tipico della tensione di ristabilimento nel caso di un cortocircuito in prossimità dell'interruttore.

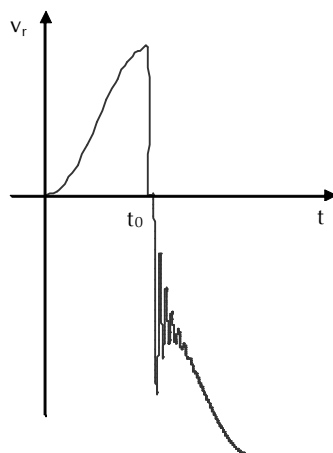


Fig. III.13_Tensione di ristabilimento nel caso di interruzione di correnti capacitive

Si fa notare anche che la tensione di ristabilimento dipende principalmente e non esclusivamente, come potrebbe sembrare, dalle caratteristiche del circuito; infatti, due interruttori diversi inseriti nello stesso circuito e sottoposti alla stessa operazione di manovra possono presentare differenti andamenti della tensione di ristabilimento. Ciò è dovuto al fatto che la presenza dell'interruttore altera le condizioni di funzionamento del circuito in cui esso è inserito: l'interruttore con la sua tensione d'arco, se questa è significativa, modifica l'andamento nel tempo della corrente; inoltre, subito dopo lo zero di corrente, esiste ancora una conducibilità residua, detta di post-arco, che è responsabile della circolazione di una corrente di conduzione fortemente variabile che, a sua volta, può essere causa di riadesco dell'arco per effetto termico.

L'influenza della tensione d'arco sull'andamento della corrente di cortocircuito può essere significativa nel campo della bassa tensione. In tale ambito questo fenomeno assume una particolare importanza in quanto viene sfruttato in alcuni tipi di interruttori che, come si vedrà meglio nel seguito, sono detti limitatori. Tali interruttori evitano che la corrente di cortocircuito assuma valori particolarmente elevati facendo in modo che la tensione d'arco assuma in tempi brevissimi un valore superiore al valore massimo della tensione di alimentazione.

Per comprendere tale fenomeno si faccia riferimento alla fig.III.14. In essa con $i(t)$ si è indicato l'andamento nel tempo della corrente di cortocircuito in assenza dell'effetto limitatore (confronta con fig. I.5 b del cap. I) e con $i_L(t)$ il corrispondente andamento in presenza di tale effetto; nella stessa figura si è indicato, inoltre, con $v(t)$ la tensione di alimentazione e con $u_a(t)$ la tensione d'arco.

Se l'interruttore è realizzato in modo tale che i suoi contatti cominciano ad allontanarsi in tempi brevissimi, si avrà che la tensione d'arco $u_a(t)$ compare ai capi dei poli dell'interruttore pochissimi istanti dopo il cortocircuito (nella fig.III.14 nell'istante t_1); a partire da questo istante, man mano che i poli dell'interruttore si allontanano, la tensione d'arco cresce rapidamente; nelle solite ipotesi semplificative, essa raggiunge istantaneamente (a $t = t_1$) un valore superiore al valore massimo della tensione di alimentazione.

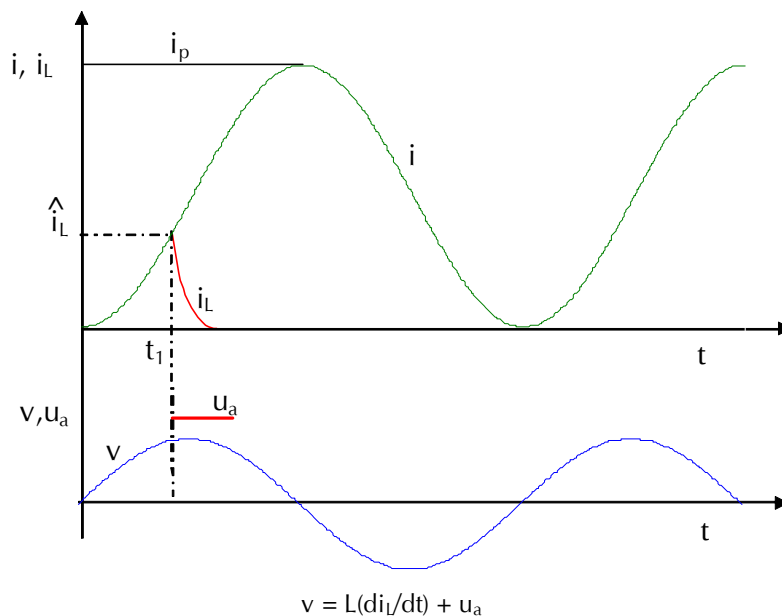


Fig. III.14_Effetto di limitazione della tensione d'arco: andamento nel tempo delle grandezze elettriche di interesse

A partire dall'istante t_1 , come può immediatamente dedursi dall'analisi dell'equazione dell'equilibrio elettrico ai valori istantanei riportata nella stessa fig.III.14 (si è trascurata la resistenza), la derivata della corrente $i_L(t)$ diventa negativa, per cui la corrente di cortocircuito tende a diminuire fino ad annullarsi.

Come appare dalla fig.III.14 la corrente di cortocircuito limitata $i_L(t)$ assume un valore massimo $\hat{i}_L$ decisamente inferiore al valore massimo i_p che assume la corrente di cortocircuito $i(t)$ in assenza dell'effetto limitatore; il rapporto:

$$k_l = \frac{\hat{i}_L}{i_p} \quad (\text{III.6})$$

è detto rapporto di limitazione dell'interruttore.

3. Chiusura di un circuito

Quando un interruttore chiude un circuito che si trovi in cortocircuito, prima che si chiudano i contatti si stabilisce tra essi l'arco elettrico, attraverso il quale passa una corrente che può essere molto intensa; le forze elettrodinamiche che conseguentemente agiscono sui contatti possono essere tali da rallentare la chiusura e ridurre la pressione sui contatti quando la chiusura è avvenuta. Queste azioni fanno aumentare l'energia dissipata nell'arco per la maggiore durata dello stesso e sulla superficie dei contatti per la minore pressione su di essi. Se gli organi di chiusura non esercitano, quindi, forze adeguate, possono danneggiarsi o al limite incollarsi i contatti e l'apparecchio può anche venire distrutto se l'arco è persistente.

4. Gli apparecchi di manovra

Dopo aver analizzato le problematiche relative all'apertura ed alla chiusura di un circuito, vengono presi in esame i vari apparecchi di manovra, riportando per ciascuno di essi il simbolo grafico C.E.I. (Comitato Elettrotecnico Italiano), la classificazione e la descrizione dei principali tipi. Nel caso particolare dei fusibili, poi, viene descritto anche il principio di funzionamento, in quanto esso si differenzia sostanzialmente da quello degli altri apparecchi.

4.1 Interruttori

L'interruttore, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.15, è un apparecchio di manovra capace di:

- interrompere e stabilire correnti in un circuito sano e in un circuito guasto;
- portare correnti in un circuito sano e, per una durata determinata, in un circuito guasto.



Fig. III.15_Simbolo grafico C.E.I. dell'interruttore

Si noti dalla definizione la presenza di tre funzioni:

- interrompere, che è la funzione che l'interruttore compie passando dalla posizione di chiuso a quella di aperto;
- stabilire, che è la funzione che l'interruttore compie passando dalla posizione di aperto a quella di chiuso;
- portare, che è la funzione che l'interruttore compie restando nella posizione di chiuso.

Per un dato interruttore, tali funzioni nel caso di un circuito sano sono svolte dall'interruttore senza alcuna limitazione nella durata o nell'entità della corrente; nel caso, invece, di un circuito guasto, quali quelle che derivano dalla presenza di un cortocircuito, le suddette funzioni possono essere svolte con qualche ovvia limitazione; infatti, le correnti di cortocircuito:

- possono essere interrotte o stabilite fino a determinati valori ed intervalli di tempo, che, come si vedrà meglio nel seguito, stanno a rappresentare i limiti di buon funzionamento dell'interruttore;
- possono essere portate solo per una durata specificata nella norma.

Come si evince dall'analisi delle funzioni di un interruttore, esso è caratterizzato da due posizioni stabili di funzionamento: interruttore chiuso e interruttore aperto.

È importante notare, poi, che l'interruzione o lo stabilirsi delle correnti avviene all'interno dell'interruttore, per cui nulla è visibile dall'esterno se non per la presenza di apposite indicazioni.

4.1.1 Alcune grandezze caratteristiche

Al fine di riferire le caratteristiche dei vari interruttori ad un'unica corrente di cortocircuito, che sia indipendente dall'interruttore stesso, si suole introdurre la corrente presunta di cortocircuito, che è la corrente di cortocircuito che circolerebbe nel circuito, qualora l'interruttore fosse sostituito da un collegamento di impedenza trascurabile. Come

già detto, di fatto, la corrente presunta di cortocircuito è proprio quella rappresentata nelle figg. I.11 e I.12 del cap.I.

L'attitudine che un interruttore ha ad interrompere una corrente di cortocircuito è, quindi, espressa dai costruttori con riferimento alla corrente di cortocircuito presunta che è la stessa per tutti gli interruttori in quanto non dipende dalla loro presenza nel circuito. È evidente che un discorso analogo vale se si fa riferimento al caso in cui l'interruttore, invece di interrompere una corrente di cortocircuito, è chiamato a stabilirla.

Le grandezze attraverso le quali il costruttore di interruttori quantizza l'attitudine di cui sopra sono chiamate nella pratica:

- potere di interruzione o di apertura;
- potere di chiusura.

In particolare:

- il potere di interruzione è il valore efficace della più elevata componente simmetrica della corrente di cortocircuito presunta che l'interruttore è in grado di interrompere, qualunque sia il valore della componente unidirezionale ;
- il potere di chiusura è il valore massimo della più elevata corrente di cortocircuito presunta che l'interruttore è in grado di stabilire.

Si fa riferimento nel primo caso al valore efficace e nel secondo al valore massimo, perché l'interruzione è legata all'energia associata all'arco mentre la chiusura è legata agli sforzi elettrodinamici che si generano tra i contatti.

Altre grandezze caratteristiche degli interruttori, implicitamente introdotte parlando di apertura e chiusura di un circuito, riguardano la durata delle suddette manovre.

Tra l'istante in cui viene applicato il comando al dispositivo di apertura e l'istante in cui i contatti si allontanano e scocca l'arco passa un intervallo di tempo, che dipende dal tempo proprio di funzionamento dell'interruttore e da quello del dispositivo che consente l'apertura: questo intervallo di tempo è detto tempo di apertura.

L'arco, una volta adescato, dura, poi, per un certo periodo di tempo; l'intervallo di tempo intercorrente tra gli istanti di inizio e di estinzione definitiva dell'arco viene chiamato durata (tempo) d'arco.

L'intervallo somma del tempo di apertura e della durata d'arco è detto tempo di interruzione.

Per quanto riguarda le operazioni di chiusura, l'intervallo di tempo tra l'istante di comando di chiusura ed il congiungimento dei contatti in tutti i poli viene chiamato tempo di chiusura.

Sempre con riferimento alle operazioni di apertura e di chiusura, vi è da fare una osservazione molto importante relativa al fatto che per eliminare i guasti transitori delle linee (cioè quelli che si autoestinguono), che fra l'altro sono i più frequenti, è particolarmente utile dotare gli interruttori di dispositivi ausiliari di richiusura automatica. In caso di cortocircuito l'interruttore apre ma, poi, si richiude automaticamente dopo un tempo di attesa brevissimo (richiusura rapida); se il guasto è transitorio questo si elimina. Se il guasto permane, dopo una ulteriore apertura, in alcuni casi l'interruttore si richiude automaticamente dopo un tempo di attesa maggiore (richiusura lenta). Se il guasto permane ancora si ha una definitiva apertura. I benefici che si ottengono in termini di continuità del servizio sono evidenti.

In pratica, ad esempio negli interruttori a tensione superiore a 1000 V, i valori dei poteri di interruzione e di chiusura così come sono stati definiti in precedenza, sono riferiti ad una sequenza nominale di operazioni del tipo indicato, ad esempio, dalla seguente stringa

$$O \ t \ CO \ t' \ CO, \quad (III.7)$$

dove:

- O indica la manovra che porta all'interruzione della corrente
- CO indica la manovra di chiusura e apertura senza attesa
- t, t' indicano i tempi di attesa tra due manovre successive.

La suddetta stringa si legge nel seguente modo:

apre - resta aperto per un intervallo pari a t - chiude e apre senza ritardo - resta aperto per un intervallo pari a t' - chiude ed apre senza ritardo.

Valori tipici per t sono 0,3 s per richiusura rapida automatica e 3 minuti negli altri casi; valori tipici per t' sono 1 minuto per gli interruttori con t = 0,3 s oppure 3 minuti.

4.1.2 Classificazione e descrizione

Una prima classificazione degli interruttori è legata al tipo di dielettrico impiegato quale mezzo di estinzione dell'arco. Tali dielettrici sono l'aria a pressione atmosferica, l'olio, l'aria compressa, l'esafluoruro di zolfo e il vuoto; essi danno il nome agli interruttori che, pertanto, sono detti:

- interruttori in aria a pressione atmosferica,

- interruttori in olio,
- interruttori in aria compressa,
- interruttori in esafluoruro di zolfo,
- interruttori sotto vuoto.

Gli interruttori possono, poi, classificarsi anche in base al valore della tensione d'arco che si stabilisce tra i poli durante il loro intervento. Si parla, infatti, di:

- interruttori a bassa resistenza d'arco, in cui la tensione d'arco è una aliquota trascurabile della tensione del sistema;
- interruttori ad alta resistenza d'arco, in cui la tensione d'arco non è una aliquota trascurabile della tensione del sistema.

Negli interruttori ad alta resistenza d'arco, la tensione d'arco assume valori tali da modificare significativamente l'andamento nel tempo delle grandezze che interessano il fenomeno di interruzione. In questi interruttori, la tensione d'arco esercita un effetto benefico ai fini dell'interruzione (si veda, ad esempio, quanto detto a proposito dell'effetto limitatore della tensione d'arco nella bassa tensione) per cui è possibile impiegare, come mezzo dielettrico tra i contatti dopo lo spegnimento naturale dell'arco stesso, un mezzo di qualità non eccelse quale l'aria. In questa categoria di interruttori sono inclusi gli interruttori in aria a pressione atmosferica.

Negli interruttori a bassa resistenza d'arco, in cui non si hanno i benefici derivanti dalla elevata tensione d'arco, è necessario, invece, impiegare come mezzo dielettrico tra i contatti dopo lo spegnimento naturale dell'arco un dielettrico di buona qualità che garantisca un rapido ripristino della rigidità dielettrica. Di questa categoria di interruttori fanno parte gli interruttori in olio, quelli in aria compressa e quelli in esafluoruro di zolfo.

a) Interruttori in aria a pressione atmosferica

Negli interruttori in aria l'arco si forma e si estingue in aria a pressione atmosferica.

I primi interruttori di questo tipo sono apparsi alla fine del XIX secolo. Essi, di cui si fa un breve cenno per motivi storici e perché le tecniche di spegnimento dell'arco impiegate a quell'epoca sono ancora oggi in uso, erano del tipo riportato nella fig.III.16: quando il contatto mobile lascia il contatto fisso, scocca l'arco che si trasferisce per effetto termico sulle corna disposte superiormente per, poi, traslare verso l'alto per l'azione ponderomotrice causata dalla interazione tra la corrente che percorre l'arco e il campo magnetico generato dalla spira costituita dall'arco e dalle corna stesse. Il conseguente aumento della lunghezza dell'arco è tale da garantire lo spegnimento dello stesso.

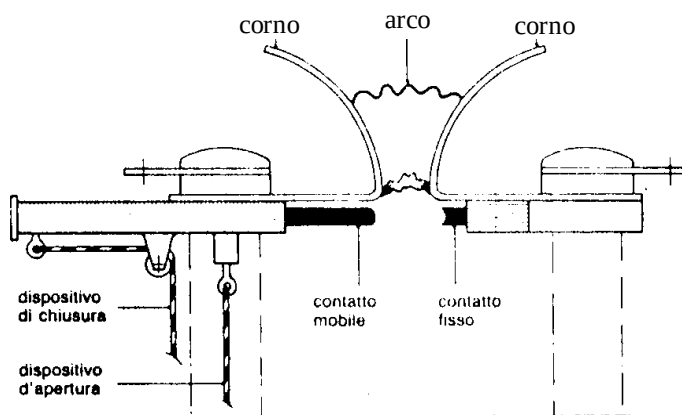


Fig. III.16_Interruttore in aria del 1900

Il principale tipo di interruttore in aria oggi in uso è l'interruttore detto a soffio magnetico, di cui la fig. III.17 è un esempio impiegato nella media tensione.

In questo interruttore, quando il contatto mobile abbandona il contatto fisso, si produce un arco (posizione 1) che per effetto termico si sposta verso l'alto (posizione 2) trasferendosi sui contatti ausiliari (posizione 3) e determinando così l'inserzione di una bobina ausiliaria, detta bobina di soffio, che, percorsa dalla corrente d'arco, produce un campo magnetico ortogonale e uscente dal piano del disegno. L'arco, essendo immerso nel suddetto campo magnetico, è soggetto ad una azione ponderomotrice che, per come sono realizzate le connessioni della bobina, lo spinge verso l'alto verso le posizioni 4 e 5. In tal modo l'arco viene a contatto con le piastre isolanti di materiale ceramico ad elevata capacità termica, che sono sagomate in modo tale da far sì che, man mano che l'arco si sposta verso l'alto, esso segua un cammino sempre più lungo e tortuoso. In questo modo, l'arco si assottiglia, si allunga e viene facilmente raffreddato e deionizzato, per cui, si interrompe definitivamente al primo passaggio per lo zero della corrente.

È interessante osservare che, nel caso di piccole correnti induttive o capacitive, il campo magnetico potrebbe essere troppo debole per assicurare un soffio magnetico adeguato; può essere pertanto previsto un dispositivo ausiliario di soffio d'aria a pistone che dirige un getto d'aria contro l'arco spingendolo entro le piastre deionizzanti.

Sempre nel campo degli interruttori in aria, un ulteriore tipo, cui si è già fatto riferimento parlando dell'effetto di limitazione della tensione d'arco, è l'interruttore limitatore (fig.III.18).

La limitazione della corrente, come ben noto, si ottiene:

- riducendo al massimo il tempo di separazione dei contatti;
- facendo in modo che la tensione d'arco che nasce all'atto della suddetta separazione raggiunga valori molto elevati, superiori al valore di picco della tensione di alimentazione, così da portare la corrente rapidamente a zero.

La separazione rapida dei contatti si può ottenere in svariati modi; uno dei più semplici ed impiegati è quello in cui la separazione si ottiene sfruttando le forze elettrodinamiche di repulsione che si stabiliscono tra i contatti percorsi dalla corrente di cortocircuito. Per rendersi meglio conto si soffermi l'attenzione sui contatti dell'interruttore e sul percorso della corrente di cortocircuito evidenziati nella fig.III.18 a): i contatti, fisso e mobile, sono percorsi da correnti in senso opposto, il che dà luogo ad una chiara forza repulsiva di natura elettrodinamica tra gli stessi che si va a sommare a quella di natura meccanica di allontanamento normalmente presente; queste due azioni congiunte, ma soprattutto la prima, fanno sì che i contatti si allontanino in modo veramente molto repentino.

Per rendere, poi, particolarmente elevato il valore della tensione d'arco si ricorre a particolari accorgimenti costruttivi delle camere di interruzione; nel caso particolare dell'interruttore limitatore riportato nella fig.III.18, ad esempio, sono presenti due camere di estinzione, una superiore e l'altra inferiore, in cui i due archi, che scoccano tra i punti 1 e 2, vengono inviati per il raffreddamento e l'allungamento.

Gli interruttori in aria sono praticamente gli unici impiegati nei sistemi di prima categoria. Trovano poche applicazioni nel campo dei sistemi di seconda categoria e nessuna nel campo dei sistemi di terza categoria.

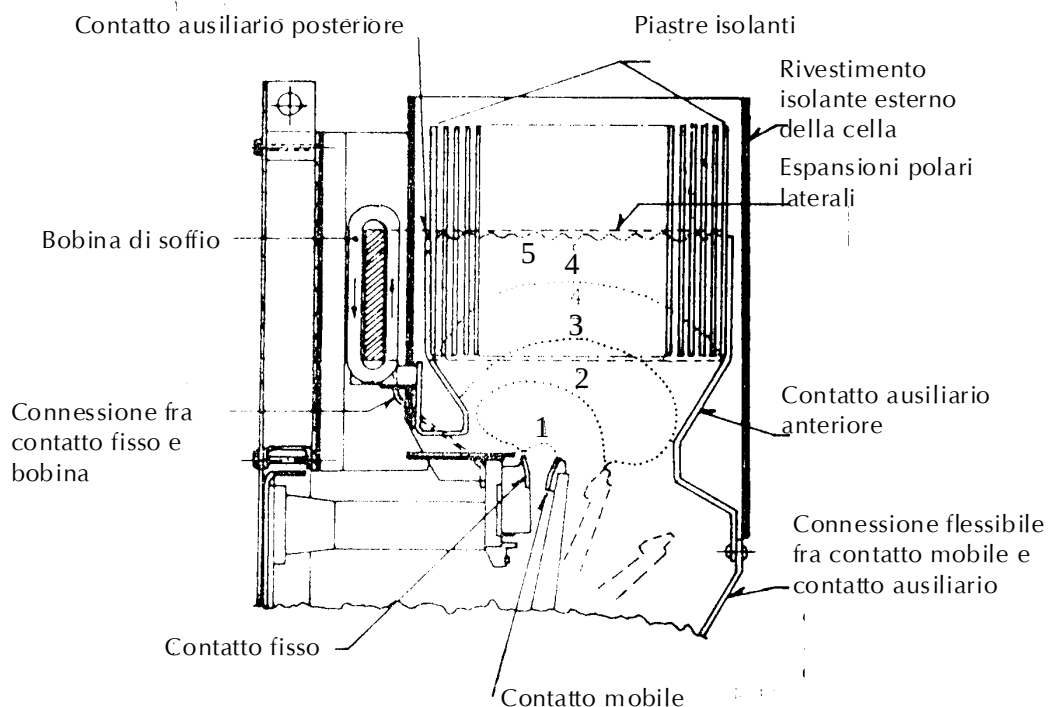


Fig. III.17 Interruttore in aria per media tensione

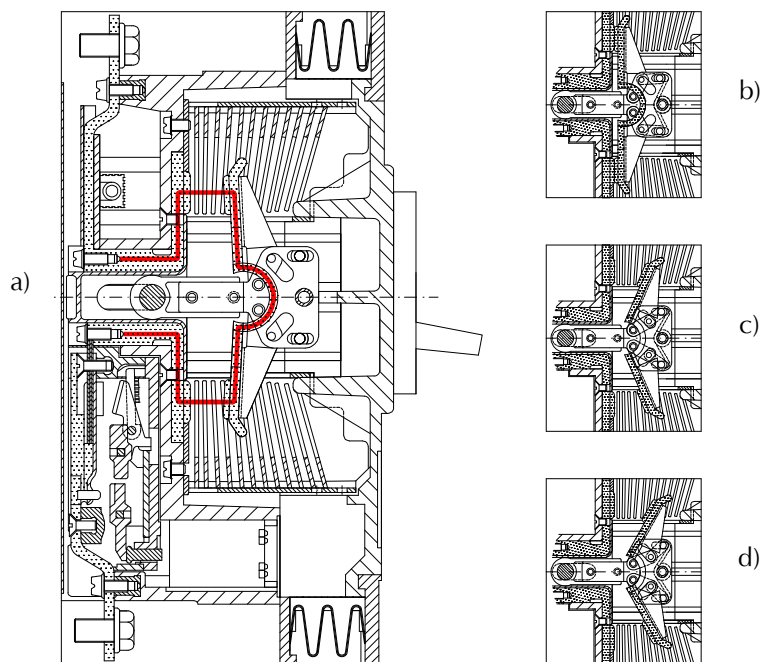


Fig. III.18 Interruttore in aria limitatore per bassa tensione: a) contatti in posizione di interruttore aperto; b), c) e d) fasi di separazione dei contatti

b) Interruttori in olio

In questi interruttori l'arco si forma nell'olio che, a spese dell'energia posseduta dall'arco stesso, si decompone e vaporizza, con produzione di prodotti carboniosi e di una considerevole quantità di idrogeno. Quest'ultimo riveste un ruolo fondamentale nel processo di interruzione, grazie soprattutto alla sua grande conducibilità termica dovuta alla elevata velocità delle sue leggerissime molecole.

Negli interruttori detti in gergo a volume d'olio ridotto (VOR), il processo di interruzione viene confinato entro camere di dimensioni ridotte, dette di interruzione, capaci di sopportare pressioni anche elevatissime (100 ÷ 150 bar).

Per comprendere meglio il meccanismo di interruzione negli interruttori a volume d'olio ridotto, si faccia riferimento, a titolo di esempio, alla fig.III.19, in cui si sono riportate le varie fasi di intervento di uno di questi interruttori supposto dotato di una camera di interruzione a soffiaggio assiale. Al distacco meccanico dei poli scocca l'arco che viene stirato verticalmente nella camera di interruzione che è piena d'olio; l'energia messa in gioco dall'arco determina la decomposizione e la vaporizzazione dell'olio, con notevole produzione di idrogeno, che facilita lo scambio termico tra arco e dielettrico circostante. Nel contempo, attorno all'arco, si ha anche la formazione di bolle, che generano elevati valori di pressione nei pressi dell'arco stesso e, quindi, elevate differenze di pressione tra interno ed esterno della camera di interruzione.

In particolare, le differenze di pressione che si creano tra interno ed esterno della camera hanno un notevole effetto benefico in quanto fanno sì che:

- il gas defluisce rapidamente verso l'esterno attraverso gli ugelli di soffiaggio appositamente previsti e dimensionati;
- viene richiamato all'interno della camera, e quindi a contatto con l'arco, olio fresco, in modo tale che il processo si iteri.

Il processo precedentemente esposto è detto di autosoffiaggio proprio perché è l'arco stesso, con la sua energia, senza interventi dall'esterno, a vaporizzare l'olio ed a creare i gradienti di pressione necessari al ricambio dell'olio stesso.

In questi interruttori è, poi, presente una sorta di autoregolazione, in quanto la massa d'olio interessata al processo di interruzione è proporzionale al calore prodotto e, quindi, all'intensità della corrente da interrompere. Questo effetto di autoregolazione, nel caso di piccole correnti, è benefico perché evita strappamenti dell'arco, anche se in alcuni casi può causare problemi in quanto ritarda il completamento del processo di interruzione.

Quando l'arco si spegne naturalmente per il passaggio per zero della corrente che lo percorre, si ha un rapidissimo ripristino della rigidità dielettrica, grazie soprattutto all'azione dei suaccennati gradienti di pressione (e connessi moti vorticosi dell'olio) che provvedono a sostituire pressoché istantaneamente il dielettrico consumato (olio decomposto) con olio fresco; ne deriva da ciò una curva di ripristino della rigidità dielettrica molto elevata per cui questo tipo di interruttore trova applicazioni particolarmente efficaci laddove si hanno tensioni di ristabilimento a fronte ripido.

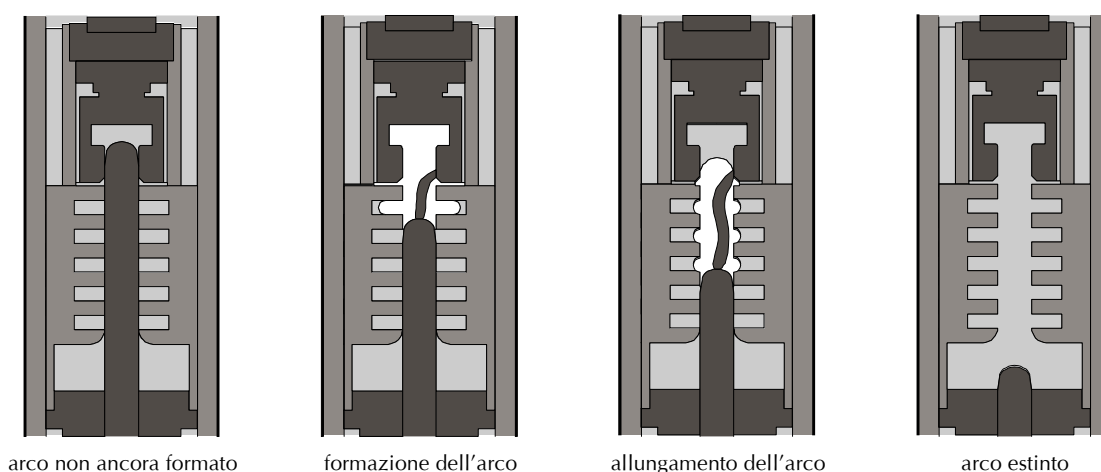


Fig. III.19_Fasi del processo di interruzione in un interruttore a volume d'olio ridotto dotato di camera di interruzione a soffiaggio assiale

Gli interruttori a volume d'olio ridotto, quindi, hanno un ottimo comportamento in presenza di tensioni di ristabilimento con velocità di crescita molto elevata; meno buono può essere il comportamento in presenza di deboli correnti in quanto il succitato meccanismo di autoregolazione potrebbe essere causa di un ritardo nell'interruzione e, quindi, dell'esaltazione delle sovratensioni che si determinano nell'impianto.

Gli interruttori a volume d'olio ridotto, possono essere costituiti da una o più camere di interruzione per polo poste in serie tra loro. Il ricorso alla interruzione multipla si ha al crescere della tensione.

Gli interruttori in olio trovano applicazione nel campo dei sistemi di seconda e terza categoria; non hanno applicazione nei sistemi di prima categoria.

c) Interruttori in aria compressa

In questi interruttori, in generale, all'atto dell'allontanamento dei contatti, e quindi dello scoccare dell'arco, quest'ultimo viene investito da un getto di aria compressa, che lo allunga e lo raffredda, e che, provvede a sostituire, una volta spento l'arco, l'aria ionizzata con aria non ionizzata in pressione.

Gli interruttori in aria compressa oggi trovano impiego molto raramente, perché sono molto rumorosi - il che ne sconsiglia l'uso nei centri abitati - e costosi, e precisamente solo nei sistemi di seconda e terza categoria quando sono richieste prestazioni molto spinte, ad esempio in climi molto rigidi, anche al disotto di $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, dove si può sfruttare l'assenza di tendenza alla liquefazione dell'aria compressa.

d) Interruttori in esafluoruro di zolfo

Gli interruttori ad esafluoruro di zolfo (SF_6) furono introdotti circa 40 anni fa e solo negli ultimi 20 anni hanno avuto un grande sviluppo.

L'interruzione nel gas SF_6 è facilitata dalle seguenti favorevoli caratteristiche di questo gas:

- elevata rigidità dielettrica;
- elevato potere deionizzante;
- elevata conducibilità termica.

Il primo grande pregio dell' SF_6 risiede nell'alto valore della rigidità dielettrica, superiore a quella dell'aria o di altri isolanti gassosi. Questo vantaggio è dovuto alle grandi dimensioni della sua molecola e alla sua capacità di dar luogo a collisioni anelastiche che gli permettono di rallentare efficacemente eventuali elettroni liberi che il campo elettrico tende ad accelerare e che costituiscono, come ben noto, i germi dell'arco.

Alle suddette proprietà collisionali si aggiunge, poi, un'ulteriore proprietà della molecola di SF_6 che è quella di catturare temporaneamente un elettrone libero per formare uno ione negativo, meno mobile e, quindi, meno capace di dar luogo ad ulteriori ionizzazioni. La suddetta attitudine è conseguenza del carattere fortemente elettronegativo del fluoro e dei suoi composti, i cui atomi sono delle vere e proprie "trappole" per gli elettroni. Questa azione di cattura è particolarmente utile quando l'arco si spegne: la formazione immediata, infatti, di ioni, tra l'altro pesanti e poco mobili, fa sì che si abbia un'accelerazione del processo di deionizzazione e, quindi, una elevatissima velocità di ripristino della rigidità dielettrica.

Durante la presenza dell'arco, infine, entrano in gioco le particolari caratteristiche di conducibilità termica dell'SF₆, che viene fortemente raffreddato per convezione e, quindi, ad esso viene sottratta una elevata quantità di energia.

Le proprietà evidenziate in precedenza hanno consentito in questi interruttori l'adozione di una pressione di esercizio più bassa di quella degli interruttori ad aria compressa.

Un esempio di interruttore ad SF₆ è riportato nella fig.III.20: quando il contatto mobile si allontana da quello fisso nasce l'arco. Durante la corsa del contatto mobile verso il basso, l'arco si allunga e nel contempo l'SF₆ contenuto all'interno della camera cilindrica V è compresso dal pistone e soffiato verso la zona in cui è scoccato l'arco. Durante l'operazione di apertura il nucleo dell'arco si dilata e ostacola l'efflusso di gas attraverso i contatti (effetto tappo) causando un ulteriore aumento della pressione nel cilindro; tale effetto è proporzionale all'intensità della corrente da interrompere (effetto di autoregolazione della pressione). All'approssimarsi dello zero di corrente, l'effetto tappo scompare e l'esafluoruro di zolfo in pressione defluisce rapidamente verso l'esterno sottraendo energia all'arco.

È evidente che l'effetto tappo, causato dalla dilatazione del gas ad alta temperatura, è molto utile nel caso di interruzioni di forti correnti, perché, bloccando l'uscita del gas, permette di conservarne all'interno della camera una certa quantità e di accrescere, poi, la pressione a monte, favorendo così il "lavaggio" dell'arco stesso quando l'effetto tappo scompare all'approssimarsi dello zero di corrente.

È evidente, altresì, che nel caso in cui la corrente da interrompere non è molto elevata (ad esempio una debole corrente capacitiva), l'effetto tappo non si produce, con conseguente riduzione delle pressioni in gioco e con il grosso vantaggio di evitare nocivi fenomeni di strappamento dell'arco.

Una corretta progettazione dell'interruttore fa sì da sfruttare l'effetto "tappo" positivamente sia per le alte che per le basse correnti.

La curva di ripristino della rigidità dielettrica in tali interruttori, per i motivi citati all'inizio, si qualifica per una ottima risposta nel caso di tensioni di ristabilimento a fronte ripido.

Ulteriori vantaggi dell'SF₆ risiedono nel fatto che mantiene le caratteristiche dielettriche nel tempo e, quindi, richiede pochissima manutenzione; inoltre, ha modeste dimensioni d'ingombro.

A fronte di tutti i succitati vantaggi, l'SF₆ pone qualche problema, e cioè:

- mentre l'SF₆ non è tossico, i prodotti della sua decomposizione sono aggressivi specie quando sono presenti anche minime tracce di umidità;
- a una pressione di 18 atm, l'SF₆ diventa liquido alla temperatura di 14 °C, per cui se l'interruttore funziona a questa pressione e deve essere usato all'aperto, deve essere riscaldato.

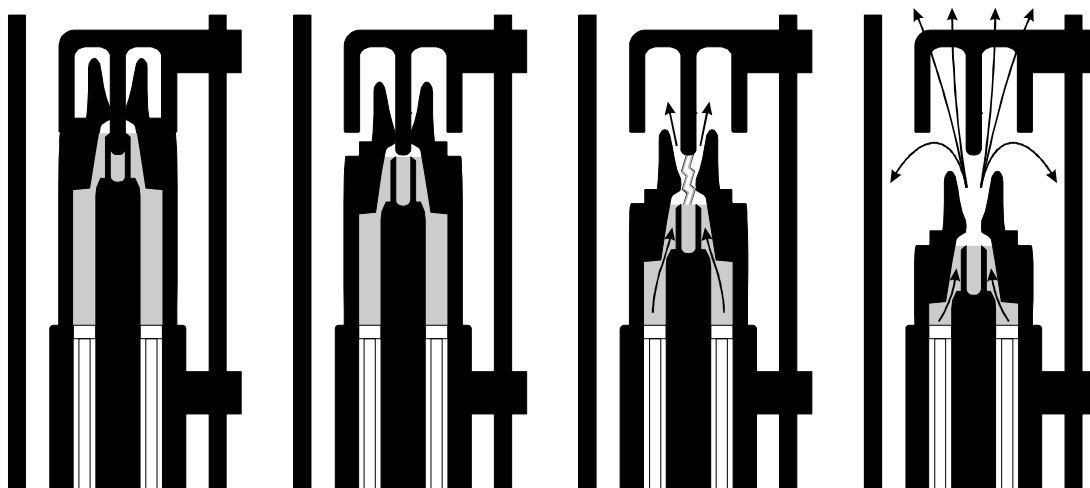


Fig. III.20_Fasi di apertura di un polo di un interruttore ad esafluoruro di zolfo

Anche negli interruttori ad SF₆, possono essere presenti più camere di interruzione al crescere della tensione, in modo simile al caso degli interruttori a volume d'olio ridotto.

Nel campo dei sistemi di terza categoria, infine, l'SF₆, grazie alle sue eccezionali caratteristiche dielettriche e termiche, ha trovato un vastissimo impiego nel campo delle stazioni blindate: in queste ultime, tutti i componenti della stazione, come si vedrà in dettaglio in una parte successiva del corso, e cioè gli interruttori, le sbarre, i sezionatori, sono racchiusi all'interno di un contenitore metallico connesso a terra. L'isolamento tra le varie parti è garantito da un dielettrico, nel nostro caso l'SF₆, con il vantaggio di poter ridurre considerevolmente le distanze d'isolamento e, quindi, l'ingombro.

e) Interruttori sotto vuoto

Il meccanismo di interruzione nel vuoto è essenzialmente diverso da quello di tutti gli altri tipi di interruttori. In presenza di un dielettrico "materiale", l'arco è, infatti, mantenuto dagli elettroni dello stesso. Il vuoto è, invece, un dielettrico ideale, per cui, idealmente, non dovrebbe nascere alcun arco; le sue eccezionali caratteristiche di rigidità dielettrica, infatti, non sono dovute, ad esempio, alla capacità che ha un gas di dar luogo a collisioni

anelastiche che tolgono energia agli elettroni, ma al fatto che nel vuoto di collisioni non ce ne sono teoricamente per nulla e, pertanto, non si può innescare il processo di formazione a valanga degli elettroni che sostengono l'arco. Nella realtà l'arco è presente anche negli interruttori sotto vuoto; esso è sostenuto da vapori metallici emessi dalle superfici dei contatti al momento della loro separazione, a causa del riscaldamento che si genera sulle superfici degli stessi: è proprio, infatti, il vapore metallico ionizzato proveniente dallo strato superficiale dei contatti che costituisce il veicolo di propagazione dell'arco.

Nella fig.III.21 è riportata una tipica realizzazione di una camera di interruzione di un interruttore sotto vuoto.

All'interno della camera, oltre ai soliti contatti, fisso e mobile, è montato uno schermo metallico sul quale, come si vedrà, si depositano i vapori metallici emessi dai contatti.

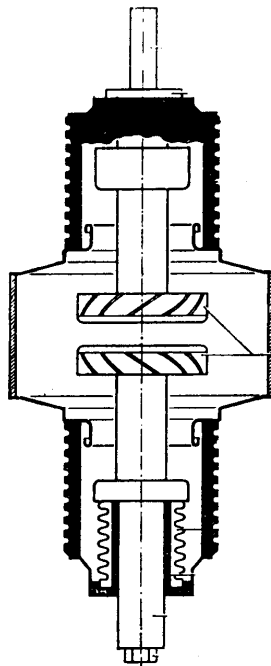


Fig. III.21_Camera di interruzione di un interruttore sotto vuoto

Quando inizia l'allontanamento dei contatti nel vuoto, il passaggio della corrente attraverso le piccole asperità superficiali degli stessi causa la formazione di vapore metallico, il quale sostiene l'arco che si stabilisce dopo la loro separazione.

Quando la corrente passa per lo zero, l'arco si estingue, cessa l'asportazione di particelle metalliche dai contatti e quelle che erano presenti nell'arco si condensano sui

contatti e sullo schermo metallico all'uopo predisposto. Il ripristino della rigidità dielettrica ha luogo in pochi μs .

Grazie agli elevati valori di rigidità dielettrica, gli interruttori sotto vuoto hanno ingombri molto ridotti, potendosi ridurre la distanza tra i contatti a interruttore aperto.

Le eccezionali caratteristiche di ripristino di questi interruttori fanno, quindi, sì che essi presentino un comportamento veramente buono in caso di tensioni di ristabilimento a fronte ripido; meno buono è, invece, il comportamento in caso di piccole correnti, in quanto in questi casi si può avere una ridotta produzione di vapori metallici e, quindi, uno strappamento dell'arco con conseguenti sovratensioni.

Gli interruttori sotto vuoto hanno fatto la loro prima comparsa nel campo dei sistemi di seconda categoria e qui hanno trovato le loro principali applicazioni, inizialmente limitate dai maggiori costi.

4.2 Sezionatori

Il sezionatore, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.22, è un apparecchio di manovra capace di:

- interrompere e stabilire una corrente in un circuito sano, ma di entità trascurabile;
- portare correnti in un circuito sano e, per una durata determinata, in un circuito guasto.



Fig. III.22_Simbolo grafico C.E.I. del sezionatore

Per quanto riguarda le correnti che il sezionatore è in grado di interrompere o stabilire, esse devono essere di modesta entità, ad esempio quelle capacitive di isolatori, sbarre o cavi di breve lunghezza. Per questo motivo, l'intervento di un sezionatore è preceduto o seguito, rispettivamente, dall'intervento di un altro apparecchio di manovra, tipicamente un interruttore, in grado di rendere di modesta entità l'intensità della corrente che il sezionatore è chiamato ad interrompere o stabilire. Quindi:

- l'apertura di un sezionatore è preceduta dall'apertura di un interruttore;

- la chiusura di un sezionatore è seguita dalla chiusura di un interruttore.

Il sezionatore, così come l'interruttore, è caratterizzato da due posizioni stabili di funzionamento (sezionatore chiuso e sezionatore aperto).

Il principale motivo che giustifica la presenza dei sezionatori nei sistemi elettrici è legato al fatto che ogni volta che su un componente elettrico devono eseguirsi operazioni di sostituzione o riparazione o manutenzione è necessario avere, per ovvii motivi di sicurezza, la certezza che il componente su cui l'operatore interviene sia isolato elettricamente dalla parte rimanente del sistema elettrico. Questa certezza si ottiene con i sezionatori, in quanto essi, in posizione di aperto, soddisfano le prescrizioni specificate dalle norme per la cosiddetta funzione di sezionamento.

Gli apparecchi di manovra che soddisfano le prescrizioni specificate per la funzione di sezionamento, infatti:

- devono assicurare, nella posizione di aperto, adeguate distanze di isolamento in aria e superficiali;
- devono essere tali da poter verificare la loro posizione di aperto in modo visibile o mediante un dispositivo indicatore affidabile.

Per quanto riguarda le distanze di isolamento, esse garantiscono che una eventuale sovratensione che si presenta nel sistema elettrico quando il sezionatore è in posizione di aperto non dia luogo ad una scarica tra i poli dello stesso.

Per quanto riguarda la verifica della posizione di aperto, essa garantisce la certezza che il componente su cui interviene l'operatore sia effettivamente isolato dalla parte restante del sistema elettrico.

Esiste una ulteriore prescrizione delle norme che impone l'impiego di un particolare tipo di sezionatore allorché un operatore interviene su di una linea elettrica; tale prescrizione recita che in tali casi la linea deve essere collegata a terra, sempre per motivi di sicurezza, affinché non vi siano su di essa tensioni dovute a cariche residue o indotte. Per ottemperare alla suddetta prescrizione vengono impiegati i sezionatori di terra, che sono interbloccati con quelli messi in serie alla linea, onde impedire false manovre.

La fig.III.23 mostra le posizioni di aperto e chiuso di due coppie di sezionatori posti alle estremità di una generica linea, nel caso di linea in funzionamento e nel caso di intervento sulla stessa.

Un ultimo campo di impiego dei sezionatori riguarda il caso in cui si vogliano modificare schemi di impianto al fine di ottemperare a diverse esigenze di servizio.

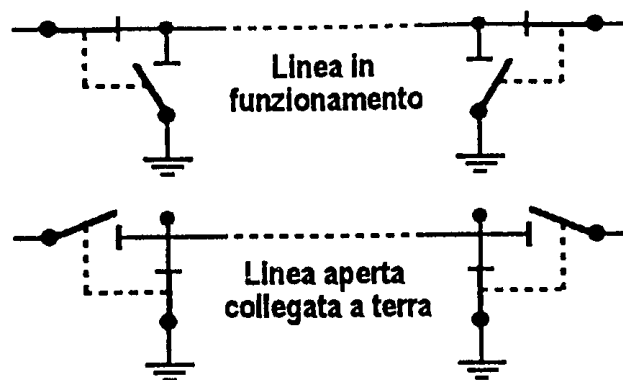


Fig. III.23_Sezionatori di terra

4.2.1 Classificazione e descrizione

I sezionatori possono essere classificati, a seconda delle loro caratteristiche costruttive, in:

- sezionatori a coltelli;
- sezionatori a rotazione;
- sezionatori a pantografo;
- sezionatori a ginocchio.

I sezionatori a coltelli trovano applicazione nei sistemi di prima, seconda e terza categoria, quelli a rotazione nei sistemi di seconda e terza categoria, quelli a pantografo e a ginocchio nei sistemi di terza categoria.

a) Sezionatori a coltelli

Nella fig.III.24 è riportato un esempio di sezionatore a coltelli per sistemi di prima e seconda categoria. Tale sezionatore è costituito dalla lama 6 (coltello), incernierata nel punto 4, che può ruotare di un angolo sufficiente a garantire la distanza di isolamento; la lama è collegata al circuito esterno 3 attraverso la cerniera 4 ed il contatto metallico 5, con il tutto sostenuto dagli isolatori 2. Il coltello può essere manovrato con comando diretto o rinviato; quest'ultima soluzione si impiega quando l'organo che comanda l'apertura del sezionatore non è posto in prossimità, ma ad una certa distanza dal sezionatore stesso. In questi sezionatori, al crescere della corrente nominale, si impiegano più lame in parallelo.

Si fa notare che il sezionatore è montato in modo tale che la cerniera 4 risulti, a sezionatore aperto, dal lato non in tensione.

In alcuni casi i sezionatore a coltelli trovano impiego anche nei sistemi di terza categoria. In questi sezionatori, per ogni fase, sono presenti due colonne isolanti portanti, una colonnina di manovra ed un coltello che, in fase di intervento, subisce un movimento di rotazione verso l'alto.

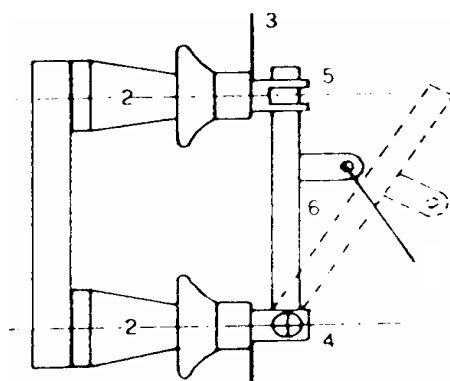


Fig. III.24_Sezionatore a coltelli per sistemi di prima e seconda categoria

b) Sezionatori a rotazione

I sezionatori a rotazione possono essere a due o tre colonne.

Nei sezionatori a due colonne (fig.III.25) ognuna delle colonne è dotata di movimento di rotazione su un asse verticale e porta in sommità un semicoltello. La continuità elettrica in posizione di chiuso si ha incernierando tra loro le due estremità dei semicoltelli. Questi sezionatori sono detti a semplice interruzione, in quanto con essi si interrompe il circuito elettrico in cui sono inseriti in un sol punto.

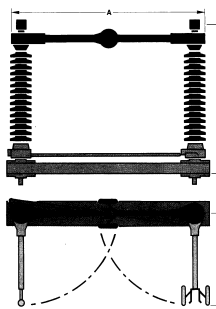


Fig. III.25_Sezionatore a rotazione a due colonne

Nei sezionatori a tre colonne (fig.III.26) sono presenti due colonne fisse di estremità ed una terza centrale che sostiene e fa ruotare un unico coltello secondo un movimento che si svolge in un piano orizzontale. La continuità elettrica in posizione di chiuso si ha incernierando le due estremità del coltello su appositi contatti disposti sulle due colonne fisse.

Questi sezionatori sono detti a doppia interruzione, in quanto con essi si interrompe il circuito elettrico in cui sono inseriti in due punti.

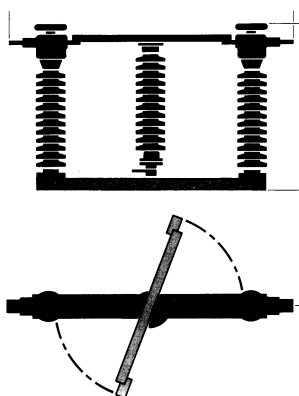


Fig. III.26_Sezionatore a rotazione a tre colonne

c) Sezionatori a pantografo e a ginocchio

I sezionatori a pantografo presentano un sezionamento verticale e consentono ingombri ridotti. Quelli a ginocchio sono del tutto simili a quelli a pantografo con la sola differenza che il movimento di apertura/chiusura è orizzontale e non verticale. Questo tipo di sezionatori è impiegato solo nei sistemi di III categoria.

4.3 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori (IMS)

Gli interruttori di manovra, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.27, sono apparecchi di manovra capaci di:

- interrompere correnti in un circuito sano, incluse, quindi, specificate condizioni di sovraccarico;
- stabilire correnti in un circuito sano o guasto;
- portare correnti in un circuito sano e, per una durata determinata, in un circuito guasto.

Dalla suindicata definizione appare chiaro che gli interruttori di manovra svolgono tutte le funzioni degli interruttori tranne quella di interrompere correnti di cortocircuito.



Fig. III.27_Simbolo grafico C.E.I. dell'interruttore di manovra

Gli interruttori di manovra-sezionatori, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.28, svolgono le stesse funzioni degli interruttori di manovra ed in più, nella posizione di aperto, soddisfano le prescrizioni specificate per la funzione di sezionamento. Questi apparecchi, nel gergo usuale, sono chiamati “sezionatori sottocarico”.



Fig. III.28_Simbolo grafico C.E.I. dell'interruttore di manovra-sezionatore

L'interruttore di manovra-sezionatore, così come l'interruttore di manovra, è caratterizzato da due posizioni stabili di funzionamento (interruttore di manovra-sezionatore chiuso e interruttore di manovra-sezionatore aperto).

Per questi apparecchi è possibile definire dei valori limite di corrente che sono in grado di interrompere in un circuito sano e di stabilire in un circuito guasto. In particolare, vengono introdotti nelle norme, in modo analogo a quanto fatto per gli interruttori, sia un potere di interruzione che un potere di chiusura: per il potere di interruzione, non essendo questi apparecchi in grado di interrompere correnti di cortocircuito, si fa riferimento al valore efficace della più elevata componente simmetrica della corrente in un circuito sano che essi sono in grado di interrompere; per il potere di chiusura vale la stessa definizione data per gli interruttori.

Gli interruttori di manovra-sezionatori vengono impiegati principalmente per aprire un circuito con correnti che interessano:

- carichi prevalentemente attivi;

- circuiti ad anello;
- trasformatori a vuoto;
- condensatori;
- cavi a vuoto e linee aeree di lunghezza limitata;
- motori.

4.3.1 Classificazione e descrizione

Gli interruttori di manovra-sezionatori si classificano in base al mezzo impiegato per l'estinzione dell'arco. Si hanno, infatti :

- interruttori di manovra-sezionatori in aria a pressione atmosferica;
- interruttori di manovra-sezionatori autopneumatici;
- interruttori di manovra-sezionatori ad autotrasformazione di gas;
- interruttori di manovra-sezionatori in esafluoruro di zolfo (SF₆).

a) Interruttori di manovra-sezionatori in aria a pressione atmosferica

In questo tipo l'interruzione dell'arco è ottenuta sfruttando tutti gli accorgimenti che portano ad un allungamento e raffreddamento dell'arco (contatti a corna, soffio magnetico, etc.). Nella fig.III.29 ne è riportato un esempio che, per la sua configurazione, è detto "a corna" e che viene impiegato in Italia nelle linee elettriche presenti nei sistemi di seconda categoria. Questi apparecchi sono dotati di due terne di isolatori che sono di ammarro per la linea che si vuole sezionare; esiste, poi, una terza terna di isolatori, quella centrale, la cui rotazione determina l'apertura o chiusura dell'apparecchio: quando, infatti, la terna centrale è ruotata verso sinistra l'interruttore di manovra-sezionatore è in posizione di chiuso, mentre quando essa è ruotata verso destra l'interruttore di manovra-sezionatore è in posizione di aperto.

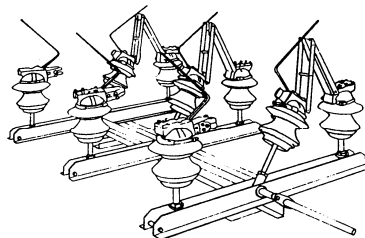


Fig. III.29_ Interruttore di manovra-sezionatore in aria a pressione atmosferica

b) Interruttori di manovra-sezionatori ad autotrasformazione di gas

Negli interruttori di manovra-sezionatori ad autotrasformazione di gas, di cui la fig.III.30 riporta un esempio, l'estinzione dell'arco avviene entro camere di materiale speciale che, a contatto dell'arco, emettono un gas che deionizza l'arco stesso.

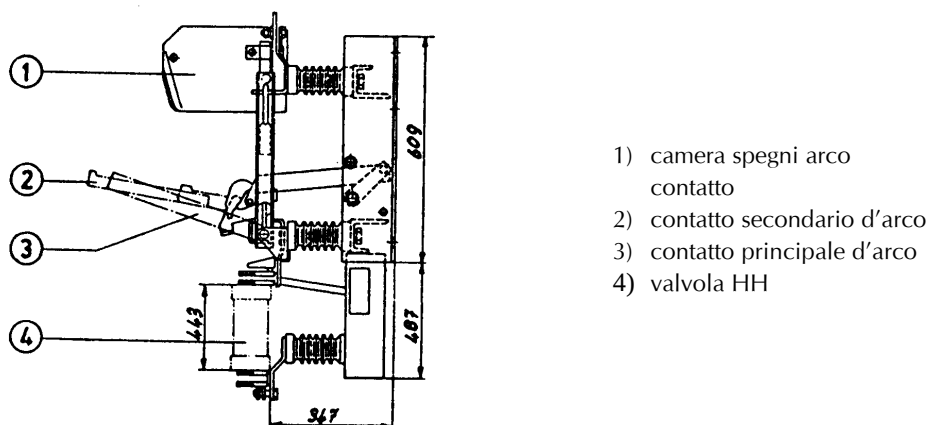


Fig. III.30 Interruttore di manovra-sezionatore ad autotrasformazione di gas

c) Interruttori di manovra-sezionatori autopneumatici

Negli interruttori di manovra-sezionatori autopneumatici all'atto dell'allontanamento del contatto mobile da quello fisso scocca l'arco, che viene investito da un soffio d'aria compressa che defluisce violentemente lungo lo stesso investendolo assialmente, allungandolo e raffreddandolo. L'aria compressa viene ottenuta da un pistone che si aziona all'atto dell'apertura dell'apparecchio.

d) Interruttori di manovra-sezionatori in esafluoruro di zolfo (SF6).

Negli interruttori di manovra-sezionatori in SF6 viene impiegato quale mezzo di estinzione dell'arco e di isolamento tra le parti a differente tensione l'SF6. Per i motivi già evidenziati nel caso degli analoghi interruttori, con tali apparecchi si realizzano soluzioni estremamente compatte.

4.4 Contattori

I contattori, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.31, sono apparecchi di manovra capaci di interrompere, stabilire e portare correnti in condizioni normali del circuito elettrico, incluse, quindi, specificate condizioni di sovraccarico.



Fig. III.31_Simbolo grafico C.E.I. del contattore

Mentre tutti gli apparecchi di manovra finora considerati sono caratterizzati da due posizioni di riposo (aperto e chiuso) e passano dall'una all'altra posizione con un comando manuale o non manuale, i contattori hanno una sola posizione di riposo, generalmente quella di aperto, e passano nell'altra posizione solo grazie ad una azione di comando non manuale, mantenuta da una sorgente di energia ausiliaria.

Per i contattori è possibile definire solo dei valori limite di corrente che sono in grado di interrompere e di stabilire in un circuito sano. In particolare, vengono introdotti nelle norme sia un potere di interruzione che un potere di chiusura: non essendo i contattori in grado di interrompere o stabilire correnti di cortocircuito, per le suddette grandezze si fa riferimento al valore efficace della più elevata corrente in un circuito sano che essi sono in grado di interrompere o stabilire.

I contattori, il cui impiego nelle reti di distribuzione pubblica è molto limitato, vengono impiegati prevalentemente per il comando di dispositivi utilizzatori dell'energia elettrica, inoltre, possono essere facilmente telecomandati, il che li rende molto utili nel comando a distanza, ad esempio:

- motori;
- condensatori;
- reostati;
- lampade.

Il contattori sono apparecchi di manovra in grado di compiere un numero elevatissimo di manovre senza che si abbia eccessiva usura dei contatti; per questo motivo, tra l'altro, sono spesso associati agli interruttori per evitare che questi vengano impiegati per frequenti aperture di correnti in condizioni normali del circuito.

4.4.1 Classificazione e descrizione

I contattori usualmente vengono classificati in due modi:

- in base alla categoria di utilizzazione;
- in base alle caratteristiche costruttive.

Il primo tipo di classificazione fa riferimento alle tipiche applicazioni cui i contattori sono destinati. Ad esempio, nel caso di contattori per sistemi di prima categoria le norme suggeriscono una classificazione, in parte riportata nella tab.III.2.

Tab. III.2_Alcune categorie di utilizzazione dei contattori per sistemi di prima categoria

Natura della corrente	Categoria di Utilizzazione	Applicazioni tipiche
Corrente alternata	AC-1	Carichi non induttivi o debolmente induttivi, forni a resistenza
	AC-2	Motori ad anello: avviamento, arresto
	AC-3	Motori a gabbia: avviamento, arresto del motore durante la marcia
	AC-4	Motori a gabbia: avviamento, frenatura in controcorrente, manovra a impulsi
	.	.
Corrente continua	DC-1	Carichi non induttivi o debolmente induttivi, forni a resistenza
	DC-2	<i>Motori in derivazione: avviamento, frenatura in controcorrente, manovre ad impulsi. Frenatura dinamica di motori in corrente continua.</i>
	.	.

È importante osservare che le Norme associano a ciascuna categoria di utilizzazione ben precisi valori dei poteri di interruzione e di chiusura, con la conseguenza che non è necessario nei contattori indicare esplicitamente tali grandezze, ma basta indicare la categoria di utilizzazione cui sono destinati.

La classificazione dei contattori in base alle caratteristiche costruttive, cui si farà riferimento nel seguito, li distingue in:

- contattori elettromagnetici;
- contattori pneumatici;
- contattori elettropneumatici;

- contattori sotto vuoto;
- contattori a semiconduttori.

a) Contattori elettromagnetici

Nei contattori elettromagnetici, di cui la fig.III.32 è un esempio, la forza per la chiusura dei contatti normalmente aperti è fornita da un elettromagnete, costituito da un nucleo fisso 1, da una ancora mobile 3 e da una bobina 2. Quando la bobina non è percorsa da corrente, l'ancora mobile è spostata verso destra e la molla di rimando 7 tiene il contatto mobile 4 lontano da quello fisso 5: il contactore è in posizione di aperto.

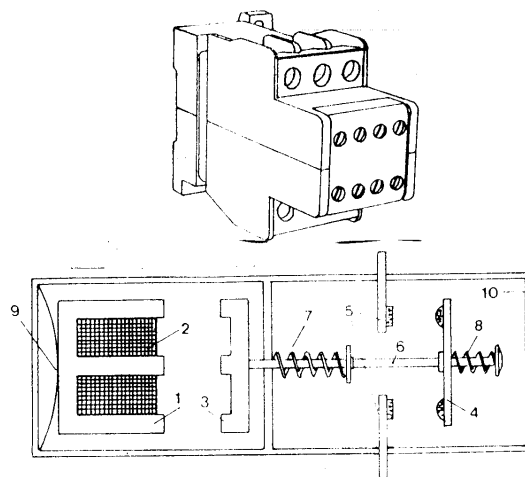


Fig. III.32_Contattore elettromagnetico

Quando la bobina è percorsa da corrente si ha lo spostamento per attrazione dell'ancora mobile 3 verso sinistra, con la conseguente chiusura del contatto mobile su quello fisso: il contactore passa in posizione di chiuso e permane in tale posizione fino a quando la bobina è percorsa da corrente.

b) Contattori pneumatici

Nei contattori pneumatici la forza per la chiusura dei contatti normalmente aperti o per l'apertura di quelli normalmente chiusi è fornita da un dispositivo che utilizza aria compressa, senza l'impiego di dispositivi elettrici.

c) Contattori elettropneumatici

Nei contattori elettropneumatici la forza per la chiusura dei contatti normalmente aperti o per l'apertura di quelli normalmente chiusi è fornita da un dispositivo che utilizza aria compressa e che è comandato da valvole azionate elettricamente.

d) Contattori sotto vuoto.

Nei contattori sotto vuoto, di cui la fig.III.33 è un esempio, i contatti principali aprono e chiudono entro un involucro sotto vuoto. In questi contattori la forza per la chiusura dei contatti normalmente aperti o per l'apertura di quelli normalmente chiusi è fornita da un elettromagnete.

I contattori sotto vuoto, così come gli analoghi interruttori, trovano impiego nei sistemi di seconda categoria.

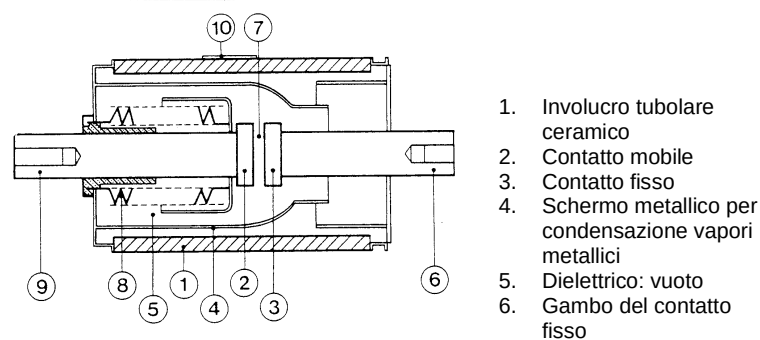


Fig. III.33_Contattore sotto vuoto

e) Contattori a semiconduttori.

Questi contattori, di cui la fig.III.34 è un esempio, impiegano componenti a semiconduttore per interrompere o stabilire corrente.

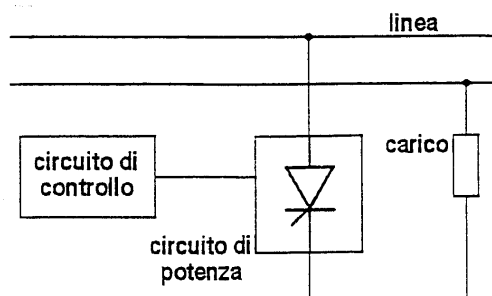


Fig. III.34_Contattore a semiconduttori

Nel contattore della fig.III.34 sono presenti due tiristori in antiparallelo che connettono o sconnettono il carico dalla linea; in particolare, il circuito di controllo comanda l'accensione o meno della coppia di tiristori del circuito di potenza a seconda che si voglia o meno collegare il carico alla linea.

4.5 Fusibili

Il fusibile, il cui simbolo grafico C.E.I. è riportato nella fig.III.35, è in grado di interrompere le correnti di sovraccarico e di cortocircuito. È un apparecchio che, mediante la fusione di una sua parte, interrompe automaticamente la corrente nel circuito in cui è inserito quando questa supera un determinato valore per una durata sufficiente.



Fig. III.35_Simbolo grafico C.E.I. di un fusibile

Il fusibile presenta caratteristiche costruttive e un principio di funzionamento completamente diversi da quelli degli altri apparecchi di manovra. In esso, infatti, non sono presenti i contatti, fisso e mobile, che allontanandosi determinano l'interruzione della corrente; è, invece, presente una "parte sottile" (fig.III.36), detta elemento fusibile, che è costituita da uno o più conduttori a forma di filo o di nastro, e che, fondendo, determina, secondo un meccanismo che si analizzerà in dettaglio nel seguito, l'interruzione della corrente. È evidente che, affinché l'elemento fusibile fonda è necessario che entri in gioco una opportuna quantità di energia termica; questo è il motivo per cui, nella definizione di fusibile precedentemente data, compare esplicitamente il fatto che la corrente che percorre il circuito può essere interrotta solo se supera un determinato valore per una durata sufficiente.

Poiché l'intervento del fusibile è legato alla fusione di una sua parte (l'elemento fusibile) e poiché il processo di fusione è irreversibile, ne consegue che il fusibile, una volta intervenuto, va sostituito: questo è il suo principale inconveniente.

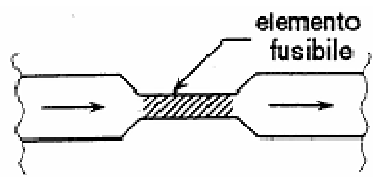


Fig. III.36_Rappresentazione schematica dell'elemento fusibile

Nel seguito, prima di classificare e descrivere i fusibili, verranno esaminati:

- il principio di funzionamento;
- le curve caratteristiche di funzionamento.

È necessario studiare il principio di funzionamento dei fusibili poiché, per quanto evidenziato in precedenza, esso si discosta sostanzialmente da quello degli altri apparecchi di manovra; lo studio, poi, delle curve caratteristiche è indispensabile al progettista, in quanto esse forniscono informazioni indispensabili quando si vuole inserire un fusibile in un impianto elettrico.

4.5.1 Principio di funzionamento

Per comprendere il principio di funzionamento di un fusibile si faccia riferimento, a titolo di esempio e per chiarezza di esposizione, alla fig.III.37 in cui è rappresentato schematicamente un particolare tipo di fusibile, detto a cartuccia; si farà riferimento a questo tipo di fusibile in quanto è quello di gran lunga più diffuso e, comunque, il suo studio consente di porre in evidenza i principali fenomeni che interessano il funzionamento di tutti i fusibili.

Nel fusibile a cartuccia, l'elemento fusibile - che è una sottile lama di argento o rame dotata, in genere, di strozzature - è circondato da materiale di spegnimento granuloso (in genere silicio); il tutto è incorporato in un involucro di ceramica chiuso all'estremità da due contatti metallici, destinati alla connessione elettrica del fusibile al circuito esterno.

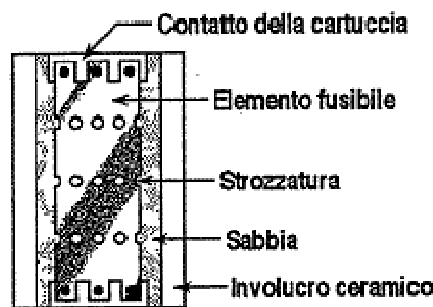


Fig. III.37_Fusibile a cartuccia

Quando il fusibile è percorso da una corrente superiore ad un valore prefissato per una durata sufficiente, la temperatura in alcune parti dell'elemento fusibile (fig.III.37), nel caso in esame in corrispondenza delle sue strozzature, cresce fino a raggiungere la temperatura di fusione, con la conseguenza che l'elemento fusibile inizia a fondere e, poi, a evaporare secondo un processo che è chiaramente irreversibile. Il periodo che va dall'inizio della sovracorrente all'istante in cui cominciano a scoccare i primi archi (AN nella fig.III.38 a), prende il nome di fase di pre-arco.

Successivamente, con il progredire della fusione e della evaporazione all'intero elemento fusibile, si ha la nascita di un unico arco generalizzato a tutto l'elemento (AG nella fig.III.38 b). Il periodo che va dall'istante in cui scocca il primo arco all'estinzione definitiva dell'arco generalizzato, prende il nome di fase d'arco. In questa fase assume un ruolo fondamentale la sabbia che circonda l'elemento fusibile, in quanto essa assorbe la maggior parte dell'energia termica prodotta dall'arco e lo fraziona, provocandone rapidamente lo spegnimento.

Una volta estinto l'arco, circola nel fusibile, attraverso la massa di sabbia fusa e di residui metallici dell'elemento fusibile, una debole corrente di conduzione che, dopo pochi istanti, cessa di circolare. Il periodo interessato da tale fenomeno è detto fase di post-arco.

In conclusione, le varie fasi che interessano il funzionamento di un fusibile, che saranno esaminate più in dettaglio nel seguito, sono:

- fase di pre-arco;
- fase d'arco;
- fase di post-arco.

La fase di pre-arco ha una durata detta, appunto, di pre-arco, quella d'arco ha una durata detta d'arco; la somma delle durate di pre-arco e d'arco è detta durata di funzionamento o di interruzione.

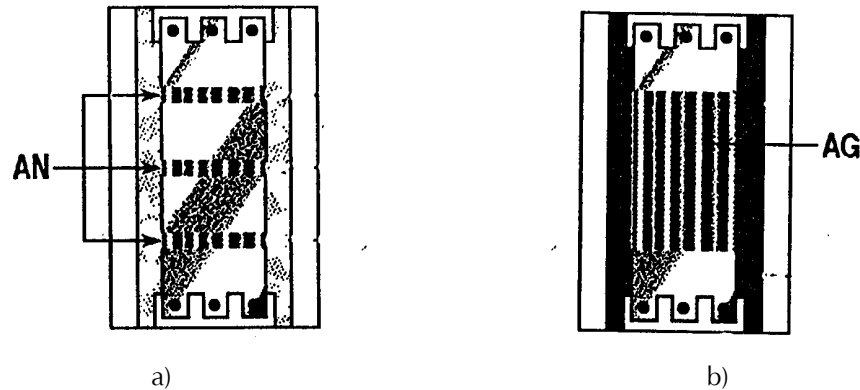


Fig. III.38_Varie fasi di funzionamento di un fusibile a cartuccia

a) Fase di pre-arco

Durante la fase di pre-arco, si ha in successione:

- il riscaldamento dell'elemento fusibile e delle sue strozzature fino a raggiungere la temperatura di fusione;
- la fusione;
- il riscaldamento fino a raggiungere la temperatura di evaporazione;
- l'evaporazione.

In questa fase la caduta di tensione ai capi del fusibile si mantiene molto bassa e l'andamento nel tempo della corrente non subisce modifiche per la presenza del fusibile.

Quando l'intensità della sovracorrente non è molto elevata, il suindicato processo non si può considerare adiabatico e l'elemento fusibile trasmette calore per conduzione, longitudinalmente verso i conduttori propriamente detti cui il fusibile è posto in serie e trasversalmente verso il mezzo in cui l'elemento fusibile è immerso. In questi casi la durata di pre-arco è significativa ed è tanto più elevata quanto minore è il valore della sovracorrente che interessa il fusibile.

Quando, invece, la sovracorrente comincia a diventare sufficientemente elevata il fenomeno si svolge in un intervallo di tempo tanto breve da poter considerare trascurabile la quantità di calore trasmessa ai conduttori o al mezzo circostante e si ha, quindi, un

riscaldamento adiabatico dell'intero elemento fusibile. In tali condizioni si dimostra che l'integrale:

$$W_p = \int_0^{t_p} i^2 dt = K^2 S^2 \quad (\text{III.9})$$

non dipende dall'andamento nel tempo della corrente di cortocircuito, ma è una costante peculiare del fusibile; al coefficiente K^2 si dà, impropriamente, il nome di costante di fusione.

b) Fase d'arco

La fase d'arco ha inizio, come già detto, nell'istante in cui compare il primo arco elettrico ed ha fine allorquando l'arco generalizzato si estingue. In questa fase è presente ai capi del fusibile la tensione d'arco, che svolge una chiara azione limitatrice della corrente.

L'azione limitatrice della corrente di cortocircuito da parte della tensione d'arco è particolarmente utile nel caso di interruzione di correnti di cortocircuito. Se, infatti, la tensione d'arco assume valori sufficientemente elevati (maggiori del valore massimo della tensione di alimentazione), essa impedisce, in modo del tutto analogo a quanto accade negli interruttori limitatori, che la corrente di cortocircuito raggiunga il valore massimo della corrente di cortocircuito presunta (fig.III.39).

Nella fig. III.39 si è indicato con t_a la durata d'arco e con t_t la durata di interruzione; gli altri simboli hanno lo stesso significato di quelli adottati nella fig.III.11 per il caso degli interruttori limitatori.

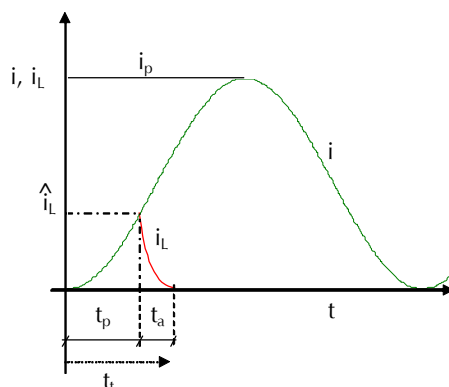


Fig. III.39_Effetto limitatore della corrente di cortocircuito da parte di un fusibile

È interessante osservare sin d'ora che nel caso di sovracorrenti di elevato valore la durata di pre-arco e la durata d'arco sono dello stesso ordine di grandezza. Nel caso, invece, di interruzione di sovracorrenti di valore non elevato, poichè la durata di pre-arco assume valori decisamente più elevati mentre quella d'arco rimane dell'ordine della decina di ms, si ha che la durata di pre-arco è notevolmente più grande di quella d'arco.

Nella fase d'arco riveste un ruolo fondamentale la sabbia che circonda l'elemento fusibile. Essa, infatti:

- assorbe la maggior parte dell'energia termica prodotta dall'arco durante l'interruzione e lo fraziona fortemente, contribuendo così in modo determinante alla sua estinzione;
- forma uno schermo, nei riguardi dell'involucro della cartuccia, limitando effetti termici e meccanici dell'arco;
- costituisce, grazie alla sua porosità, un mezzo di dispersione controllata del metallo vaporizzato dell'elemento fusibile, il che facilita la perdita di continuità elettrica del canale liquido che si crea a seguito della fusione dell'elemento fusibile.

c) Fase di post-arco

Una volta estinto l'arco, è presente nel fusibile una miscela di sabbia fusa mescolata a vapore metallico, che ha una proprietà particolarmente utile nella fase di post-arco: essa possiede una conducibilità a caldo non trascurabile, il che permette di far circolare attraverso il fusibile, una volta che si è estinto l'arco, una debole corrente di conduzione. Questa corrente residua è giovevole, in quanto, nei primi istanti successivi allo spegnimento dell'arco, limita la tensione di ristabilimento che compare ai capi del fusibile.

La stessa miscela ha un'ulteriore proprietà fondamentale utile nella fase immediatamente successiva a quella di circolazione della piccola corrente di conduzione. Essa, infatti, ha un elevato valore di resistenza a freddo (di svariati ordini di grandezza superiore del valore a caldo), per cui quando la miscela si raffredda, la debole corrente di conduzione si annulla immediatamente e termina, quindi, in maniera definitiva il processo di interruzione del fusibile.

4.5.2 Curve caratteristiche di funzionamento

Nel caso dei fusibili, le grandezze che si è interessati a conoscere sono:

- le durate, o più semplicemente i tempi, di pre-arco t_p e di funzionamento $t_t=t_p+t_a$;
- il valore di picco della corrente limitata $\hat{I}_L$;
- gli integrali di Joule, detti nel gergo usuale sinteticamente " I^2t ", nella fase di pre-arco e nell'intero periodo di funzionamento:

$$W_p = \int_0^{t_p} i^2 dt \qquad W_t = \int_0^{t_t} i^2 dt .$$

È solo il caso di osservare che tra le varie grandezze di interesse citate mancano il tempo d'arco e l'integrale di Joule relativo alla fase d'arco, in quanto esse possono ricavarsi, per differenza, una volta noti, rispettivamente, i tempi di pre-arco e di funzionamento nonché gli integrali corrispondenti.

A ciascuna delle grandezze da prendere in considerazione viene associata una diversa curva caratteristica del fusibile fornita dal costruttore; in particolare, queste curve caratteristiche prendono il nome di:

- caratteristiche tempo/corrente, se relative ai tempi di pre-arco ed ai tempi di funzionamento;
- caratteristica di limitazione, se relativa al valore di picco della corrente limitata;
- caratteristiche I^2t , se relative agli integrali di Joule di pre-arco e di funzionamento.

Le suddette caratteristiche riportano l'andamento delle varie grandezze citate in precedenza in funzione del valore efficace I_{cp} della componente simmetrica della corrente di cortocircuito presunta. I motivi per i quali si fa riferimento alla corrente di cortocircuito presunta sono gli stessi per cui essa è stata introdotta nella definizione del potere di apertura e di chiusura degli interruttori.

a) Caratteristiche tempo/corrente

La fig.III.40 mostra gli andamenti dei tempi di pre-arco t_p e di funzionamento $t_t=t_p+t_a$ in funzione del rapporto:

$$\alpha = \frac{I_{cp}}{I_n} \qquad (III.10)$$

essendo I_n la corrente nominale del fusibile.

È interessante notare dalla fig.III.40 che, per valori di α non molto alti, a cui corrispondono sovracorrenti di intensità limitata, le due caratteristiche coincidono: in

questa zona, infatti, i tempi di pre-arco t_p , per quanto detto in precedenza, sono molto lunghi mentre quelli d'arco sono bassi (al più una decina di ms), per cui

$$t_t = t_p + t_a \cong t_p \quad (\text{III.11})$$

Al crescere di α , e quindi al crescere della sovracorrente, le due caratteristiche si separano fino a che, per valori elevati di α , il tempo di pre-arco diventa molto piccolo e dello stesso ordine di grandezza del tempo d'arco; in questa zona, che si vedrà in futuro essere fondamentale per lo studio della selettività, è molto importante tenere i due tempi ben separati tra loro.

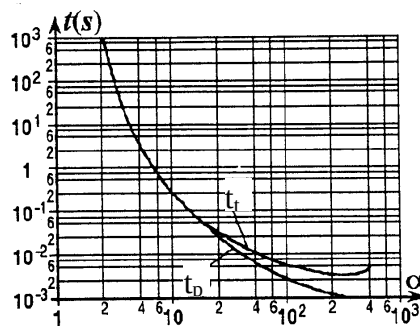


Fig. III.40_Curve caratteristiche dei tempi di pre-arco e di funzionamento

b) Caratteristica di limitazione

La caratteristica di limitazione di un fusibile riporta il valore di picco della corrente limitata $\hat{i}_L$ in funzione di I_{cp} o di α . Nella fig.III.41 è riportata tale caratteristica per un fusibile per sistemi di prima categoria, per differenti valori della corrente nominale.

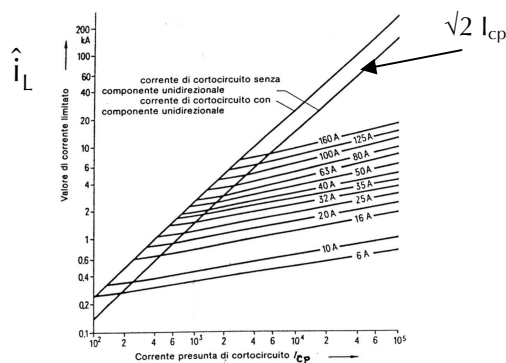


Fig. III.41_Caratteristica di limitazione di un fusibile per sistemi di prima categoria, per differenti valori della corrente nominale

Si noti che le due rette della fig.III.41 permettono di ricavare i valori di picco della corrente di cortocircuito non limitata, in presenza ed in assenza della componente unidirezionale.

c) Caratteristiche I^2t

Le caratteristiche I^2t possono essere riferite, come già detto, alla fase di pre-arco e a quella di interruzione.

Nel primo caso (fig.III.42), la caratteristica si presenta, al crescere della corrente di cortocircuito presunta, praticamente costante per i motivi più volte evidenziate; al decrescere della corrente, non essendo il fenomeno adiabatico, assume valori crescenti per effetto degli scambi di calore tra l'elemento fusibile e tutto ciò che lo circonda.

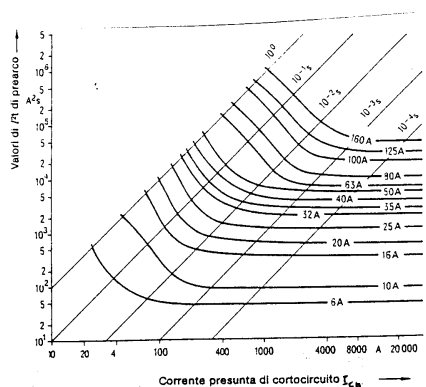


Fig. III.42_ Caratteristica I^2t di pre-arco in funzione del valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito presunta, per differenti valori della corrente nominale

Nel caso dell'integrale di Joule di funzionamento, il suo andamento è variabile a seconda del tipo di fusibile; nella fig.III.43 è riportato il suo andamento nel caso di fusibili speciali.

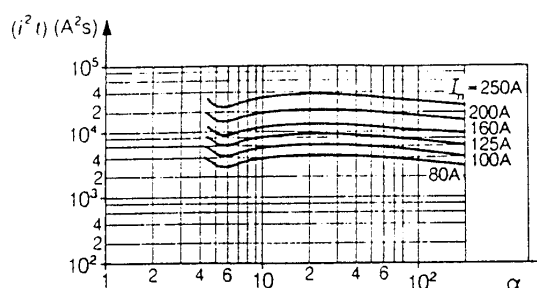


Fig. III.43_ Caratteristica I^2t di funzionamento in funzione del valore efficace della componente simmetrica della corrente presunta, per differenti valori della corrente nominale

4.5.3 Classificazione e descrizione

Esistono diverse classificazioni dei fusibili, e cioè:

- in base alla tensione (fusibili a tensione superiore a 1000 V e a tensione non superiore a 1000 V; fusibili per sistemi di I, II e III categoria);
- in base alle caratteristiche di intervento (a bassa capacità di rottura BCR, ad alta capacità di rottura ACR, ritardati, extrarapidi);
- in base alle caratteristiche costruttive (a cartuccia, a liquido, a soffiaggio).

Per i fusibili a cartuccia per tensioni fino a 1000 V, che sono i fusibili più diffusi nella pratica, esistono ulteriori classificazioni in base:

- alla categoria di utilizzazione (per uso generale, per la protezione dei circuiti di motori);
- al campo di interruzione (a pieno campo, a campo ridotto).

La categoria di utilizzazione individua il campo specifico di impiego del fusibile, mentre il campo di interruzione individua l'intervallo di correnti presunte che il fusibile è in grado di interrompere; in particolare:

- i fusibili a pieno campo sono in grado di interrompere, in condizioni specificate dalle norme, tutte le correnti che provocano la fusione dell'elemento fusibile fino al loro potere di interruzione, che è definito in modo analogo a quanto fatto per gli interruttori;
- i fusibili a campo ridotto sono in grado di interrompere, in condizioni specificate dalle norme, tutte le correnti comprese tra la corrente $K_2 I_n$ (con $K_2 > 1$ e di valore specificato dal costruttore ed I_n corrente nominale) e la corrente corrispondente al potere di interruzione; essi sono, in genere, usati per protezione contro i soli cortocircuiti.

Sia la categoria di utilizzazione che il campo di interruzione viene normalmente individuato da una lettera dell'alfabeto, e precisamente:

G per i fusibili per uso generale

M per i fusibili per la protezione dei circuiti dei motori

g per i fusibili a pieno campo

a per i fusibili a campo ridotto.

A titolo di esempio, si riportano di seguito alcune combinazioni di uso frequente con il loro significato:

gG cartuccia con potere di interruzione a pieno campo per uso generale,

a) cartuccia con potere di interruzione a campo ridotto per la protezione dei circuiti dei motori.

Nel seguito, nel descrivere i vari tipi di fusibile, si farà riferimento alla classificazione in base alle caratteristiche costruttive.

a) Fusibili a cartuccia

I fusibili a cartuccia trovano applicazione sia nei sistemi a tensione non superiore a 1000 V che in quelli a tensione superiore a 1000 V.

Nelle applicazioni domestiche e similari si adoperano fusibili a cartuccia a cilindro (fig.III.44), costituiti da un involucro ceramico cilindrico chiuso da due calotte metalliche fra cui è fissato un filo o nastro forato che costituisce l'elemento fusibile. Detto involucro è riempito di sabbia anidra; il tutto (elemento fusibile, sabbia e, etc.) prende il nome di cartuccia, da cui la denominazione di questo tipo di fusibile. La cartuccia viene inserita nella base a mezzo di un apposito porta cartuccia. Questi fusibili hanno, in genere, tensioni nominali fino a 380 V e correnti fino 100 A.

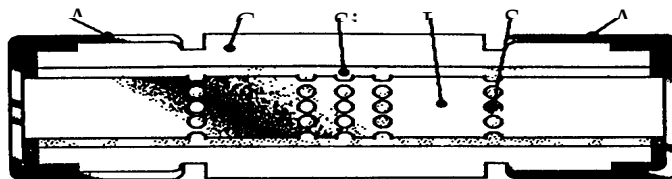


Fig. III.44_Fusibile a cartuccia a cilindro per applicazioni domestiche e similari

Nel settore terziario (uffici, commercio, etc) vengono spesso adoperati fusibili detti in gergo di tipo D, con tensione nominale 500 V e correnti fino a 200 A (fig.III.45).

I fusibili di tipo D comprendono:

- una base con morsetti di collegamento per l'impianto;
- una cartuccia di materiale ceramico con dentro il fusibile annegato in polvere inerte, e saldato a due cappe di rame stagnato che formano i contatti;
- un coperchio o tappo avvitabile alla base dopo l'introduzione della cartuccia.

Il suddetto tappo ha un vetrino in corrispondenza della parte superiore della cartuccia che dà la possibilità di riscontrare la fusione.

Negli impianti di distribuzione cittadina e negli impianti industriali si adoperano fusibili detti in gergo di tipo NH (fig.III.46), che sono in grado di interrompere elevati valori della corrente di cortocircuito.

In questi fusibili la cartuccia è costituita da un corpo in materiale ceramico chiuso alle estremità da due piastre conduttrici portanti contatti a coltello opportunamente sagomati, e contenente internamente gli elementi fusibili ed un filo per la segnalazione di avvenuta fusione. Tra elemento fusibile e materiale ceramico vi è polvere inerte. Le due linguette L servono per estrarre il fusibile mediante appositi attrezzi isolanti. Questi fusibili hanno potere di interruzione oltre i 100 kA.

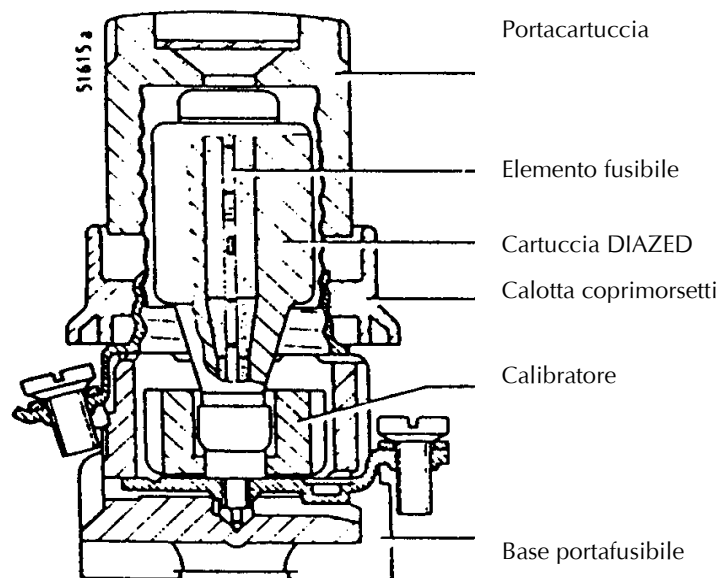


Fig. III.45_Fusibili a cartuccia di tipo D per applicazioni nel settore del terziario

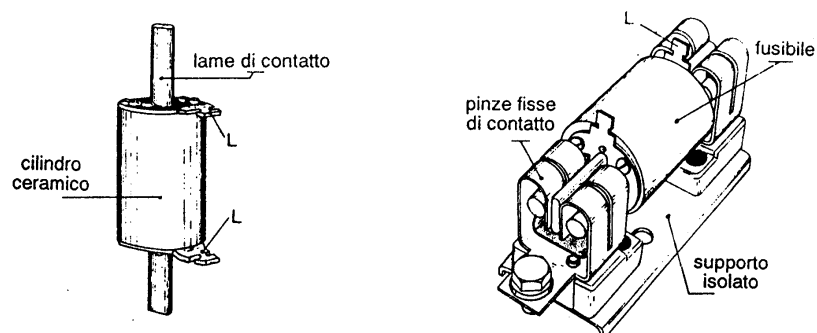


Fig. III.46_Fusibili a cartuccia di tipo NH per applicazioni industriali

Nella fig.III.47, infine, è riportato un fusibile a cartuccia per sistemi di seconda categoria. Questi fusibili sono costituiti, per la parte che riguarda la cartuccia, da un tubo isolante (ceramica, porcellana, etc) che è chiuso alle due estremità da due cappe

metalliche (porta cartucce) che servono quali contatti da inserire sui contatti della base del fusibile.

Ogni valvola contiene nell'interno del tubo l'elemento fusibile d'argento puro, totalmente annegato nella sabbia quarzifera che, come già detto, ha una funzione spegni-arco. La conformazione del fusibile determina la corrente nominale e le sue proprietà di interruzione.

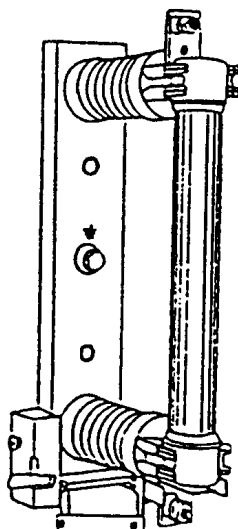


Fig. III.47_Fusibile a cartuccia per sistemi di II categoria

Non esistono fusibili a cartuccia per sistemi di terza categoria.

b) Fusibili a liquido

Nei fusibili a liquido il contenitore dell'elemento fusibile è costituito da un tubo di vetro ad elevata resistenza riempito di tetracloruro di carbonio liquido, chiuso alle sue estremità dalle solite due cappe metalliche che costituiscono i contatti da inserire sulle pinze degli isolatori porta cartuccia. La peculiarità di questo tipo di fusibile è, quindi, la presenza di un liquido dotato di una notevole attitudine allo spegnimento dell'arco.

Sul fondo della cappa inferiore è agganciata una robusta molla di acciaio connessa superiormente ad un morsetto di rame, collegato elettricamente alla cappa inferiore per mezzo di una cordicella di rame di lunghezza tale da poter seguire le escursioni della molla. Il morsetto serve ad inserire la cartuccia che stirando la molla suddetta può essere agganciato alla cappa superiore. La tensione della molla, per ovvi motivi, non è sopportata dal filo fusibile, ma da uno speciale collegamento che funge da tenditore e che si brucia all'atto dell'intervento del fusibile. In tale circostanza la molla, raggruppandosi

rapidamente, allontana gli elettrodi tra cui è scoccato l'arco e trascina un cappuccio forato ad essa solidale, che, nella sua veloce discesa, provoca un getto di liquido isolante che porta a rapida estinzione l'arco.

La particolarità di questo tipo di fusibile è la facilità della sostituzione della cartuccia e la possibilità di vedere l'avvenuto funzionamento. Questo tipo di fusibile ha trovato alcuni campi di impiego nei sistemi di seconda categoria, ma anche per tensioni superiori a 30 kV.

c) Fusibili a soffiaggio

Il fusibile a soffiaggio è costituito da un tubo isolante con due calotte metalliche alle estremità che internamente contiene un elemento limitatore e l'elemento fusibile.

Il limitatore è costituito da una serie di fili d'argento disposti in fessure longitudinali ricavate su un cilindro di fibra.

L'elemento fusibile è collegato inferiormente ad una molla tesa e si trova all'interno di un foro praticato in un blocco di acido borico.

Al verificarsi del cortocircuito l'elemento fusibile brucia e l'arco che si forma, venendo a contatto con l'acido borico, provoca la formazione di gas che espulsi violentemente determinano la rapida estinzione dell'arco. A questa azione collabora evidentemente la molla che raggruppandosi provoca il veloce allontanamento degli elettrodi.

Nel caso di correnti di cortocircuito molto elevate, interviene anche l'elemento limitatore che, bruciandosi con conseguente formazione d'arco, inserisce una forte resistenza in serie al circuito.

5. Confronto tra fusibili ed interruttori

Un confronto tra fusibili ed interruttori permette di fare interessanti considerazioni che delimitano i rispettivi campi di impiego.

I vantaggi fondamentali dei fusibili sono:

- il basso costo e il limitato spazio che essi occupano;
- il potere di interruzione che può ritenersi praticamente illimitato per le esigenze di protezione degli impianti di prima categoria;
- la sicurezza di intervento in caso di cortocircuito, in quanto l'interruttore automatico può non garantire l'intervento se non è curata nel tempo la manutenzione.

A questi vantaggi si contrappongono una serie di svantaggi.

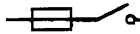
In primo luogo vi è da notare che, per l'esercizio dell'impianto, è necessario sempre avere a disposizione fusibili di ricambio. Infatti, una volta avvenuta la fusione, per ripristinare il servizio, è necessario effettuare la sostituzione dell'elemento fuso. L'interruttore, invece, richiede semplicemente di essere richiuso.

Vi è, poi, da osservare che nei circuiti trifasi può fondere il fusibile in una sola fase a seguito di un guasto monofase; il circuito resta allora alimentato sulle altre due fasi: tale situazione è indesiderata nel caso di linee che alimentano motori, perché si sovraccaricano fortemente gli avvolgimenti.

Nei circuiti monofase va, inoltre, posta particolare attenzione nel montaggio dei fusibili, che vanno posti solo sulla fase e non sul neutro.

Il fusibile, infine, apre solo sovracorrenti, per cui debbono essere abbinati con altri apparecchi separati, capaci di eseguire le altre manovre. Per superare tale problema i fusibili vengono associati ad altri apparecchi di manovra in grado di svolgere le funzioni complementari (tab.III.3). Particolarmente frequente è l'associazione interruttore di manovra-sezionatore con fusibile (fig.III.48). Infatti gli interruttori di manovra-sezionatori accoppiati a fusibili possono ricoprire la funzione di veri e propri interruttori con notevole vantaggio economico rispetto a questi ultimi sia per il costo di installazione sia per il fatto che il complesso interruttore di manovra-sezionatore con fusibili ha una capacità di interruzione così elevata da risultare adeguato nel tempo anche ai sensibili aumenti di potenza di corto-circuito che si possono verificare nel luogo di installazione. I fusibili hanno anche la possibilità, a mezzo di un opportuno dispositivo contenuto in ognuno di essi, di azionare il dispositivo di scatto dell'interruttore di manovra provocando, anche per fusione di una sola valvola, l'apertura del sezionatore su tutte e tre le fasi.

Tab. III.3_Alcune combinazioni di apparecchi di manovra

Funzioni		
Stabilimento e interruzione della corrente	Sezionamento	Stabilimento, interruzione e sezionamento
interruttore di manovra con fusibile 	sezionatore con fusibile 	Interruttore di manovra - sezionatore con fusibile 
interruttore di manovra - fusibile 	sezionatore - fusibile 	interruttore di manovra - sezionatore - fusibile 

6. Quadro di sintesi sulle applicazioni dei vari apparecchi di manovra

Per i sistemi di I categoria :

- interruttori in aria;
- sezionatori a coltelli;
- interruttori di manovra-sezionatori;
- contattori;
- fusibili.

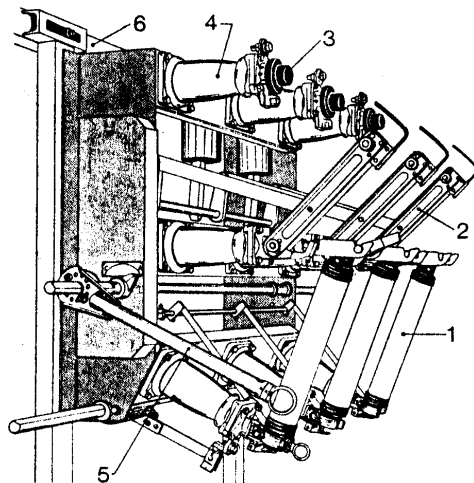
Per i sistemi di II categoria:

• interruttori in aria a soffio magnetico, a volume d'olio ridotto, in aria compressa, in esafluoruro di zolfo, sotto vuoto;

- sezionatori a coltelli, a rotazione;
- interruttori di manovra-sezionatori;
- fusibili.

Per i sistemi di III categoria:

- interruttori a volume d'olio ridotto, in aria compressa, in esafluoruro di zolfo;
- sezionatori a coltelli, a rotazione, a pantografo, a ginocchio.



1. Fusibili
2. Lame (contatti mobili)
3. Contatti fissi
4. Isolatori
5. Cinematismo per il comando delle lame
6. Intelaiature di sostegno (messa a terra)

Fig. III.48 Interruttore di manovra sezionatore (ex sezionatore sottocarico) con fusibili

CAPITOLO IV

Componenti dell'impianto elettrico

Relè

1. Generalità

Il verificarsi di condizioni di funzionamento anormali in un sistema elettrico potrebbe avere conseguenze anche gravissime qualora non si intervenisse tempestivamente; ad esempio, nel caso di un cortocircuito, vi sarebbero sopraelevazioni di temperatura inammissibili, ingenti sforzi elettrodinamici, abbassamenti di tensione, e così via. È, quindi, indispensabile che siano presenti sistemi di protezione, capaci di avvertire la presenza di tali condizioni e di renderne possibile la tempestiva eliminazione.

Gli apparecchi di manovra non hanno in sé la capacità di percepire la presenza della condizione anormale di funzionamento; essi, infatti, pur essendo capaci di effettuare la "manovra" di interruzione della corrente, non hanno in sé alcun elemento che li comandi ad effettuare tale manovra. In poche parole, gli apparecchi di manovra non sono in grado, da soli, di svolgere la funzione completa di protezione se ad essi non si associa un altro componente capace di percepire la presenza di una condizione di funzionamento anormale e di comandare, di conseguenza, l'apparecchio di manovra stesso all'intervento. Il relè svolge tale funzione; esso, cioè, costituisce l'elemento sensibile del sistema di protezione: il suo compito è di tenere sotto controllo una grandezza indicativa delle condizioni di funzionamento del sistema (tensione, corrente, frequenza, temperatura, ecc.) e di comandare all'intervento un opportuno apparecchio di manovra quando tale grandezza assume valori al di fuori dei valori ammissibili.

Il simbolo grafico C.E.I. del relè è quello riportato nella fig.IV.1. Al carattere "*" va sostituito un carattere alfanumerico che si differenzia in base al tipo di relè (fig.IV.2 a). Nella pratica corrente, a livello nazionale ed internazionale, sono spesso usati anche i simboli delle Norme ANSI (American National Standards Institute); queste norme impiegano, in luogo del carattere alfanumerico, un numero (fig.IV.2 b).



Fig. IV.1_Simbolo grafico C.E.I. del relè

I relè impiegati nei sistemi elettrici non sono normalmente interessati dalle tensioni e dalle correnti del sistema, ma da grandezze ad esse proporzionali, ottenute per mezzo di opportuni circuiti di accoppiamento realizzati mediante trasformatori di corrente (TA) e di tensione (TV). Questi circuiti di accoppiamento hanno lo scopo di:

- ridurre le correnti e le tensioni del sistema a valori che consentano di lavorare in condizioni di sicurezza per il personale ed al tempo stesso permettano di alimentare i relè con valori normalizzati (ad esempio 5 A per le correnti, 100 V per le tensioni);
- isolare i relè dal circuito primario.

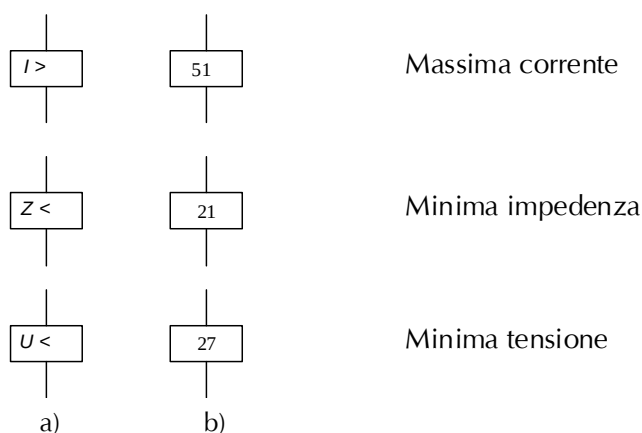


Fig. IV.2_Simboli grafici dei relè secondo le norme CEI (a) e le norme ANSI (b)

2. Classificazione dei relè

I relè possono essere classificati in base al tempo di intervento o in base alle caratteristiche costruttive (fig.IV.3).

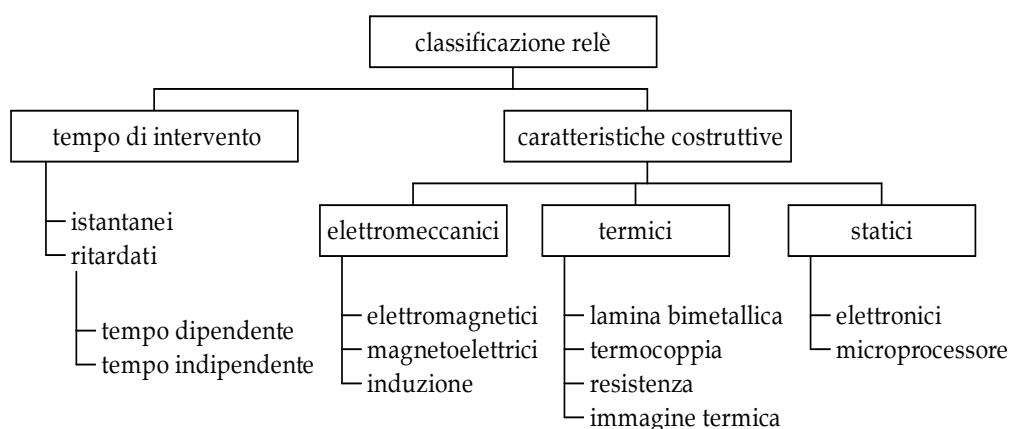


Fig.IV.3_Possibili classificazioni dei relè

La classificazione in base al tempo di intervento fa riferimento all'intervallo che intercorre tra l'istante in cui la grandezza controllata supera un valore di riferimento e l'istante in cui viene inviato il segnale ai circuiti comandati dal relè.

In base ai valori che assume il tempo di intervento si hanno:

- relè ad azione istantanea,
- relè ad azione ritardata.

Nei relè ad azione istantanea il tempo di intervento è praticamente nullo, ad esempio 15 ms.

Nei relè ad azione ritardata è presente un ritardo più o meno lungo; essi sono a loro volta distinti in relè:

- a tempo dipendente, in cui il tempo di intervento è inversamente proporzionale all'entità della grandezza controllata;
- a tempo indipendente, in cui il tempo di intervento è fisso e non dipende dall'entità della grandezza controllata.

A ciascuno dei succitati tipi di relè si associa una diversa caratteristica di intervento, intendendosi per questa la curva che riporta l'andamento del tempo di intervento del relè in funzione della generica grandezza Y cui il relè è sensibile.

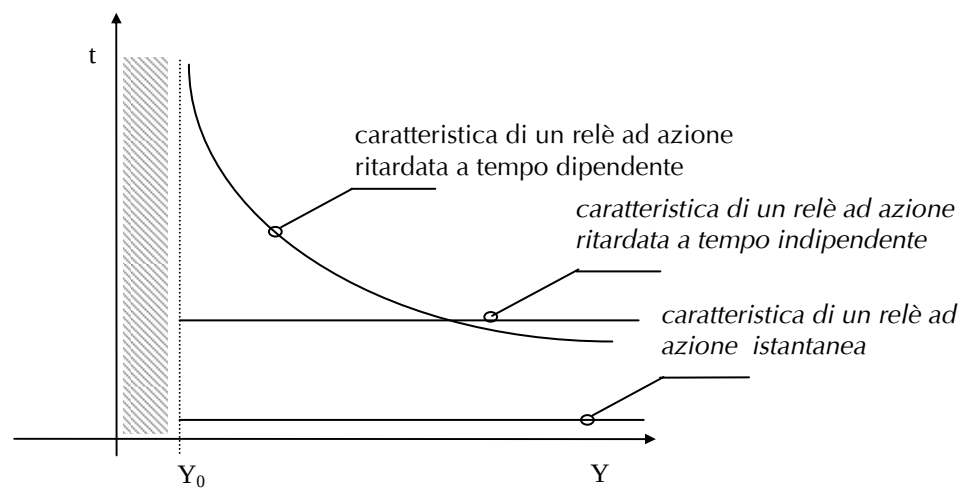


Figura IV.4_Caratteristiche di intervento dei relè di massima

Nella fig.IV.4, che riporta le caratteristiche di intervento di un relè di massima, Y_0 è il valore al di sopra del quale il relè deve comunque intervenire e rappresenta, quindi, il valore di taratura o valore di soglia di intervento del relè, mentre la zona tratteggiata indica il campo di non intervento.

Per quanto riguarda la classificazione dei relè in base alle caratteristiche costruttive, i relè possono essere (fig.IV.3):

- di tipo elettromeccanico, il cui funzionamento avviene attraverso lo spostamento relativo di elementi meccanici sotto l'azione di forze generate da correnti elettriche proporzionali alle grandezze da controllare;
- di tipo termico, il cui funzionamento è legato alle variazioni di temperatura;
- di tipo statico, il cui funzionamento avviene con l'ausilio di circuiti elettronici di tipo analogico e/o digitale.

I relè di tipo elettromeccanico si possono dividere, a loro volta, in:

- elettromagnetici,
- magnetoelettrici,
- ad induzione.

I relè termici si possono dividere, a loro volta, in:

- a lamina bimetallica,
- a termocoppia,
- a resistenza,
- ad immagine termica.

I relè statici si possono dividere, a loro volta, in:

- di tipo elettronico,
- di tipo a microprocessore.

Nel seguito verranno analizzati unicamente i principali tipi di relè impiegati negli impianti di media e bassa tensione, facendo riferimento alla classificazione in base alle caratteristiche costruttive, la più frequentemente impiegata; quando necessario, verrà richiamata anche la collocazione dei singoli tipi di relè nell'ambito dell'altro tipo di classificazione. Dopo aver analizzato i vari tipi di relè secondo quanto detto, verrà, poi, descritto un ulteriore tipo di relè, quello differenziale, che per motivi di chiarezza di esposizione è meglio analizzare a sè stante.

3. Relè elettromeccanici

Nel prosieguo verranno presi in considerazione solo i relè di tipo elettromagnetico e di tipo ad induzione.

3.1 Relè di tipo elettromagnetico

Nei relè elettromagnetici, di cui la fig.IV.5 è un esempio, è sempre presente un elettromagnete. Quando circola la corrente $\bar{I}$ nell'avvolgimento dell'elettromagnete si produce nel circuito formato dal nucleo, dal traferro e dall'armatura mobile il flusso $\bar{\Phi}_T$. L'armatura mobile diviene, pertanto, sede di una forza di attrazione $\bar{F}_m$ il cui modulo è proporzionale, come ben noto, al quadrato del valore efficace del flusso al traferro; a tale forza si oppone una forza resistente $\bar{F}_r$ esercitata da una molla antagonista. Se la forza di attrazione è maggiore della forza resistente, l'armatura mobile si sposta verso l'alto e viene data continuità elettrica tra i contatti fissi attraverso il contatto mobile, con la conseguenza che vengono alimentati i circuiti comandati dal relè.

A seconda che l'avvolgimento dell'elettromagnete sia connesso in serie o in derivazione al circuito protetto si ha un flusso al traferro, e quindi una forza $\bar{F}_m$, proporzionale alla tensione (relè voltmetrico) o alla corrente (relè amperometrico).

Il relè elettromagnetico è intrinsecamente un relè ad azione istantanea. Per ottenere un relè ad azione ritardata a tempo indipendente la parte mobile mette in funzione un dispositivo di temporizzazione che interviene con il ritardo desiderato. Agendo, invece, sul tempo richiesto al compimento della corsa dell'armatura mobile con un adeguato dispositivo smorzatore, realizzato ad esempio attraverso un pistone che si muove in un cilindro contenente un liquido (olio, glicerina) o, semplicemente aria, si può realizzare un relè ad azione ritardata a tempo dipendente.

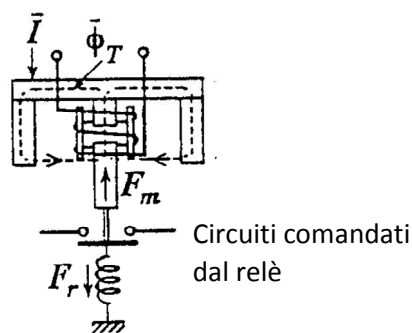


Fig. IV.5_Relè elettromagnetico

3.2 Relè di tipo ad induzione

I relè ad induzione sono in genere costituiti (fig.IV.6) da un leggero disco di rame o di alluminio girevole montato tra le espansioni di due elettromagneti le cui bobine sono opportunamente inserite nel circuito che si vuole proteggere.

Gli avvolgimenti del relè sono alimentati in corrente alternata e creano due flussi $\bar{\phi}_1$ e $\bar{\phi}_2$ che, a loro volta, inducono correnti nel disco. L'interazione tra queste correnti ed i flussi che le hanno generate dà luogo ad una coppia elettromagnetica risultante, agente sul disco, pari a $C_m = K\phi_1\phi_2\sin\theta$, dove θ è lo sfasamento tra i flussi. Se C_r è la coppia fornita dalla molla, l'equazione di equilibrio del relè è data da:

$$C_m = K\phi_1\phi_2\sin\theta = C_r \quad (IV.1)$$

che, se verificata, mantiene il disco fermo. Opportuni valori di ϕ_1 , ϕ_2 o θ possono determinare la rotazione del disco e l'equipaggio mobile ad esso solidale può determinare la chiusura di contatti all'uopo predisposti.

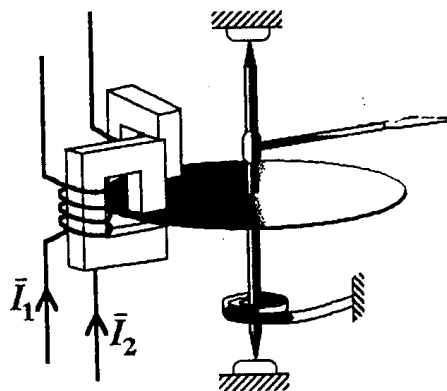


Fig. IV.6_Relè ad induzione

Sfruttando tale principio di funzionamento, anche se con accorgimenti costruttivi diversi, si possono realizzare relè sensibili a qualsiasi grandezza elettrica: tensione (relè voltmetrici), corrente (relè amperometrici), potenza attiva (relè wattmetrici), potenza reattiva (relè varmetrici), e così via.

In particolare, per i motivi illustrati nel seguito, risulta interessante l'uso di tali relè quali relè wattmetrici, in particolare del tipo direzionale, e varmetrici. Il relè wattmetrico si ottiene, detti $\bar{V}$ ed $\bar{I}$ i valori della tensione e della corrente nel punto di installazione del

relè, facendo in modo che il flusso $\bar{\phi}_1$ sia proporzionale a $j\bar{V}$ e $\bar{\phi}_2$ proporzionale alla corrente $\bar{I}$ (fig.IV.7).

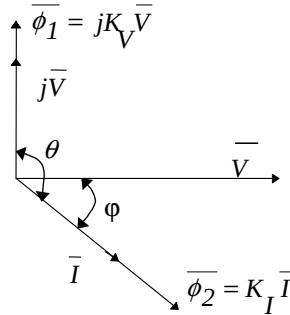


Fig.IV.7_Principio di funzionamento di un relè ad induzione wattmetrico

Infatti, detto φ lo sfasamento tra tensione e corrente, poiché risulta:

$$\begin{cases} \bar{\phi}_1 = jK_V \bar{V} \\ \bar{\phi}_2 = K_I \bar{I} \\ \sin \theta = \sin(90^\circ + \varphi) = \cos \varphi, \end{cases}$$

l'equazione di equilibrio (IV.1) del relè diventa:

$$C_m = K K_V K_I V I \cos \varphi = K_T VI \cos \varphi = C_r \quad (IV.2)$$

$$VI \cos \varphi = C_r / K_T .$$

Quando la coppia motrice risulta maggiore di quella resistente, l'equipaggio mobile ruota chiudendo i contatti, dando, quindi, luogo all'intervento del relè. Ciò accade quando la potenza attiva risulta maggiore del valore C_r/K_T . Se si assume, allora, come valore di taratura del relè il valore:

$$P_O = C_r / K_T , \quad (IV.3)$$

si sarà realizzato il relè che interviene ogni volta che la potenza attiva vista dal suo punto di installazione risulta maggiore del valore di taratura dello stesso. Per tale motivo il relè è detto wattmetrico.

Ponendo nella (IV.2) $C_r = 0$, eliminando cioè l'azione della molla antagonista, si ottiene un relè sensibile al solo verso della potenza attiva fluente nel punto in cui è inserito il relè.

Infatti (fig.IV.8) quando lo sfasamento tra la tensione e la corrente nel punto in cui è installato il relè è compreso nell'intervallo $(-90^\circ, +90^\circ)$, la potenza attiva $VI^*\cos\varphi^*$ che fluisce attraverso lo stesso e la coppia C_m che agisce sull'equipaggio mobile ($C_m=K_T VI\cos\varphi$) sono positive, in quanto il coseno è positivo: l'equipaggio mobile del relè ruoterà in un certo verso, ad esempio quello orario. Se, invece, lo sfasamento tra la tensione e la corrente è compreso nell'intervallo $(90^\circ, +270^\circ)$, la potenza attiva $VI^*\cos\varphi^*$ che fluisce attraverso il relè e la coppia C_m che agisce sull'equipaggio mobile ($C_m=K_T VI^*\cos\varphi^*$) sono negative, in quanto il coseno è negativo: il relè ruoterà nel verso opposto al precedente, ad esempio quello antiorario.

Il relè è, quindi, in grado di discriminare se la potenza attiva che fluisce attraverso il relè stesso è positiva o negativa. Per tale motivo il relè è detto relè wattmetrico direzionale o, più semplicemente, relè direzionale.

L'equazione di equilibrio di un relè direzionale è:

$$VI \cos \varphi = 0 \quad (IV.4)$$

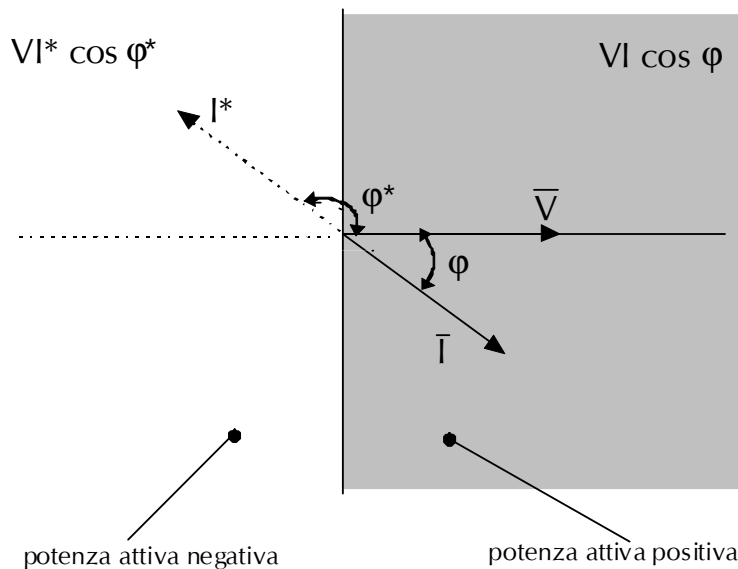


Figura IV.8_Principio di funzionamento di un relè direzionale

È evidente che per realizzare un relè varmetrico basterà fare in modo che sia:

$$\bar{\phi}_1 = K_V \bar{V}$$

$$\bar{\phi}_2 = K_I \bar{I}$$

$$\sin \theta = \sin \varphi .$$

4. Relè termici

I relè termici sono intrinsecamente dei relè ad azione ritardata a tempo dipendente: essi intervengono cioè quando la grandezza controllata supera il valore di taratura, con un ritardo che è inversamente proporzionale all'entità di tale grandezza. Poichè la temperatura è in genere strettamente correlata alla corrente che interessa il componente protetto, la grandezza elettrica che viene controllata dai relè termici è la corrente, per cui la caratteristica di intervento di un relè termico si presenta come riportato nella fig.IV.9.

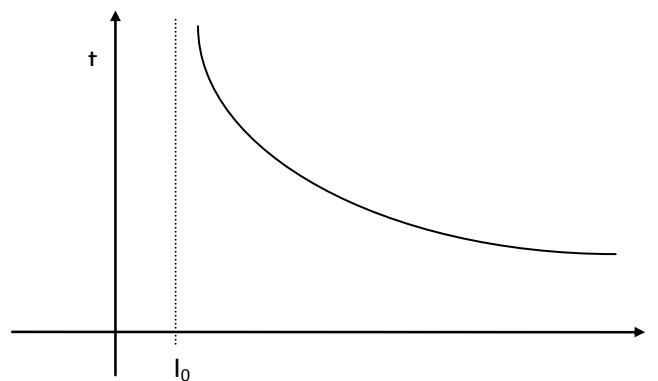


Fig IV.9_Caratteristica di intervento di un relè termico

Dall'insieme di un relè elettromagnetico ad azione istantanea e di un relè termico si ha un tipo di relè, di uso pressochè universale nel campo dei sistemi di prima categoria: il relè magnetotermico, la cui caratteristica di intervento è riportata nella fig.IV.10. Questi relè vengono tarati in modo tale che:

- per sovracorrenti non troppo elevate (fino a circa 6÷8 volte la corrente nominale del circuito da proteggere) interviene il relè termico (zona T della fig.IV.10);
- per sovracorrenti superiori interviene il relè magnetico (zona M della fig.IV.10).

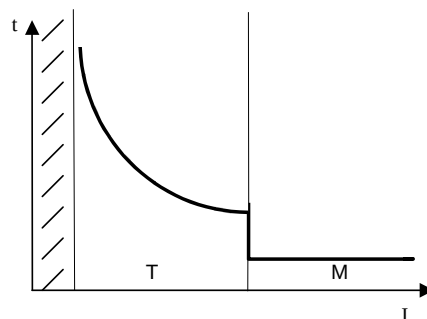


Fig. IV.10_Caratteristica di intervento di un relè magnetotermico

4.1 Relè a lamina bimetallica

In questi relè è presente una lamina bimetallica che si incurva quando viene riscaldata chiudendo o aprendo dei contatti fissi. Il riscaldamento della lamina bimetallica può avvenire:

- direttamente (fig.IV.11 a)), quando la corrente attraversa la lamina bimetallica stessa;
- indirettamente (fig.IV.11 b)), quando è un altro elemento ad essere sede di generazione di calore.

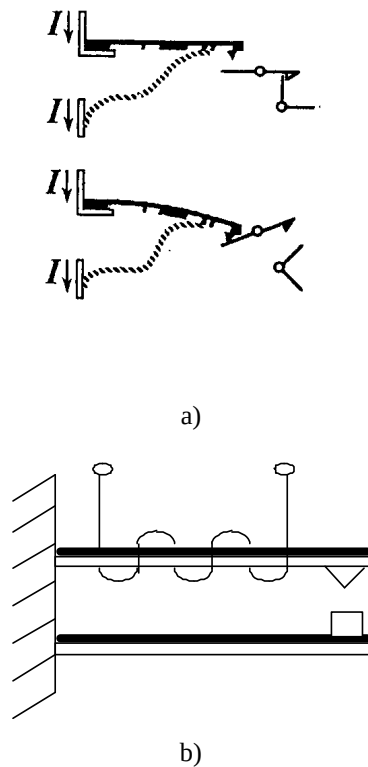


Fig. IV.11_Relè a lamina bimetallica: a) a riscaldamento diretto, b) a riscaldamento indiretto

La lamina bimetallica è costituita da due lamine metalliche a diverso coefficiente di dilatazione. Durante il riscaldamento la lamina di metallo termo-attivo si dilata notevolmente, mentre quella di metallo termoinerte si deforma molto meno.

Se un'estremità della bilamina è fissata rigidamente e l'altra è libera, complessivamente la bilamina si incurva. I limiti di elasticità dei due metalli componenti devono essere elevati per evitare che si presenti una deformazione plastica alla fine del ciclo di riscaldamento e di raffreddamento.

4.2 Relè a termocoppia

In questi relè una termocoppia trasforma ogni variazione di temperatura del componente protetto in una corrispondente variazione di forza elettromotrice, che può essere facilmente misurata.

4.3 Relè a resistenza

In questi relè si sfrutta il fatto che la resistenza di un conduttore è funzione della sua temperatura. L'elemento sensibile è costituito essenzialmente da un piccolo resistore metallico, avente un alto coefficiente di variazione della resistenza con la temperatura. Il controllo della temperatura nel punto in cui l'elemento sensibile viene disposto si riduce allora alla misura della resistenza dell'elemento stesso, che in genere forma il lato di un ponte di Wheastone.

4.4 Relè a immagine termica

Questo tipo di relè è usato per la protezione delle macchine contro le sovratemperature; esso non controlla direttamente, come si è visto nei tipi di relè termometrici prima considerati, la temperatura della macchina o in genere dell'apparecchio protetto, ma consente di riprodurre fedelmente tale temperatura in un dispositivo che appunto viene chiamato immagine termica dell'apparecchio protetto. Il controllo della temperatura viene, poi, eseguito grazie alla immagine termica.

5. Relè statici

5.1 Relè di tipo elettronico

I relè statici di tipo elettronico possono essere suddivisi in:

- relè a comparazione di ampiezza,
- relè a comparazione di fase,
- relè cronometrici o temporizzatori.

I *relè a comparazione di ampiezza* sono relè nei quali viene comparata l'ampiezza di due segnali, ad esempio l'ampiezza di un segnale con un riferimento fisso o le ampiezze di due grandezze alternate isofrequenziali.

I *relè a comparazione di fase* sono relè che misurano la fase relativa fra due grandezze alternate isofrequenziali.

I *relè cronometrici o temporizzatori* sono relè che hanno lo scopo di ritardare opportunamente l'intervento di altri relè al fine di realizzare la caratteristica di intervento desiderata.

I principali vantaggi dei relè statici di tipo elettronico rispetto agli elettromeccanici sono:

- elevata velocità di risposta;
- ritorno rapido alle condizioni iniziali (assenza di inerzie meccaniche);
- maggiore sensibilità a causa degli elevati fattori di amplificazione;
- maggiore flessibilità.

Per contro i relè statici di tipo elettronico presentano, a causa della presenza di elementi molto delicati quali sono i componenti elettronici, i seguenti svantaggi:

- uno spostamento delle caratteristiche con la temperatura, con l'invecchiamento e con i campi elettromagnetici;
- una vulnerabilità alle sovratensioni e alle sovratemperature ambiente;
- una scarsa capacità di sovraccarico.

Tali problemi possono, tuttavia, essere superati con l'aggiunta di opportuni dispositivi (ad esempio filtri, schermature, etc.).

5.2 Relè a microprocessore

L'impiego del microprocessore nei relè statici ha permesso di realizzare notevoli progressi rispetto a quelli di tipo elettronico.

I relè statici a microprocessore (fig.IV.12) colloquiano con il sistema elettrico *mediante unità di interfaccia che*:

- effettuano i campionamenti delle grandezze analogiche da controllare,
- convertono tali campioni in valori digitali.

Tali relè, a volte, possono ricevere dal sistema elettrico anche informazioni direttamente in digitale, ad esempio lo stato di un interruttore (ON- OFF).

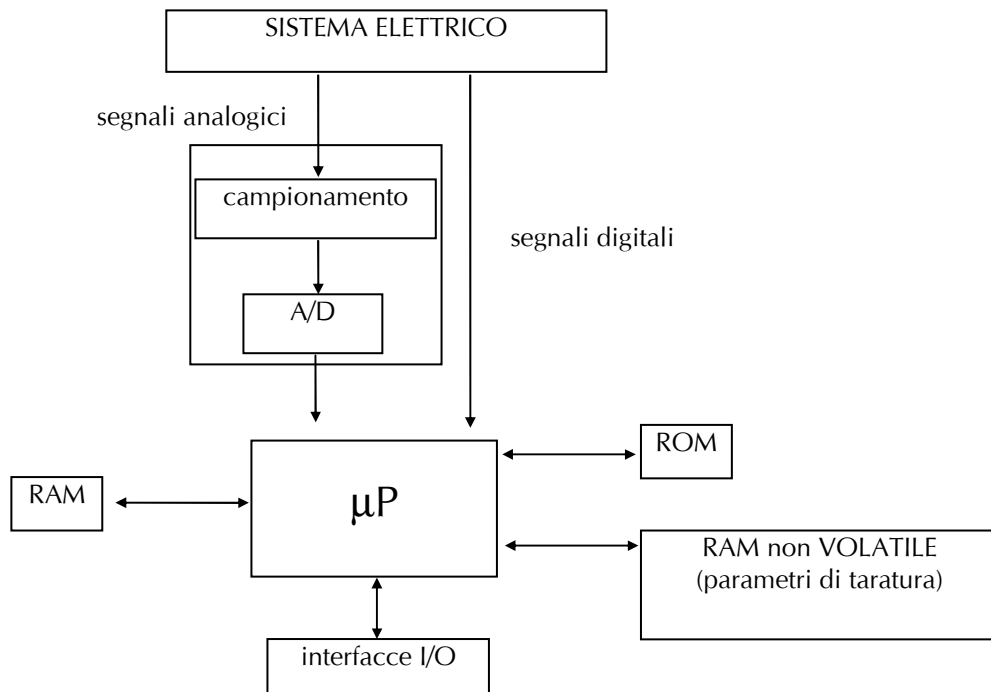


Fig. IV.12_Schema a blocchi di un relè statico a microprocessore

Il microprocessore (μP) è chiamato a svolgere la funzione di controllo sulle grandezze di interesse; in particolare esso esegue un programma scritto in un qualunque linguaggio e tradotto in codice assembler che viene memorizzato in opportune memorie fisse chiamate ROM (Read Only Memory) o PROM (Programmable ROM) o EPROM (Erasable PROM) o EEPROM (Electrically EPROM). Il programma esegue delle operazioni matematiche per stabilire se le grandezze controllate assumono valori diversi da quelli di riferimento ed in funzione dei risultati ottenuti invia, tramite le unità di uscita di interfaccia I/O, i segnali per il comando dei circuiti di segnalazione, del dispositivo di apertura dell'interruttore, etc. I valori di riferimento (parametri di taratura del relè), sono memorizzati in unità denominate RAM non VOLATILI che, a differenza delle unità RAM (memoria ad accesso random), mantengono i dati memorizzati anche in caso di mancanza di alimentazione.

Le unità RAM vengono utilizzate come serbatoi temporanei di dati necessari per l'esecuzione delle operazioni richieste dal programma.

Spesso i sistemi a μP hanno possibilità di dialogare tra loro, e quindi di trasmettere dati ad altri dispositivi posti anche in luoghi differenti.

I vantaggi dell'uso dei microprocessori sono molteplici, ad esempio:

- versatilità dei relè, nel senso che, a parità di hardware, basta modificare il software del microprocessore per poterlo impiegare come relè di tipo differente;
- possibilità di auto diagnosi (maggiore affidabilità);
- possibilità di colloquio con calcolatori remoti il che permette un controllo ottimale del sistema elettrico, in quanto l'intervento locale viene preso anche sulla base dello stato di funzionamento dell'intero sistema;
- riduzione dei cablaggi e quindi minori costi.

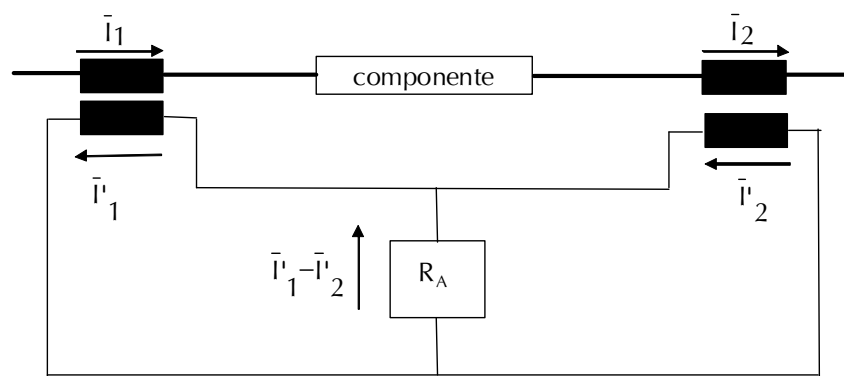
6. Relè differenziale

Il relè differenziale è un relè che interviene quando la differenza tra due grandezze elettriche supera un determinato valore. L'applicazione più comune del relè differenziale è il relè differenziale di corrente (relè amperometrici differenziali).

Una prima applicazione dei relè amperometrici differenziali è nella protezione contro i cortocircuiti interni a componenti del sistema elettrico. In tali relè, vengono confrontate le correnti all'ingresso e all'uscita del componente da proteggere (fig.IV.13). Il relè interviene quando la differenza tra le correnti è diversa da zero, cioè quando la corrente in ingresso è differente da quella in uscita al componente; questo si verifica in caso di cortocircuito all'interno del componente.

Un altro tipo di relè differenziale, oggi di impiego pressochè universale nei sistemi di prima categoria, è il cosiddetto relè differenziale "salvavita" (fig.IV.14). Questo relè è costituito da un nucleo magnetico attorno al quale sono avvolti i conduttori di andata e ritorno di alimentazione di una parte di impianto o di un componente che si vuole proteggere.

In condizioni normali le due correnti sono uguali per cui il flusso all'interno del nucleo magnetico è praticamente nullo: nulla si induce, pertanto, nel terzo avvolgimento presente sul nucleo stesso. Questo avvolgimento è, infatti, percorso da corrente solo se avviene un cortocircuito monofase a terra nella parte di impianto o nel componente protetto; solo in questo caso le due correnti sono diverse tra loro e, quindi, risulta diverso da zero il flusso risultante nel nucleo magnetico: una f.e.m. si induce, pertanto, nel terzo avvolgimento presente.



R_A =relè amperometrico

Fig. IV.13_Relè amperometrico differenziale

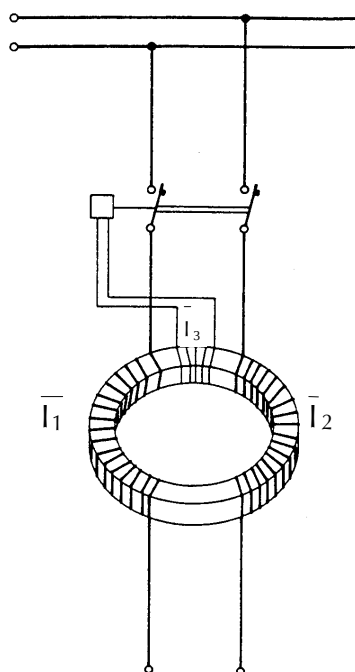


Fig. IV.14_Relè amperometrico differenziale per sistemi di prima categoria

CAPITOLO V

Componenti dell'impianto elettrico

Sistemi di protezione

1. Generalità

Un sistema di protezione percepisce la presenza di una condizione di funzionamento anormale ed interviene al fine di contenerne le conseguenze.

Si considerano nel seguito sistemi di protezione contro le sovracorrenti e contro le sovratensioni, a seconda che la condizione di funzionamento anormale sia legata a scostamenti dei valori di corrente o tensione dai valori che garantiscono il normale funzionamento di un sistema elettrico.

Si fa riferimento esclusivamente ai sistemi di protezione per impianti elettrici in media e bassa tensione.

2. Sistemi di protezione contro le sovracorrenti

2.1 Generalità

Nel seguito, vengono analizzati alcuni esempi di possibili sistemi di protezione contro le sovracorrenti impiegati in schemi tipici degli impianti di media e bassa tensione. Lo studio viene condotto per le linee in base al livello di tensione (linee in media tensione, in bassa tensione) e per il trasformatore MT/BT.

Viene prima introdotta la definizione di selettività di un sistema di protezione; inoltre, poiché i sistemi di protezione contro le sovracorrenti presenti in un impianto elettrico a media e bassa tensione si differenziano a seconda dello schema elettrico che in esso viene impiegato, vengono premesse anche alcune brevi considerazioni sugli schemi stessi.

2.1.1 Selettività

Qualunque sia il sistema di protezione è bene osservare che esso deve avere molteplici requisiti (selettività, rapidità di intervento, affidabilità, ecc.); un sistema di protezione contro le sovracorrenti è selettivo quando, verificatasi una condizione di funzionamento anormale, esso mette fuori servizio solo il componente o la parte di

impianto in cui si verifica la suddetta condizione, permettendo così alle rimanenti parti del sistema elettrico di rimanere in servizio.

2.1.2 Schemi elettrici negli impianti elettrici a media e bassa tensione

La distribuzione e l'utilizzazione dell'energia elettrica a media e bassa tensione avviene impiegando molteplici strutture, alcune tipiche della sola media tensione altre della sola bassa tensione ed altre, infine, di impiego comune. Nel seguito si farà riferimento solo alle principali strutture, dette di base. Esse si possono ricondurre essenzialmente alle seguenti tipologie:

- radiale semplice;
- radiale con richiusura;
- anello.

La struttura radiale semplice (fig.V.1) è caratterizzata da un flusso unidirezionale dell'energia elettrica. Tale struttura presenta i seguenti vantaggi:

- minimo costo dei materiali e dell'installazione;
- minore impiego di spazio;
- semplicità e chiarezza della configurazione, con ovvi vantaggi per la manutenzione e per le manovre di intervento.

Presenta, per contro, i seguenti svantaggi:

- unicità di ciascun componente;
- nessuna flessibilità di esercizio.

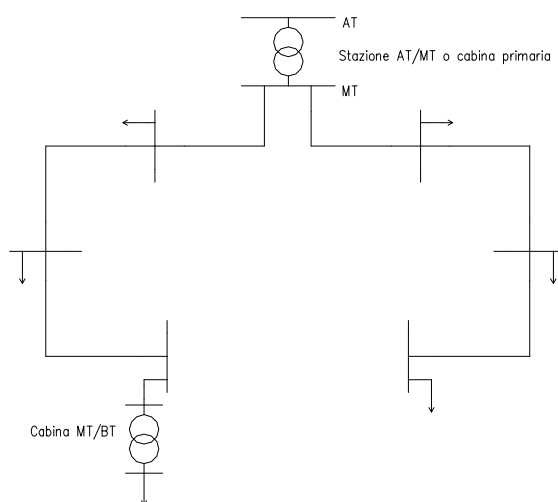


Fig. V.1 _Struttura radiale semplice

La struttura radiale con richiusura (fig.V.2) è costituita da due radiali semplici con possibilità di effettuare, in caso di cortocircuito, trasferimento di carichi da un radiale all'altro; nella fig.V.2 è presente nel punto A un'apparecchiatura di manovra normalmente aperta. Ciascuna struttura radiale deve, ovviamente, essere dimensionata tenendo conto della potenza complessiva dei carichi, ma mantiene sempre la caratteristica di unidirezionalità del flusso dell'energia.

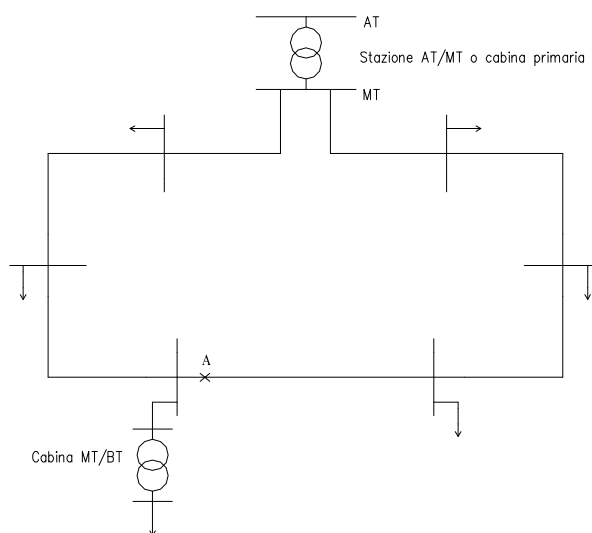


Fig. V.2_Struttura radiale con richiusura o struttura ad anello

La struttura ad anello (fig.V.2, in cui l'apparecchiatura di manovra nel punto A è normalmente chiusa), consente in condizioni normali l'alimentazione attraverso due possibili vie; in essa, quindi, il flusso dell'energia elettrica non è unidirezionale.

Le strutture, radiale con richiusura e ad anello, si presentano del tutto simili; la differenza consiste nel diverso modo di esercizio, in quanto, come detto, nella struttura radiale con richiusura il flusso dell'energia è sempre unidirezionale mentre in quella ad anello non lo è.

E' evidente che le strutture radiale con richiusura e ad anello presentano vantaggi rispetto allo schema radiale semplice legati alla loro maggiore flessibilità; per contro sono più difficili da gestire e più costose.

In generale negli impianti elettrici in media tensione sono impiegate sia la struttura radiale, semplice o con richiusura, che quella ad anello; nella bassa tensione è quasi

universalmente impiegata la struttura radiale semplice e solo molto raramente quella ad anello.

Gli impianti elettrici a media tensione sono alimentati da trasformatori il cui secondario è a stella con centro stella isolato o collegato a terra tramite impedenza (oggi si sta affermando sempre più l'uso di una induttanza, detta bobina di Petersen); gli impianti elettrici a bassa tensione sono alimentati da trasformatori il cui secondario è a stella con centro stella messo a terra senza interposizione di nessuna impedenza. Conoscere come il centro stella del trasformatore è collegato a terra è necessario per poter scegliere i sistemi di protezione contro i guasti che interessano la terra.

2.2 Linee in MT

Per tale tipo di linee, nel seguito viene affrontato dapprima il problema dei sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito e poi di quelli contro il sovraccarico. Vengono considerati separatamente il caso di centro stella isolato (fig I.3.a) e di centro stella connesso a terra attraverso una induttanza (fig I.3.b).

2.2.1 Sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito nel caso di centro stella isolato

Nel seguito viene affrontato dapprima il problema dei sistemi di protezione contro i guasti polifase (trifase e bifase) e, poi, quello dei sistemi di protezione contro i guasti monofase a terra. È necessario in questo caso distinguere tra i due tipi di cortocircuito perché in una rete a neutro isolato mentre le correnti di cortocircuito polifase sono di elevato valore quelle di guasto monofase a terra sono di valore talmente piccolo da non poter essere impiegato lo stesso sistema di protezione per i due tipi di cortocircuito.

a) Linee delle strutture radiale semplice e radiale con richiusura

Si faccia inizialmente riferimento al caso di una linea in MT di una struttura radiale semplice (fig.V.1), alimentata da un trasformatore AT/MT il cui secondario è caratterizzato da un collegamento a stella con centro stella isolato

Si consideri, dapprima, il caso dei guasti polifase (trifase e bifase), a cui sono associate correnti di guasto di valore significativamente più elevato di quello delle correnti di normale funzionamento.

Nel caso di una linea in media tensione con un solo carico C all'estremità di arrivo (fig.V.3), è sufficiente installare, in partenza, un sistema di protezione SP dotato di un relè

a massima di corrente e di un interruttore. Nella figura, t^* rappresenta il tempo di intervento del relè; se a tale tempo si somma il tempo di interruzione dell'interruttore si ottiene il cosiddetto tempo di eliminazione del guasto, che è una grandezza caratteristica del sistema di protezione.

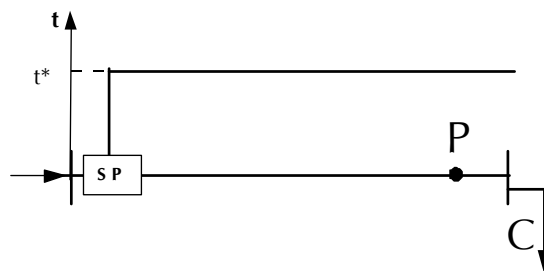


Fig. V.3_Sistema di protezione con relè a massima di corrente di una linea MT con un solo carico

Se avviene un cortocircuito polifase in un punto della linea, ad esempio nel punto P, il relè a massima di corrente percepisce la presenza della condizione di funzionamento anormale e comanda l'interruttore all'apertura.

Si consideri, adesso, il caso di più tratti di linea in serie separati da sbarre, dalle quali si dipartono altre linee o carichi elettrici; questo potrebbe essere, ad esempio, il caso della struttura radiale con richiusura (fig.V.2) nella quale si suppone che tre sbarre sono alimentate da un lato. In questo caso è necessario installare a valle di ogni sbarra un sistema di protezione del tipo di quello della fig.V.3. Per garantire la selettività, sarà necessario che i tempi di intervento dei vari relè siano adeguatamente crescenti man mano che ci si avvicina al punto di alimentazione (fig.V.4); più in particolare, è necessario che il tempo di intervento del relè del sistema di protezione SP2 (SP1) sia maggiore del tempo di intervento del relè del sistema di protezione SP3 (SP2) di un intervallo di tempo pari almeno al tempo di interruzione dell'interruttore del sistema di protezione SP3 (SP2).

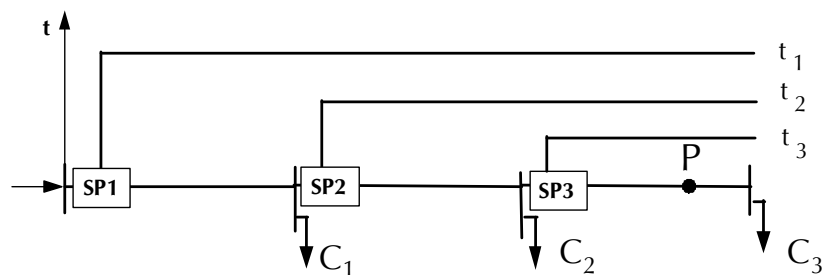


Fig. V.4_Sistemi di protezione con relè a massima di corrente di più tratti di linea MT con più carichi

Le condizioni citate per la verifica della selettività si possono immediatamente comprendere con un semplice esempio; si supponga che avvenga un cortocircuito nel punto P della fig.V.4, cioè a valle di SP3. È evidente che tutti i relè a massima di corrente presenti a monte del punto di guasto percepiranno la presenza di una sovracorrente, ma uno solo di loro, al fine di garantire la selettività, deve comandare l'intervento del proprio interruttore: il relè installato in SP3; se ciò avviene, infatti, viene disalimentato il minor numero possibile di carichi, e cioè il carico C_3 (se, ad esempio, il relè posto in SP2 comandasse all'apertura l'interruttore ad esso associato si avrebbe la disalimentazione anche di C_2). Perché ciò avvenga è necessario, evidentemente, che il tempo di eliminazione del guasto del sistema di protezione SP3 (somma del tempo di intervento del relè posto in SP3 e del tempo di interruzione dell'interruttore ad esso associato) sia minore del tempo di intervento del relè posto in SP2 e, conseguentemente, di quello posto in SP1; solo in tal caso, infatti, il guasto nel punto P viene eliminato prima che il relè posto in SP2, e tanto più quello posto in SP1, invii il comando di apertura all'interruttore ad esso associato.

Come mostrato nella figura V. 5, il sistema di protezione può essere installato anche solo sul primo tratto, SP1, mentre gli alti tratti sono caratterizzati dalla presenza di soli interruttori di manovra sezionatori (IMS).

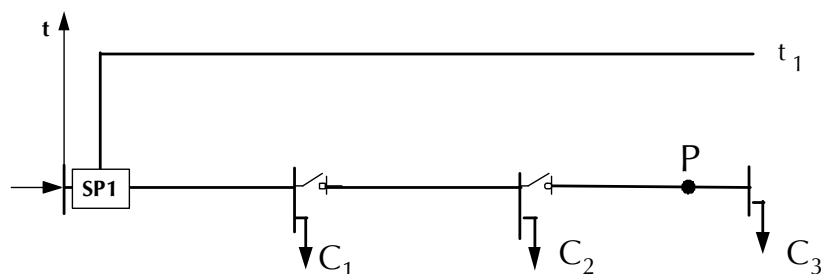


Fig. V.5_Sistema di protezione con relè a massima di corrente solo sul primo tratto di linea MT con più carichi

Si consideri, adesso, il caso di guasto monofase a terra. A questo tipo di cortocircuito, per i motivi illustrati nel seguito, non sono associate correnti di valore elevato, per cui i sistemi di protezione adottati per i guasti polifase non possono essere impiegati. Più in particolare, nel caso di cortocircuito monofase la corrente di cortocircuito monofase è limitata dalle capacità verso terra delle fasi non soggette a guasto per cui la sua intensità è tanto limitata da non dar luogo all'intervento del relè a massima di corrente. D'altra parte, anche se il valore della corrente di cortocircuito è tanto piccola da non costituire di per sé

causa di pericolo per le persone o le cose, essa va comunque rilevata ed eventualmente eliminata; a tal fine vengono impiegati sistemi di protezione dotati di relè di tensione omopolare o di relè varmetrici direzionali.

Per comprendere i motivi che portano all'impiego di suddetti relè, è necessario premettere alcune considerazioni sui fenomeni che accompagnano un cortocircuito monofase in una linea in MT del tipo evidenziato in precedenza.

Si consideri inizialmente il caso di una linea in MT di una struttura radiale semplice che si diparte dalle sbarre del trasformatore AT/MT. Si assuma, per semplicità di trattazione, che le impedenze serie del trasformatore e della linea siano di valore trascurabile; si supponga, poi, che le capacità verso terra della linea siano concentrate in un sol punto.

In condizioni di funzionamento normali (fig.V.6), le tensioni delle fasi rispetto a terra $\bar{V}_i^T$ e quelle delle fasi rispetto al centro stella del secondario del trasformatore AT/MT $\bar{V}_i$ sono uguali tra loro, perché il centro stella N è allo stesso potenziale di terra T. Ne consegue, ovviamente, che la somma delle tensioni delle fasi rispetto a terra è uguale a zero.

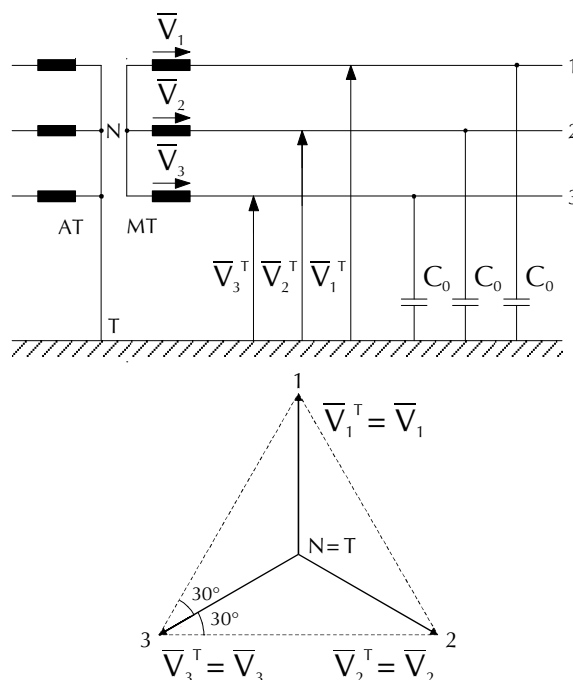


Fig. V.6_Rappresentazione schematica di una linea in MT con centro stella isolato e diagramma fasoriale delle tensioni in condizioni di funzionamento normali

In condizioni di cortocircuito monofase a terra (fig.V.7), ad esempio della fase 3, la fase guasta si porta al potenziale di terra (per semplicità si assume che l'impedenza del guasto è nulla), mentre le due fasi non affette da guasto assumono verso terra un valore di tensione pari alla tensione concatenata. Ne consegue che la somma delle tensioni delle fasi rispetto a terra non è più nulla, ma pari alla somma vettoriale di due tensioni concatenate.

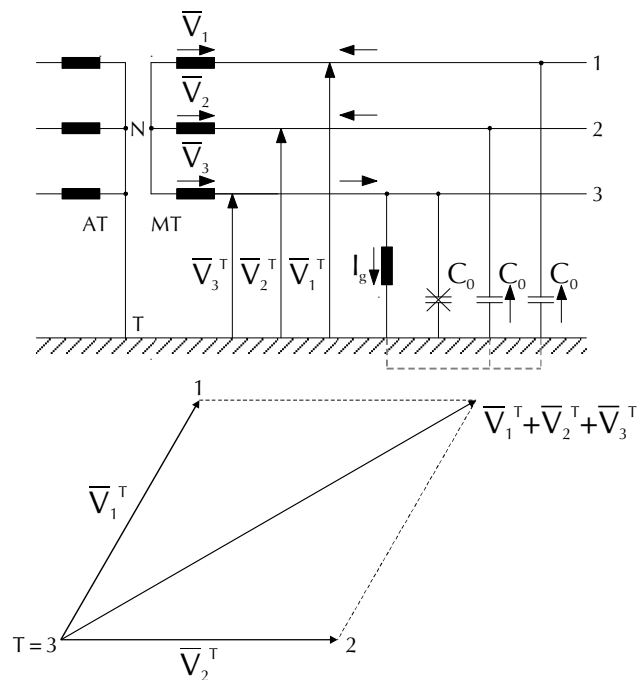


Fig. V.7_Rappresentazione schematica di una linea in MT con centro stella isolato e diagramma fasoriale delle tensioni in condizioni di cortocircuito monofase a terra della fase 3

Da quanto evidenziato in precedenza appare chiaro che la grandezza da tenere sotto controllo per discriminare la presenza di un cortocircuito monofase è proprio la somma delle tensioni delle fasi rispetto a terra: tale grandezza è uguale a zero in condizioni normali ed assume un valore significativamente diverso da zero in condizioni di guasto monofase a terra.

Il sistema di protezione che può essere impiegato nel caso in esame per la protezione contro i guasti monofase è allora costituito dall'insieme di un relè voltmetrico a massima di tensione (fig.V.8) e di un interruttore o di un dispositivo segnalatore di guasto. Il relè voltmetrico della fig.V.8 è alimentato da un trasformatore che ha il secondario a triangolo aperto ed il primario a stella con centro stella a terra.

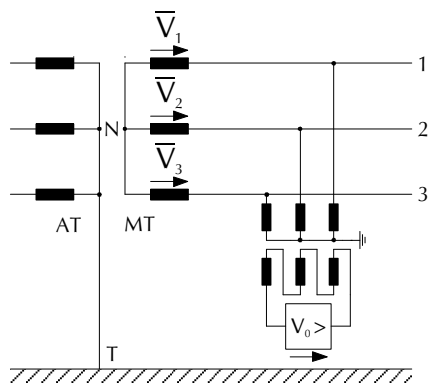


Fig. V.8_Relè voltmetrico per la protezione contro i cortocircuiti monofase in una linea in MT con centro stella isolato

Il relè a massima di tensione della fig.V.8 non è, però, in grado di garantire la selettività quando dal secondario del trasformatore AT/MT si dipartono più linee (due linee nel caso semplice della fig.V.9). Infatti, quando avviene un cortocircuito monofase a terra in un punto di una qualunque delle linee in MT della fig.V.9, la sbarra che alimenta la fase guasta (nella fig.V.9, la sbarra S_3) si porta al potenziale di terra, per cui la somma delle tre tensioni delle fasi verso terra di tutte le linee che da essa si dipartono sarà pari alla somma vettoriale di due tensioni concatenate. Tutti i relè voltmetrici eventualmente posti in partenza delle linee avvertirebbero, pertanto, la presenza di un guasto e segnalerebbero il guasto o comanderebbero i propri interruttori ad intervenire: verrebbe, così, disalimentata non solo la linea su cui è presente il guasto, ma anche tutte le altre sane.

Il problema di garantire la selettività nelle reti in MT del tipo della fig.V.9 si può risolvere impiegando, al posto dei relè voltmetrici, i relè varmetrici direzionali, detti anche relè direzionali di terra.

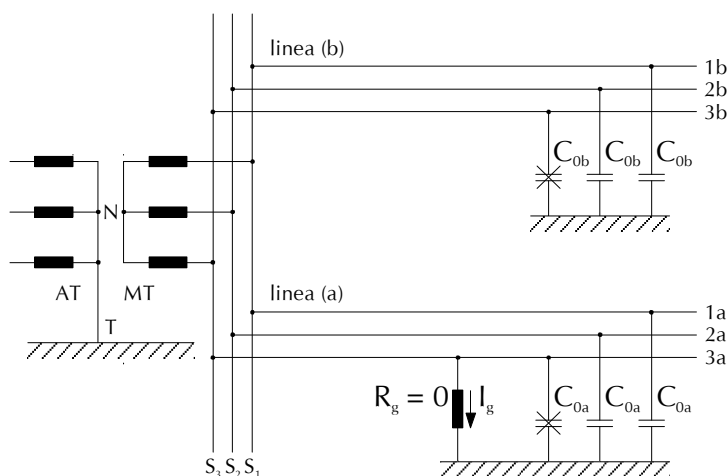


Fig. V.9_Rappresentazione schematica di più linee in MT che si dipartono dal secondario di un trasformatore AT/MT con centro stella isolato, in condizioni di cortocircuito monofase a terra.

Per comprendere il motivo per cui si ricorre a tale soluzione si faccia riferimento alla fig.V.10, in cui è evidenziato il percorso della corrente di cortocircuito monofase. Essendo cortocircuitate dal guasto tutte le capacità verso terra delle fasi collegate alla sbarra S_3 , la corrente di cortocircuito monofase si richiude attraverso le capacità delle fasi sane di tutte e due le linee e ritorna al punto di guasto attraverso il secondario del trasformatore AT/MT.

Appare evidente che il vettore somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre S_1 , S_2 ed S_3 verso la linea (a) dove è materialmente presente il guasto, e cioè $\bar{I}_a$, è uguale in modulo, ma in opposizione di fase, rispetto al vettore somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre verso la linea (b) dove non è presente il guasto, e cioè $\bar{I}_b$; ambedue questi vettori sono, poi, in quadratura con il vettore somma delle tensioni delle fasi verso terra, uguale per tutte e due le linee. Ne consegue che si possono impiegare per discriminare la presenza del guasto dei relè varmetrici direzionali, del tipo riportato nella fig.V.11; le voltmetriche dei relè sono alimentate dalla somma delle tensioni verso terra mentre le amperometriche dalla somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre. Ovviamente, le potenze reattive misurate dai due relè posti in partenza delle linee saranno di segno opposto.

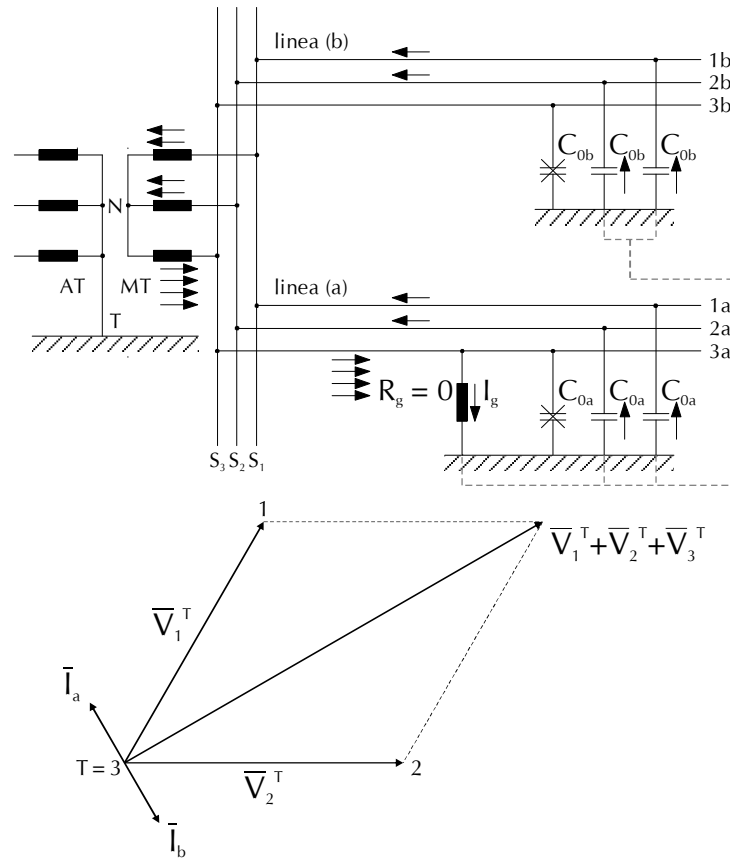


Fig. V.10_Rappresentazione schematica di più linee in MT che si dipartono dal secondario di un trasformatore AT/MT con centro stella isolato in condizioni di cortocircuito monofase a terra: percorso della corrente di guasto e diagramma fasoriale delle tensioni

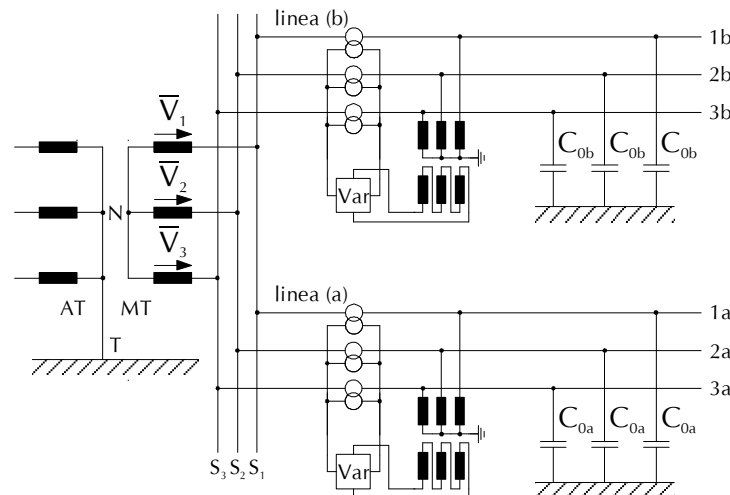


Fig. V.11_Relè varmetrici direzionali per la protezione contro i cortocircuiti monofase a terra di più linee in MT con centro stella isolato

b) Linee della struttura ad anello

Si consideri adesso il caso in cui la struttura della rete è ad anello.

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti polifase, poichè nelle reti ad anello il flusso dell'energia non è unidirezionale, fig.V.12, è necessario installare, sia a monte che a valle di ciascuna sbarra da cui sono derivate linee o carichi, sistemi di protezione oltre che con relè a massima di corrente anche con relè direzionale; solo così facendo, infatti, se avviene un cortocircuito in un punto qualsiasi di una di linea si è sicuri di garantire la selettività dei sistemi di protezione. Se, ad esempio, si ipotizza un cortocircuito nel punto P della fig.V.12 interverranno SP2a ed SP2b, con la conseguenza che i carichi presenti in B e C continueranno, a valle dell'intervento dei suddetti sistemi di protezione, ad essere ugualmente alimentati. La necessità della ulteriore presenza di relè direzionali è, ovviamente, legata al fatto che in loro assenza i due relè a massima di corrente a monte ed a valle di ciascuna sbarra misurerebbero la stessa corrente ed interverrebbero con i loro tempi di intervento, con il rischio di una inutile disalimentazione del carico alimentato dalla sbarra presso cui essi sono installati.

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti monofase, valgono, di larga massima, considerazioni analoghe a quelle fatte per la struttura radiale. Per guasto monofase in P sulla linea B-C una corrente omopolare dalle sbarre A interessa il sistema di protezione SP2a così come una corrente omopolare fornita dalle sbarre D interessa il sistema di protezione SP2b; si può proteggere l'intera rete con relè varmetrici direzionali, detti relè direzionali di terra, di tipo temporizzato.

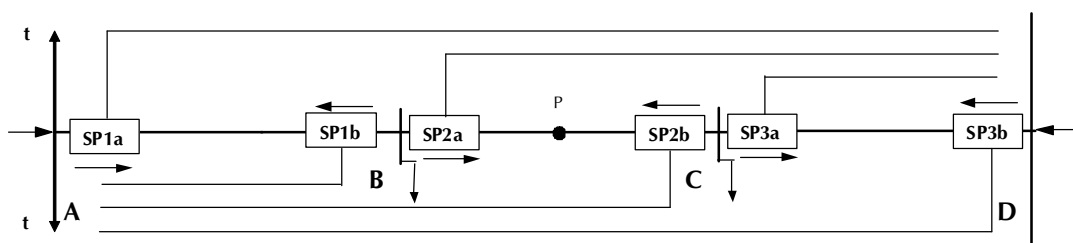


Fig. V.12_Sistemi di protezione per guasti polifase e monofase

2.2.2 Sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito nel caso di centro stella connesso a terra tramite una induttanza (bobina di Petersen).

Nel seguito viene affrontato solo il problema dei sistemi di protezione contro i guasti monofase, in quanto la connessione del centro stella a terra tramite una induttanza, per ovvi motivi, non modifica il comportamento della linea nel caso di cortocircuito polifase

rispetto al caso del centro stella isolato; nei due casi, pertanto, vengono impiegati gli stessi sistemi di protezione contro i cortocircuiti trifase e bifase. Non verrà, poi, considerato il caso delle linee con struttura ad anello.

Si faccia, inizialmente, riferimento al caso di una linea di una struttura radiale semplice (fig. V.13) alimentata da un trasformatore AT/MT il cui secondario ha il centro stella connesso a terra tramite una induttanza. Il motivo principale per cui si ricorre all'uso di tale induttanza è che, grazie ad essa, come si vedrà tra breve, è possibile la autoestinzione di quasi la totalità dei guasti monofase a terra (quelli che non sono di natura permanente), con ovvi benefici sulla continuità di esercizio della linea.

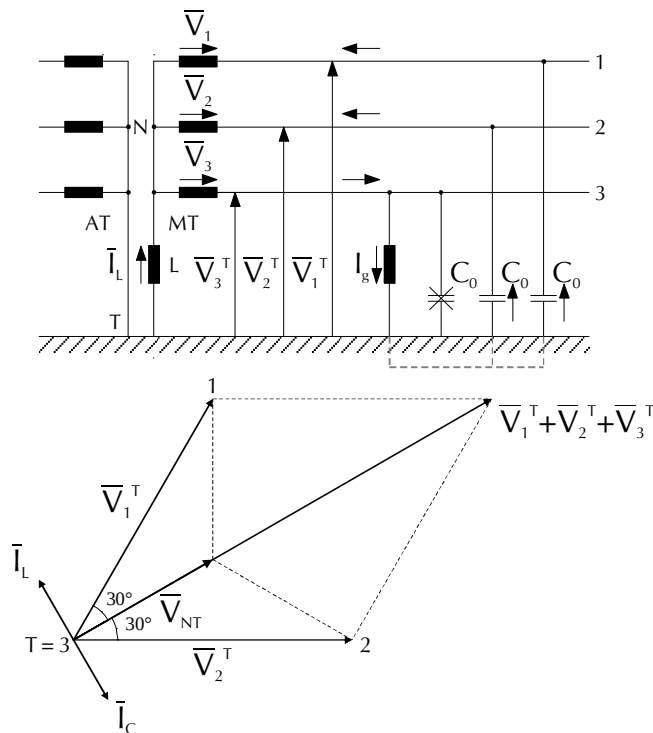


Fig. V.13 – Rappresentazione schematica di una linea in MT con bobina di Petersen e diagramma fasoriale delle tensioni in condizioni di cortocircuito monofase a terra della fase 3

In condizioni di funzionamento normali vale sempre il diagramma fasoriale delle tensioni riportato nella fig.V.6.

Quando si verifica un cortocircuito monofase, ad esempio della fase 3, se, per semplicità, si trascurano le componenti transitorie, la corrente di guasto $\bar{I}_g$ è somma di due componenti sinusoidali: la prima $\bar{I}_L$ che si richiude attraverso l'induttanza e la

seconda $\bar{I}_c$ che si richiude attraverso le capacità verso terra delle fasi non affette da guasto.

Se si sceglie il valore dell'induttanza opportunamente, si può fare in modo che le due correnti citate in precedenza in opposizione di fase siano, almeno teoricamente, uguali in modulo, in modo tale che la corrente di guasto $\bar{I}_g$ (somma delle due componenti succitate) risulti in valore nullo, con la conseguenza che, se il guasto è di natura transitoria, esso si autoestingue.

Si può calcolare il valore dell'induttanza necessaria a verificare tale condizione grazie al circuito semplificato riportato nella fig. V.14. In tale circuito si sono trascurate le impedenze serie del trasformatore e della linea e si è ipotizzato un cortocircuito netto.

Dall'analisi del circuito della fig. V.14 risulta che affinché sia nulla la corrente risultante $\bar{I}_g$, la cui espressione sarà determinata nel capitolo riguardante il calcolo della corrente di cortocircuito (cap. VIII), è necessario che sia:

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C_0} \quad (V.1)$$

Se la condizione (V.1) risulta soddisfatta, si verifica la auspicata autoestinzione, ed è questo il motivo per cui la Bobina di Petersen viene chiamata anche bobina di estinzione.

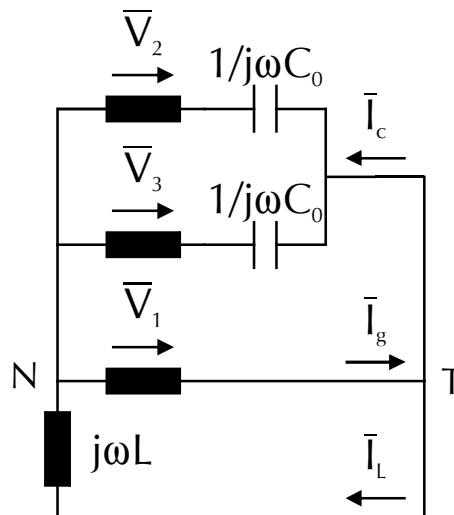


Fig. V.14_Circuito equivalente per il calcolo dell'induttanza della bobina di Petersen

È evidente che nel punto di guasto, anche se l'induttanza è scelta in base alla (V.1), circolerà comunque una corrente residua; essa è dovuta alle varie ipotesi fatte nel ricavare

la (V.1) ed anche al fatto che, per ovvi motivi, la capacità C_0 può modificarsi nel tempo (ad esempio per aggiunta di nuovi tronchi di linea). La corrente residua è, comunque, in genere inferiore ai 10-20 A, per cui il guasto di natura non permanente si autoestingue ugualmente (si è verificato sperimentalmente che ciò accade fino a correnti residue dell'ordine di 30-40 A).

Per quanto riguarda i sistemi di protezione, il guasto monofase a terra può ancora essere discriminato misurando la somma delle tensioni delle fasi rispetto a terra; si ricorre, quindi, al solito relè voltmetrico (fig. V.8). Alternativamente, si può misurare la corrente che circola nell'induttanza L.

Se si considera adesso il caso di più linee in partenza dal trasformatore MT/BT, il problema di garantire la selettività si può risolvere impiegando, al posto dei relè varmetrici direzionali i relè wattmetrici direzionali sensibili alle componenti delle correnti in fase con le tensioni; queste correnti che sono comunque di valore abbastanza piccolo, non sono compensate dalla presenza della bobina e sono presenti, tra l'altro, a causa delle perdite della bobina e della resistenza dell'impianto di terra a cui la bobina stessa è collegata (o semplicemente sono dovute alla presenza di una resistenza in parallelo alla bobina di Petersen, posta allo scopo di facilitare l'intervento dei sistemi di protezione wattmetrici).

Per comprendere il motivo per cui si ricorre a tale soluzione si faccia riferimento alla fig. V.15, in cui è evidenziato il percorso della corrente di cortocircuito monofase. Essendo cortocircuitate dal guasto tutte le capacità verso terra delle fasi collegate alla sbarra S_3 , la corrente di cortocircuito monofase si richiude attraverso le capacità delle fasi sane di tutte e due le linee e l'induttanza L e ritorna al punto di guasto attraverso il secondario del trasformatore AT/MT.

Appare evidente che il vettore somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre S_1 , S_2 ed S_3 verso la linea (a) dove è materialmente presente il guasto, è cioè $\bar{I}_a$, è costituita oltre che dalla $\bar{I}_a$ della fig. V.10 anche dalla $\bar{I}_L$, con componente reattiva che compensa le componenti capacitive delle fasi non affette da guasto delle due linee e con componente resistiva; cioè la $\bar{I}_a$ della fig. V.15 ha una componente resistiva che, invece, non è presente nel vettore somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre S_1 , S_2 ed S_3 verso la linea (b), dove non è presente il guasto, che coincide con la $\bar{I}_b$ della fig. V.10. Ne consegue che si possono impiegare per discriminare la presenza del guasto dei relè

wattmetrici direzionali¹, del tipo riportato nella fig.V.16; le voltmetriche dei relè sono alimentate dalla somma delle tensioni verso terra mentre le amperometriche dalla somma delle correnti che si dipartono dalle sbarre.

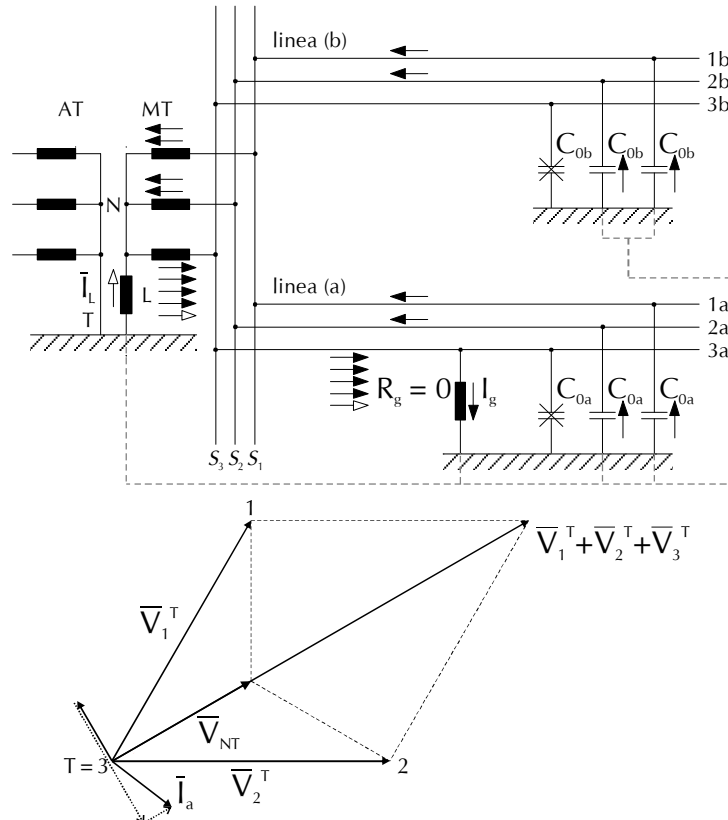


Fig. V.15_Rappresentazione schematica di più linee in MT che si dipartono dal secondario di un trasformatore AT/MT, con centro stella compensato, in condizioni di cortocircuito monofase a terra: percorso della corrente di guasto e diagramma fasoriale delle tensioni (in compensazione perfetta)

¹ Nelle ipotesi fatte, la resistenza delle linee è stata trascurata. In generale, se vengono considerate le resistenze, la corrente rilevata dai wattmetri presenterà anche una componente attiva. Conseguentemente la potenza attiva associata sarà rilevata anche dal wattmetro della linea sana, ma di segno opposto rispetto a quello rilevato dal wattmetro della linea guasta.

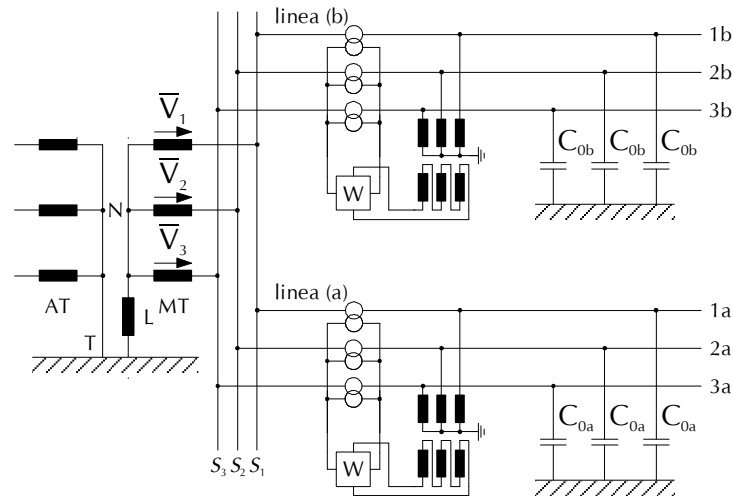


Fig. V.16_Relè wattmetrici direzionali per la protezione contro i cortocircuiti monofase di più linee in MT con centro stella compensato

2.2.3 Sistemi di protezione contro le correnti di sovraccarico

Per quanto riguarda i sistemi di protezione contro le correnti di sovraccarico, essi si potrebbero installare in qualunque punto della linea, in quanto la linea in questo caso risulta sana. Essi sono in genere costituiti da:

- un relè a massima di corrente a tempo indipendente, nel caso di linee di scarsa importanza;
- un relè a massima di corrente a tempo dipendente, nel caso di linee di una certa importanza;
- un interruttore.

Rispetto ai relè a massima di corrente per le correnti di cortocircuito, i relè a massima di corrente per le correnti di sovraccarico sono tarati per correnti minori e per tempi di intervento maggiori, figura V.17.

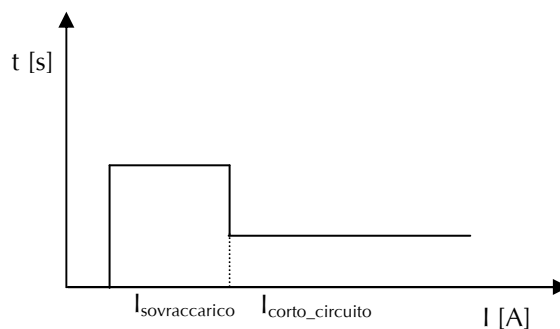


Fig. V.17_Relè a massima di corrente per le correnti di cortocircuito e relè a massima di corrente per le correnti di sovraccarico: caratteristiche di intervento

2.3 Linee in BT

Il più semplice sistema di protezione contro le sovracorrenti è costituito normalmente da un interruttore e da un relè; nella parte dell'impianto a media tensione questi due componenti sono separati, nella parte dell'impianto a bassa tensione questi due componenti trovano posto in uno stesso involucro e il sistema di protezione prende il nome di interruttore automatico, il cui simbolo è riportato nella fig. V.18 a) in generale e nella figura V.18 b) se dotato di relè di tipo magneto-termico.

Le principali caratteristiche di un interruttore automatico sono, oltre il potere di chiusura e di interruzione, la caratteristica di intervento e l'integrale di Joule o I^2t . Nel caso di relè di tipo magneto-termico la caratteristica di intervento e l'andamento dell'integrale di Joule sono riportate nella fig. V.18 c e d.

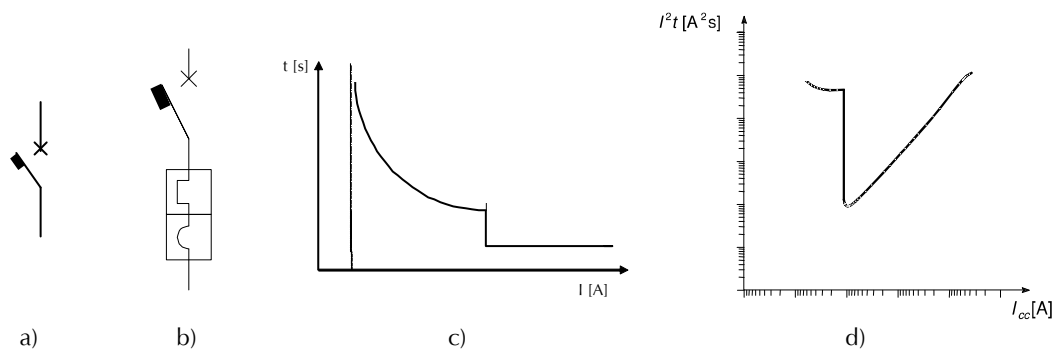


Fig. V.18_Interruttore automatico: a) Simbolo CEI; b) interruttore magnetotermico, c) caratteristica di intervento; d) integrale di Joule

Come già detto, salvo casi rari, sulla bassa tensione è quasi universalmente impiegata la struttura radiale semplice.

In conseguenza della presenza del collegamento a terra del centro stella del secondario del trasformatore MT/BT, anche i cortocircuiti monofase sono caratterizzati da elevati valori di corrente, per cui per le linee in BT viene impiegato un unico sistema di protezione per tutti i tipi di cortocircuito (monofase e polifase).

I sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito (monofase e polifase) e contro le correnti di sovraccarico impiegati sono:

- interruttori automatici, dotati di relè magnetotermici;
- fusibili a cartuccia.

Quando più sistemi di protezione sono disposti in serie, si pone anche in bassa tensione il problema di garantire la selettività. Nel caso specifico della bassa tensione,

facendo, ad esempio, riferimento al caso di interruttori automatici in serie, per ottenere una selettività totale il sistema di protezione a valle avrà una caratteristica d'intervento² opportunamente traslata rispetto a quella del sistema di protezione a monte; la traslazione viene ottenuta in senso verticale (selettività cronometrica) (fig. V.19) o in senso orizzontale (selettività amperometrica) (fig. V.20).

In certi casi può essere ammissibile che i due dispositivi di protezione in serie presentino un campo di selettività delimitato (fig. V.21) da una corrente limite di selettività I_s . Dal valore di corrente di cortocircuito uguale a I_s non si sa quale interruttore interviene. Si parla allora di selettività parziale.

Sia la selettività amperometrica che quella cronometrica hanno dei limiti.

La prima è applicabile in BT in quanto le impedenze delle linee hanno valori significativi e comportano correnti di cortocircuito abbastanza variabili dalla sorgente ai punti periferici. In MT la selettività amperometrica si utilizza soltanto fra le protezioni poste a monte e a valle dei trasformatori (fra di esse risulta in questo caso interposta la impedenza del trasformatore).

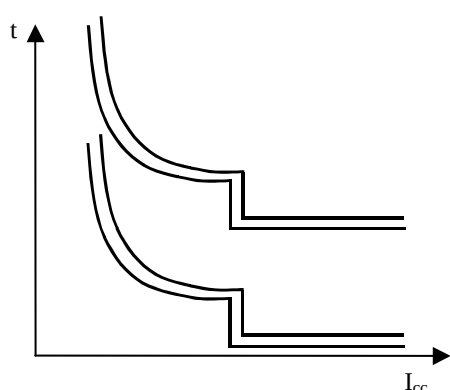


Fig. V.19_Esempio di selettività cronometrica

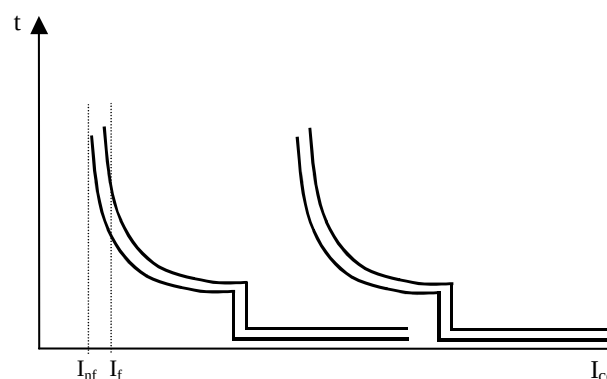


Fig. V.20_Esempio di selettività amperometrica

² Le norme non stabiliscono la forma che deve avere la caratteristica d'intervento, ma solo alcune porte entro cui deve essere contenuta- Una di queste porte è delimitata dalla corrente convenzionale di non intervento (I_{ni}) e dalla corrente convenzionale di intervento (I_i).

La corrente convenzionale di non intervento, I_{ni} , è quel valore specificato di corrente che non provoca, in condizioni determinate, l'intervento dell'interruttore per un intervallo di tempo convenzionale.

La corrente convenzionale di intervento, I_i , è quel valore specificato di corrente che provoca, in condizioni determinate, l'intervento dell'interruttore entro un intervallo di tempo convenzionale.

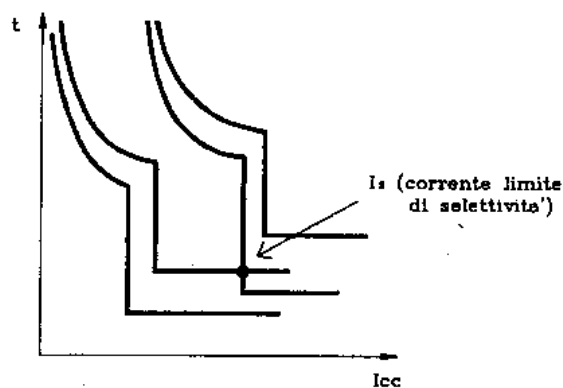


Fig. V.21_Esempio di selettività parziale

La selettività cronometrica, come già detto, si ottiene praticando temporizzazioni tanto più lunghe quanto più le apparecchiature sono prossime alla sorgente di energia. Tale ritardo può risultare eccessivo in quanto è spesso incompatibile con le imposizioni dell'Ente Distributore dell'energia (che richiede un tempo di intervento ridotto a livello di interruttore automatico generale dell'utente).

Per ovviare agli inconvenienti che si verificano con la scelta di selettività amperometriche e cronometriche possono adoperarsi unità programmabili a microprocessore che gestiscono più interruttori in cascata. In questo caso infatti a ciascun interruttore è associato un relè (relè logico) in grado di emettere e ricevere un ordine di attesa logica. Quando nasce una corrente di guasto ogni relè logico a monte del punto di guasto emette un ordine di attesa logica verso quello installato immediatamente a monte, il relè logico posto subito a monte del guasto provoca l'intervento dell'interruttore associato non ricevendo l'ordine di attesa logica da quello posto a valle. Con tale sistema (selettività logica riportata nella fig. V.22) le temporizzazioni possono essere ridotte al minimo e non sono condizionate dai vincoli della selettività cronometrica.

Tale tecnica di protezione è applicabile con successo sia ai sistemi bt che a quelli MT, sia per strutture radiali che ad anello accoppiandola ovviamente, in quest'ultimo caso, a relè direzionali.

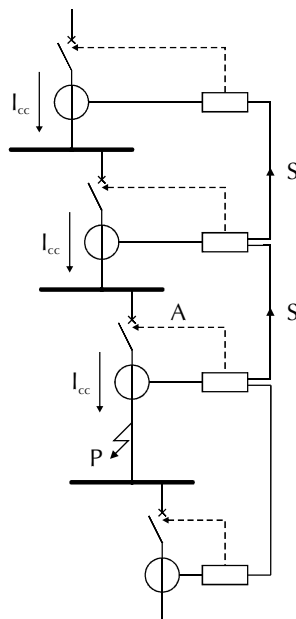


Fig. V.22_Esempio di selettività logica

2.4 Trasformatori MT/BT

La protezione contro i cortocircuiti avviene tramite fusibili (molto diffusa negli Stati Uniti e non particolarmente in Europa) o interruttori con relè. Nel seguito vengono presi in esame i sistemi di protezione con interruttori e relè.

Nel sistema di protezione, disposto sul lato MT (fig V.23), vi è un relè a massima di corrente regolato per valori di corrente tali da non intervenire nel caso di cortocircuito sul lato bassa tensione e durante l'inserzione del trasformatore; è anche presente un relè di massima corrente omopolare per la protezione contro i cortocircuiti monofase a terra quando la media tensione è esercita a neutro isolato o con induttanza.

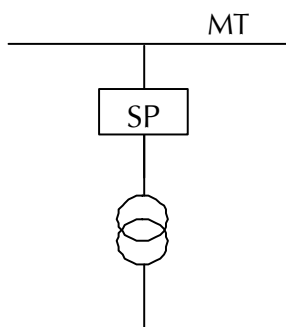


Fig. V.23_Sistemi di protezione con interruttori e relè per trasformatori

Nei trasformatori ad olio è, poi, presente il relè Buchholz. Il sistema di protezione con relè Buchholz (che è un relè di tipo meccanico) è inserito nella tubazione che collega il cassone del trasformatore al conservatore dell'olio (fig.V.24); esso è costituito da una camera con due galleggianti che azionano il primo un segnale di allarme ed il secondo un interruttore. Questo sistema di protezione rileva la presenza di gas all'interno del trasformatore e, quindi, protegge lo stesso da tutte le condizioni di funzionamento anormali che provocano surriscaldamento e decomposizione dell'olio.

Quando comincia a svilupparsi gas all'interno del cassone, esso si raccoglie nella camera del relè Buchholz, ed in particolare nella parte superiore della stessa, il che determina un abbassamento del livello dell'olio ivi presente; ne consegue l'abbassamento del primo galleggiante con cui è associato un segnale di allarme. In caso di sviluppo violento di gas, situazione tipica di un cortocircuito, i violenti moti vorticosi che ne conseguono determinano l'intervento del secondo galleggiante che comanda l'interruttore a distaccare il trasformatore.

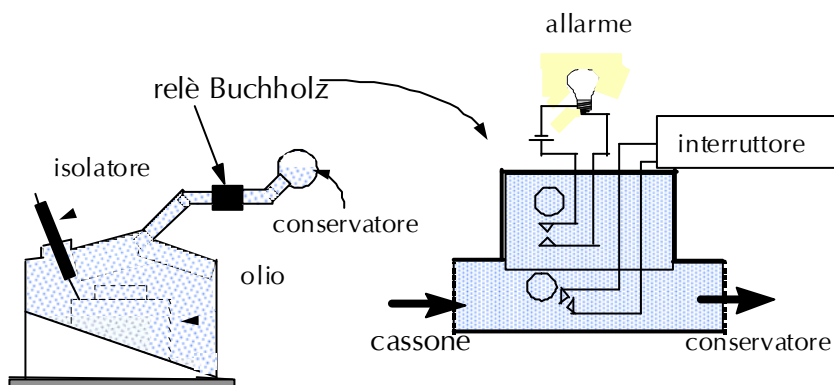


Fig. V.24_Sistema di protezione con relè Buchholz di un trasformatore ad olio

Considerando i sistemi di protezione precedentemente analizzati gli schemi presentati nelle figg. V.1 e V.2 sono riproposti di seguito nelle figg. V. 25, V.26 e V.27 con i relativi sistemi di protezione sulla MT.

Nella fig. V.25 potevano essere considerati anche i sistemi di protezione su tutti i tratti di linea MT, in partenza. Nella fig. V.26 potevano essere considerati anche i sistemi di protezione su tutti i tratti di linea MT.

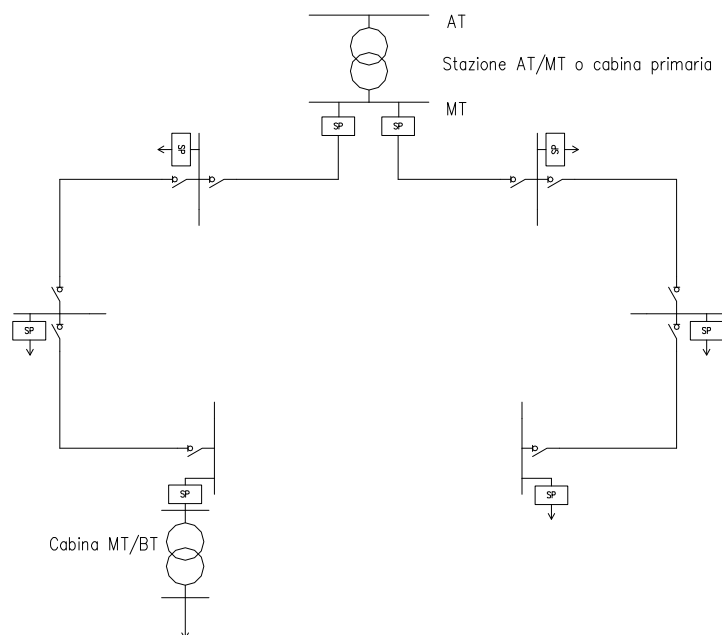


Fig. V.25_Struttura radiale semplice con sistema di protezione solo sul primo tratto di linea MT

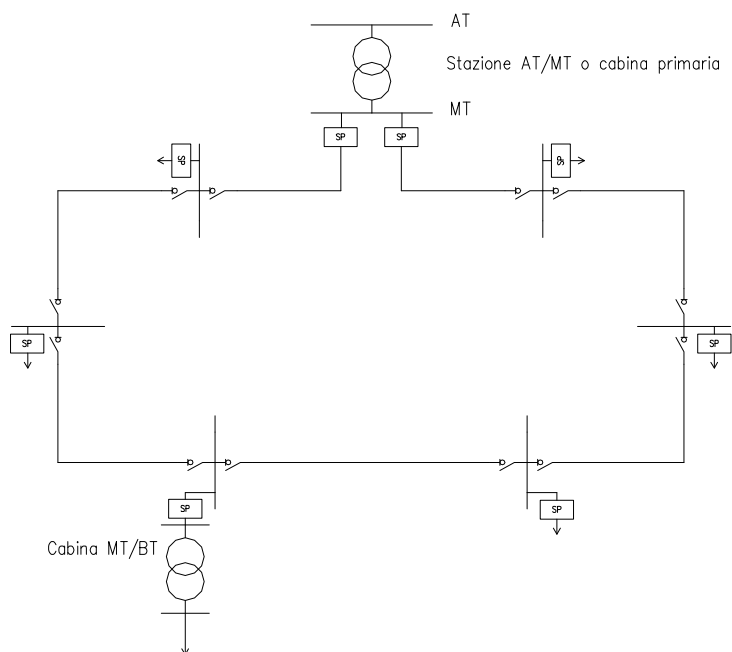


Fig. V.26_Struttura radiale con richiusura con sistema di protezione solo sui due primi tratti di linea MT

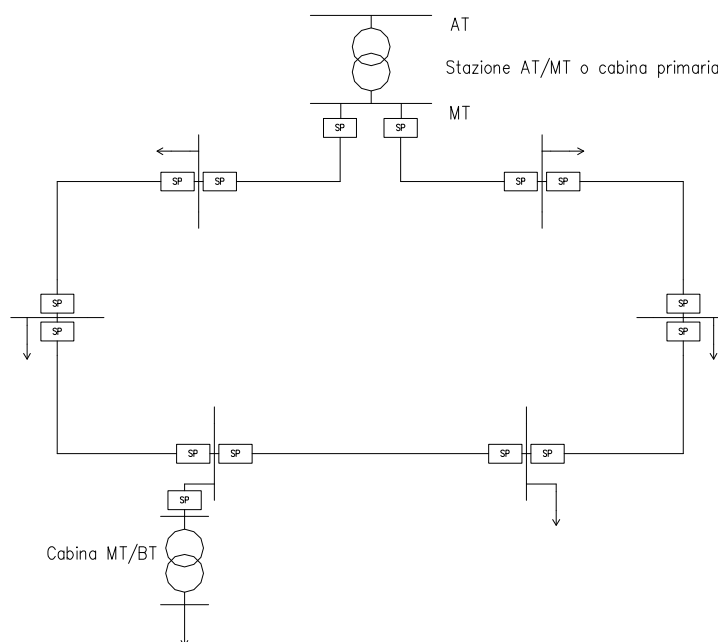


Fig. V.27_Structura ad anello con sistemi di protezione

3. Sistemi di protezione contro le sovratensioni

I sistemi di protezione contro le sovratensioni sono normalmente classificati in:

- preventivi, che agiscono in modo da contenere preventivamente l'entità delle sovratensioni che si possono presentare nei sistemi elettrici;
- repressivi, che, invece, sono destinati a convogliare a terra le sovratensioni che eccedono i livelli di isolamento, evitando che esse si propaghino con tutta la loro intensità lungo il sistema elettrico.

I provvedimenti di tipo preventivo contro le sovratensioni di origine interna sono, ad esempio, la messa a terra del neutro, l'adozione di resistenze di smorzamento negli interruttori e l'utilizzo di sistemi di eccitazione rapidi dei generatori sincroni. Contro le sovratensioni di origine esterna si adottano le funi di guardia, la messa a terra di sostegni nelle linee con conduttori nudi e la schermatura nelle stazioni.

La messa a terra del neutro, come si vedrà nel seguito, permette, tra l'altro, di vincolare la tensione verso terra delle fasi di un sistema elettrico.

Le resistenze di smorzamento negli interruttori intervengono a smorzare opportunamente le tensioni di ristabilimento in modo da rendere meno probabile l'intersezione con la tensione di ripristino della rigidità dielettrica.

I sistemi di eccitazione possono contenere gli aumenti di tensione dovuti, ad esempio, ai bruschi distacchi di carico.

Le funi di guardia producono un effetto schermante sui conduttori di potenza nei riguardi dei fulmini. Affinchè ciò avvenga occorre che esse siano disposte in posizione elevata rispetto ai conduttori di potenza in modo tale che l'angolo, detto angolo di protezione, compreso tra la verticale passante per la fune di guardia e la retta congiungente la fune e il conduttore di potenza più esterno, e quindi più esposto, non superi i 30° . Le funi di guardia consentono, inoltre, di ridurre anche le sovratensioni nel caso di fulminazione dei sostegni, in quanto introducono tra il sostegno colpito e la terra tanti altri circuiti in parallelo (gli altri sostegni collegati attraverso la fune di guardia) che sottraggono al sostegno colpito corrente di scarica.

La messa a terra dei sostegni si effettua mediante un conduttore interrato ad una profondità di circa 1 m, collegato ai montanti e disposto ad anello attorno al sostegno in modo da ottenere un basso valore della resistenza di terra dei sostegni stessi.

La schermatura delle stazioni ha lo scopo di evitare le fulminazioni dirette nelle stazioni, dove si trovano i trasformatori e le apparecchiature.

Per un'efficace protezione preventiva contro i vari tipi di sovratensione occorre, infine, coordinare l'isolamento dei diversi componenti del sistema. Ogni componente si trova, infatti, esposto in modo diverso ai differenti tipi di sovratensione ed ha un'influenza diversa sulla continuità del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Ad esempio, le linee con conduttori nudi sono i componenti più esposti alle sovratensioni di origine esterna, mentre quelle di origine interna interessano tutti i componenti del sistema. I terminali delle linee, siano esse con conduttori nudi o in cavo, e gli apparati collegati sono, inoltre, particolarmente interessati alle sovratensioni che si hanno nel funzionamento a vuoto.

Una volta stabilito il livello di isolamento da assegnare a ciascun componente occorrerà ricorrere ad opportuni apparati di protezione contro quelle sovratensioni che superano, in ampiezza, tale livello, realizzando la cosiddetta protezione di tipo repressivo. Tali apparati sono gli spinterometri e gli scaricatori che hanno caratteristiche tali per cui, al verificarsi di sovratensioni prossime al livello di isolamento previsto, la scarica avviene a terra attraverso di loro piuttosto che attraverso gli altri componenti del sistema.

Gli spinterometri, di cui la fig.V.28 è un esempio, è, in genere, costituito da due elettrodi metallici collegati tra parte in tensione e terra. La distanza in aria tra gli elettrodi è tale che la differenza di potenziale ad essi applicata in condizioni di funzionamento

normali non è sufficiente ad innescare l'arco, che, invece, si innesca all'atto di una opportuna sovratensione. Questi componenti possono provocare disservizi in quanto non sono sempre in grado di interrompere la corrente a frequenza industriale che fa seguito a quella ad impulso associata alla scarica, per cui ogni loro intervento può provocare un cortocircuito monofase a terra con conseguente interruzione del servizio per intervento dei sistemi di protezione contro le sovracorrenti. Esistono, comunque, in commercio spinterometri autoestinguenti, che sono in grado di estinguere il cortocircuito che si instaura al momento della scarica.

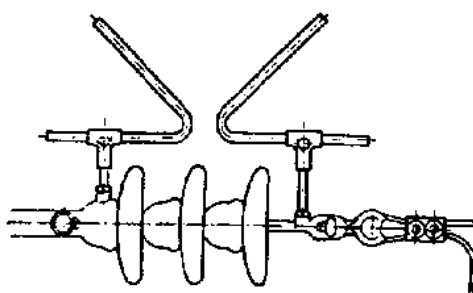


Fig. V.28_Spinterometro

Gli scaricatori, invece, superano, con opportuni accorgimenti costruttivi, i problemi degli spinterometri. I principali tipi di scaricatore sono quelli a resistore non lineare.

Gli scaricatori a resistore non lineare sono costituiti da materiali porosi semiconduttori (ad esempio, la resorbite) ottenuti per impasto e cottura di materiale ceramico isolante e materiale conduttore (carburo di silicio) oppure, più recentemente, da ossido di zinco. Il principio di funzionamento degli scaricatori si basa sul fatto che i suddetti materiali presentano una resistenza che diminuisce all'aumentare della corrente di scarica con legge praticamente iperbolica. Il funzionamento dello scaricatore avviene allora nel seguente modo (fig.V.29):

- in assenza di sovratensioni, lo scaricatore ha resistenza infinita e quindi è un circuito aperto;
- quando si verifica una sovratensione lo scaricatore si innesca, cioè avviene una scarica con formazione di archi tra le varie resistenze componenti (il valore V_i di tensione al quale inizia la scarica è detto tensione di innesco dello scaricatore);
- a causa della caratteristica resistenza-corrente di scarica, la tensione V_s ai capi dello scaricatore, durante la scarica, è praticamente costante e poco discosta da V_i ; lo

scaricatore limita, quindi, la sovratensione nel punto in cui è inserito praticamente al valore della tensione di innesco, scaricando a terra la tensione eccedente V_i ;

- al diminuire della sovratensione (coda dell'onda impulsiva) la corrente di scarica diminuisce rapidamente, provocando un altrettanto rapido aumento della resistenza con conseguente disinnesco dello scaricatore.

Per applicazioni in bassa tensione, oltre agli spinterometri autoestinguenti e agli scaricatori a resistenza non lineare (varistori) sono impiegati anche scaricatori elettronici costituiti, in pratica, da diodi Zener che hanno caratteristiche simili ai varistori ma prestazioni inferiori.

Gli spinterometri non si distribuiscono di solito lungo le linee, ma soltanto ai terminali di partenza e di arrivo delle linee stesse; gli scaricatori tra i singoli conduttori di linea e la terra in vicinanza dei trasformatori. Nel caso della bassa tensione, gli scaricatori vengono inseriti tra i conduttori attivi e la terra.

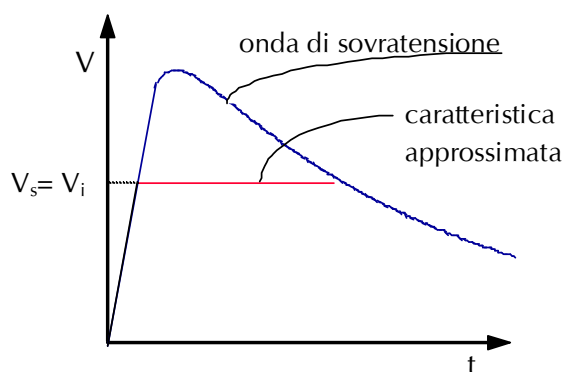


Fig. V.29_Caratteristica di uno scaricatore a resistore non lineare

CAPITOLO VI

Cabine elettriche di trasformazione

1. Generalità

Dopo aver esaminato separatamente i vari componenti degli impianti elettrici di media e bassa tensione (linee elettriche, apparecchi di manovra, relè, sistemi di protezione) si affronta lo studio delle cabine elettriche di trasformazione, dove tutti i suddetti componenti sono presenti.

2. Definizione di cabina elettrica di trasformazione

Normalmente le cabine elettriche sono destinate ad una o più delle seguenti funzioni: trasformazione, conversione, regolazione, smistamento dell'energia elettrica. Ci si sofferma solo sulle cabine elettriche di trasformazione, la cui funzione è quella di permettere normalmente il passaggio dalla media alla bassa tensione.

La cabina elettrica di trasformazione è riportata nella fig. VI.1.

Nella Fig. VI.1 i principali componenti sono:

- arrivo linea in MT
- sbarre MT
- montante MT
- trasformatore
- montante BT
- sbarre BT
- partenze linee in BT.

Relativamente alla BT, i montanti con i relativi sistemi di protezione, le sbarre, le partenze linee con i relativi sistemi di protezione prendono posto in un unico involucro denominato nel caso particolare "quadro elettrico generale di bassa tensione (QGBT)", e nel caso più generale quadro elettrico di bassa tensione.

Nel seguito, nel paragrafo 4, si analizzeranno in modo più specifico i quadri elettrici di bassa tensione.

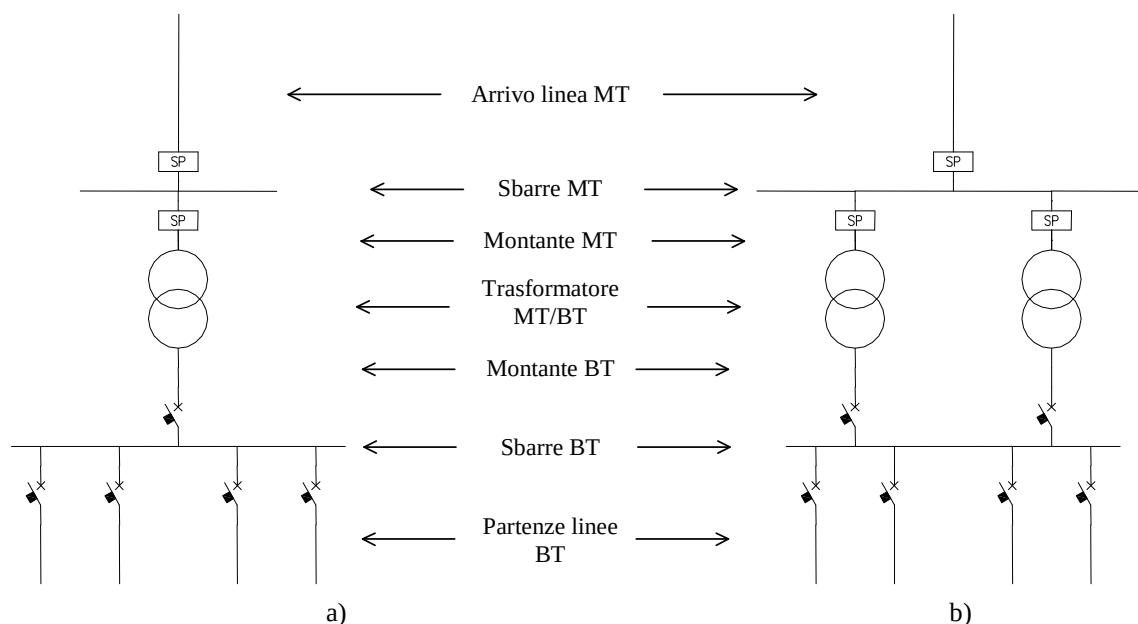


Fig. VI.1_Schema elettrico di una cabina elettrica di trasformazione a) con un trasformatore b) con due trasformatori

3. Tipi di cabina elettrica di trasformazione

Nel caso in cui l'ente distributore consegna all'utilizzatore l'energia elettrica in BT o con una linea tripolare più neutro o una linea monofase costituita da una fase e dal neutro, generalmente in cavo (si ricorda che il neutro è a terra perché in BT), l'ente distributore stesso si trova a dover gestire una propria cabina di trasformazione, detta cabina del distributore, e l'utilizzatore il proprio impianto elettrico in bassa tensione (fig. VI.2).

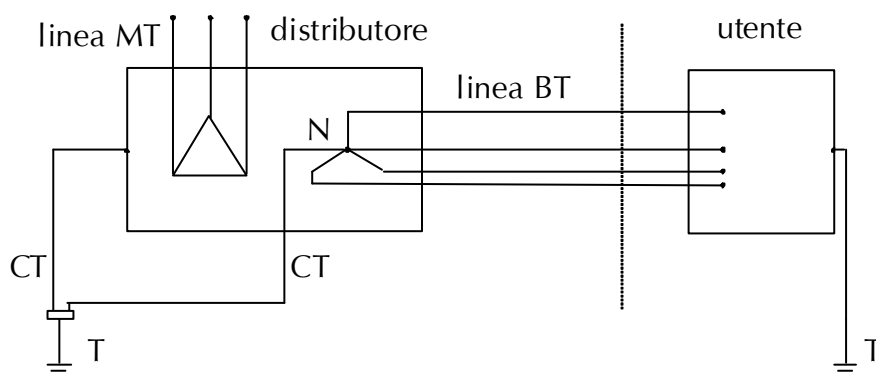


Fig. VI.2_Consegna dell'energia elettrica in BT: cabina del distributore e impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore di tipo TT (T: dispersore, CT: conduttore di terra)

Nel caso in cui l'ente distributore consegna all'utilizzatore l'energia elettrica in MT, con una linea tripolare, generalmente in cavo (si ricorda che il neutro è isolato o a terra tramite una induttanza perché in MT), l'utilizzatore si trova a dover gestire una propria cabina di trasformazione, detta cabina di utilizzatore, e un proprio impianto elettrico in bassa tensione (fig. VI.3).

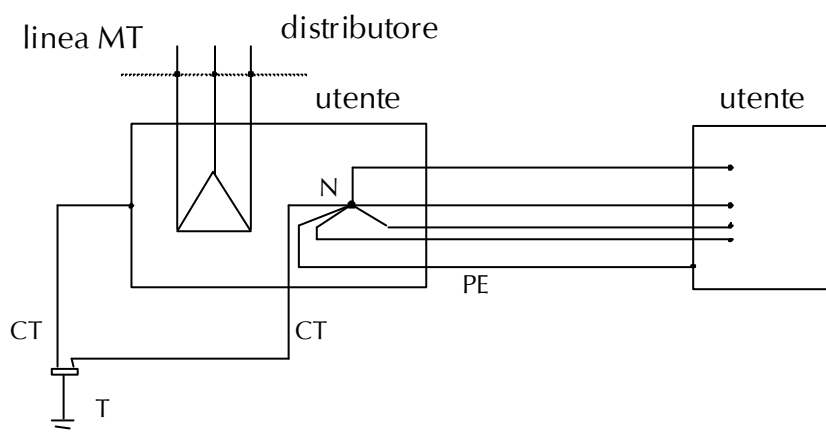


Fig. VI.3_Consegna dell'energia elettrica in MT: cabina dell'utilizzatore e impianto elettrico in bassa tensione sempre dell'utilizzatore di tipo TN-S (PE: conduttore di protezione)

Nel caso in cui l'ente distributore consegna all'utilizzatore l'energia elettrica in BT si pone il problema della messa a terra delle masse, sia lato MT sia lato BT, del neutro lato BT da parte dell'ente distributore e della messa a terra delle masse dell'impianto elettrico in bassa tensione da parte dell'utilizzatore: risulta pertanto necessaria l'esecuzione dell'impianto di terra di cabina da parte dell'ente distributore e dell'impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione da parte dell'utilizzatore (fig. VI.2), per cui l'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore è del tipo TT.

Nel caso in cui l'ente distributore consegna all'utilizzatore l'energia elettrica in MT, si pone il problema della messa a terra delle masse, sia lato MT sia lato BT, del neutro lato BT da parte dell'utilizzatore e della messa a terra delle masse dell'impianto elettrico in bassa tensione sempre da parte dell'utilizzatore: risulta pertanto necessaria l'esecuzione di un impianto di terra unico da parte dell'utilizzatore, a servizio della cabina e dell'impianto elettrico in bassa tensione (fig. VI.3), per cui l'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore è del tipo TN-S.

Nel seguito, nel paragrafo 5, si analizzeranno in modo più specifico gli impianti di terra.

4. Quadri elettrici di bassa tensione

In precedenza è stato introdotto il quadro generale di bassa tensione, in generale si parla di quadri elettrici di bassa tensione, denominati per brevità quadri elettrici.

Al fine di migliorare la sicurezza e l'affidabilità, le norme spingono verso una maggiore industrializzazione del componente quadro elettrico, inteso come insieme di carpenteria, interruttori, barre, cavi, ecc. Pertanto un quadro elettrico è da considerare un componente dell'impianto alla stregua di un cavo.

Un quadro elettrico deve essere conforme alle norme CEI 17-13¹ oppure alla norma sperimentale CEI 23-51 per i quadri ad uso domestico e similare (nel termine "similare" rientra ad esempio la piccola industria, il terziario ed in particolare gli uffici).

Per individuare il campo di applicazione delle due norme occorre innanzitutto definire la corrente nominale del quadro I_{nq} .

La corrente nominale del quadro I_{nq} è il valore più basso tra la corrente nominale in entrata I_{ne} e la corrente nominale in uscita I_{nu} .

Per corrente nominale in entrata I_{ne} del quadro si intende l'85 % della corrente nominale del sistema di protezione e/o dell'apparecchio di manovra di ingresso del quadro.

La corrente nominale in uscita I_{nu} del quadro è la somma delle correnti nominali di tutti i sistemi di protezione in uscita destinati ad essere utilizzati contemporaneamente. Se, come spesso accade, non è noto a priori quali circuiti siano destinati ad essere utilizzati in modo contemporaneo, quale corrente in uscita I_{nu} si considera la somma delle correnti nominali di tutti i sistemi di protezione in uscita.

Nella fig. VI.4 sono indicate, a titolo d'esempio, le correnti nominali I_{ne} , I_{nu} e I_{nq} di tre quadri. Come si può notare, nel primo quadro la I_{nq} coincide con I_{ne} , mentre nel secondo e nel terzo quadro la I_{nq} coincide con I_{nu} .

¹ Dal gennaio 2010 la norma CEI 17-13/1, pur rimanendo applicabile fino al 01-11-2014, sarà sostituita totalmente dalle norme CEI 17-113 e CEI 17-114.

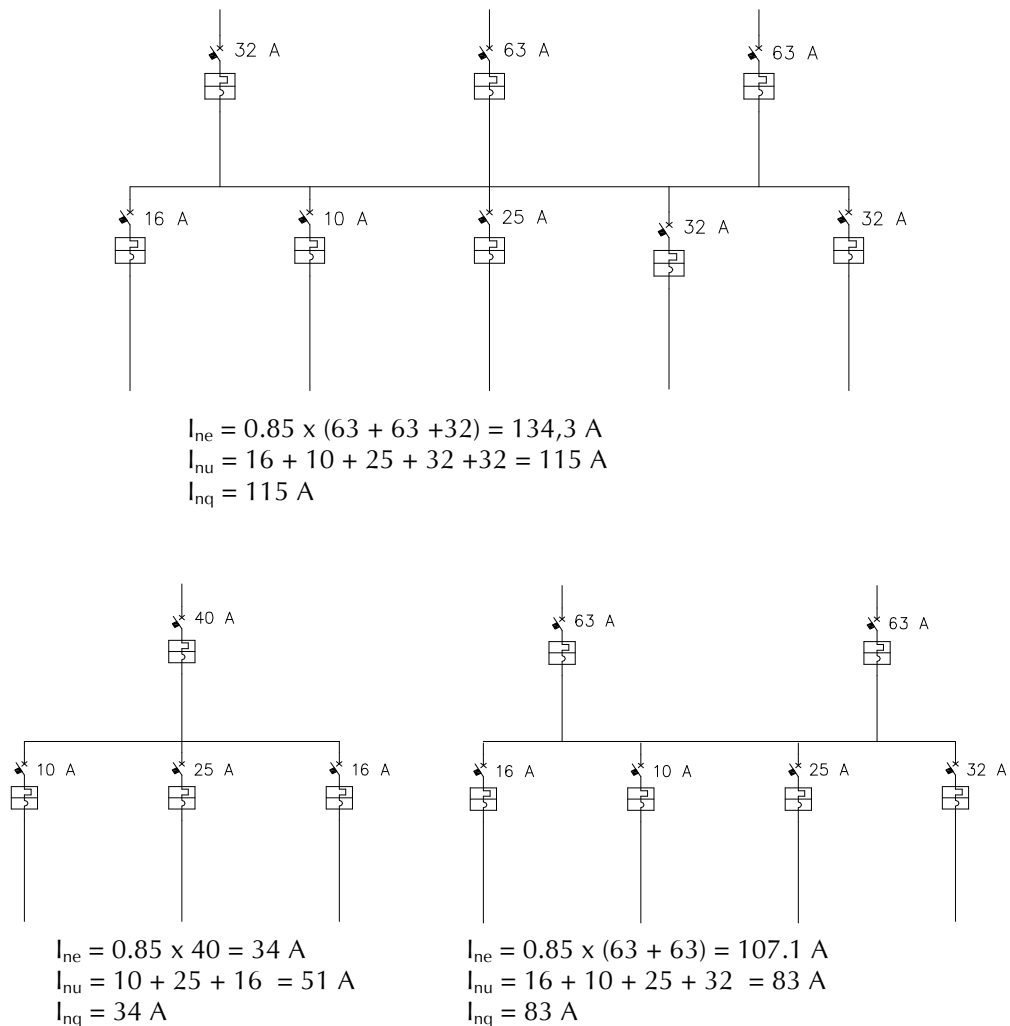


Fig. VI.4_Esempi di individuazione delle correnti nominali I_{ne} , I_{nu} e I_{nq} di un quadro

Agli involucri (vuoti) dei quadri fissi per uso domestico e similare si applica la norma sperimentale CEI 23-49. Sulla base di questa norma, il costruttore dell'involucro può stabilire qual'è la potenza massima dissipabile dall'involucro, nelle condizioni d'installazione previste, senza che la sovratemperatura superi in nessun punto della superficie esterna 30 °C. Il costruttore fornisce quindi all'installatore il valore della massima potenza dissipabile dall'involucro e le istruzioni per il corretto montaggio.

Si è ora in grado di precisare il campo di applicazione della norma CEI 23-51, e, quindi, anche quello della norma CEI 17-13.

La norma CEI 23-51 si applica ai quadri di distribuzione per installazione fissa, per uso domestico e similare, realizzati assemblando involucri vuoti, conformi alla norma sperimentale CEI 23-49, con sistemi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile, ad esempio interruttori automatici e differenziali, trasformatori, lampade, ecc.

Tali quadri devono essere:

- adatti ad essere utilizzati a temperatura ambiente normalmente non superiore a 25 °C, ma che occasionalmente può raggiungere 35 °C;
- destinati all'uso in corrente alternata con tensione nominale non superiore a 440 V;
- destinati ad incorporare sistemi di protezione ed apparecchi di manovra per uso domestico e similare con corrente nominale (I_n) non superiore a 125 A;
- con corrente nominale in entrata (I_{ne}) non superiore a 125 A;
- con corrente presunta di cortocircuito (I_{cp}) nel punto d'installazione non superiore a 10 kA (valore efficace della componente simmetrica) o protetti da dispositivi limitatori di corrente aventi corrente limitata (I_p) non eccedente 15 kA (valore di picco) in corrispondenza del loro potere d'interruzione nominale.

Se il quadro non è con le caratteristiche suindicate esce dal campo di applicazione della norma CEI 23-51 e si applicano le norme CEI 17-13.

Ad esempio, ritornando alla fig. VI.4, il secondo ed il terzo quadro rientrano nel campo di applicazione della prima norma, mentre il primo quadro rientra nel campo di applicazione della seconda norma, perché anche se ogni sistema di protezione di ingresso del quadro ha una corrente nominale minore di 125 A, la I_{ne} supera il valore di 125 A.

Il diagramma di flusso della fig. VI.5 sintetizza il campo di applicazione delle norme per i quadri di bassa tensione.

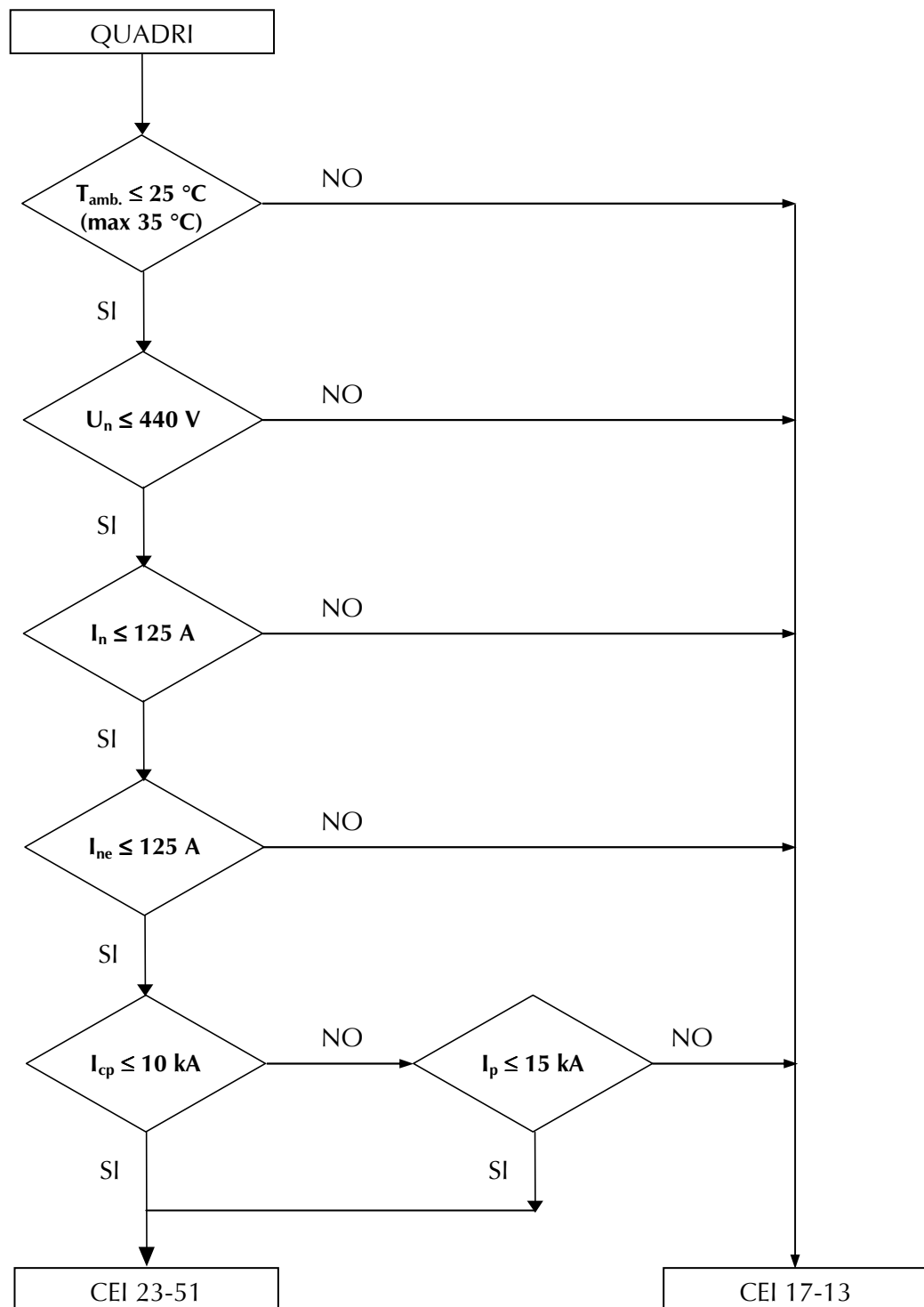


Fig. VI.5_Schema per l'individuazione delle norme di riferimento per i quadri di bassa tensione

5. Impianti di terra

Come detto bisogna analizzare sia l'impianto di terra di cabina (Norma CEI 11-1) sia l'impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore (Norma CEI 64-8/5).

5.1 Impianto di terra di cabina

Conviene distinguere l'impianto di terra relativo alla parte MT (impianti di seconda categoria) da quello relativo alla parte BT (impianti di prima categoria).

5.1.1 Impianto di terra negli impianti di II categoria

La norma 11-1 chiarisce che l'impianto risulta composto dai seguenti componenti:

- dispersori,
- conduttori di terra,
- conduttori equipotenziali.

I primi due componenti sono riportati nelle figg. VI.2 e VI.3 con i simboli T e CT, rispettivamente.

Il suddetto impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano per effetto delle correnti di guasto a terra (tensioni di contatto e tensioni di passo).

Nei riguardi della sicurezza delle persone la causa di pericolo è il passaggio di corrente attraverso il corpo umano. La pubblicazione IEC 60479-1 fornisce le linee guida sugli effetti della corrente che fluisce attraverso il corpo umano, in funzione del suo valore e della sua durata (fig. VI.6)

In pratica, è più conveniente far riferimento alle tensioni di contatto.

Per il calcolo dei valori ammissibili della tensione di contatto per impianti di elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata sono state fatte le seguenti assunzioni:

- percorso della corrente da una mano ai piedi;
- valore di resistenza del corpo umano avente una probabilità pari al 50 % di non essere superata dalla popolazione;
- curva corrente-tempo c_2 che presenta la probabilità del 5 % di provocare fibrillazione ventricolare;

- nessuna resistenza addizionale tra i piedi e il suolo.

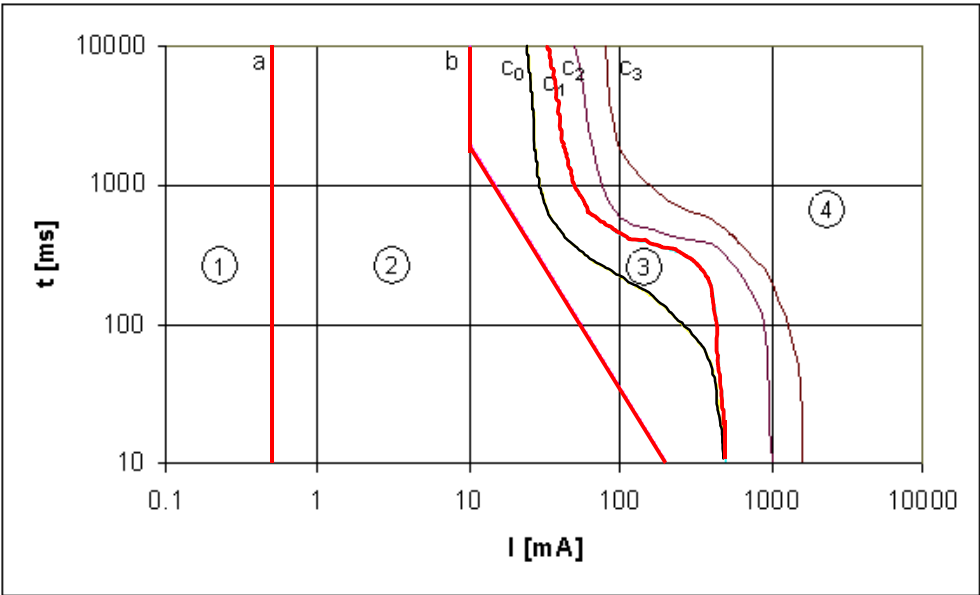


Fig. VI.6_Linee di pericolosità della corrente nel corpo umano

Nella zona 1 non si avverte percezione del passaggio di corrente; nella zona 2 non si hanno quasi mai effetti fisiologici pericolosi; nella zona 3 si hanno effetti patofisiologici di solito reversibili, come contrazioni muscolari, difficoltà di respirazione, etc., inclusi la fibrillazione striale ed arresti temporanei del cuore; nella zona 4 è probabile l’innescio della fibrillazione ventricolare (5 % curva c_2 , 50 % curva c_3). La curva c_1 rappresenta la soglia di fibrillazione ventricolare, mentre la curva c_0 assume importanza particolare ai fini della sicurezza elettrica in bassa tensione, come si vedrà appresso

Considerando la curva c_2 della fig. VI.6 come limite ammissibile di corrente (probabilità di fibrillazione ventricolare inferiore al 5 %, con percorso della corrente dalla mano sinistra ad entrambi i piedi), ne risultano i valori riportati nella tab. VI.1.

Tab. VI.1. Corrente IB ammissibile nel corpo rispetto alla durata tF del guasto

Durata del guasto [s]	Corrente nel corpo [mA]
0,05	900
0,1	750
0,2	600
0,5	200
1	80
2	60
5	51
10	50

Per ottenere la relativa tensione ammissibile di contatto, è necessario determinare la resistenza totale del corpo umano. Tale resistenza dipende dalle tensioni di contatto e dal percorso della corrente; i valori per il percorso della corrente da mano a mano e da mano a piede sono indicati nella IEC 60479-1, dalla quale è estratta la tab. VI.2 (probabilità che il 50 e il 5 % della popolazione non superi le impedenze indicate).

Tab. VI.2_ Resistenza totale del corpo umano ZB riferita alla tensione di contatto UT per un percorso della corrente da mano a mano o da mano a piede

Tensione di contatto [V]	Resistenza totale del corpo umano [Ω]	
	50 %	5 %
25	3250	875
50	2625	725
75	2200	625
100	1875	600
125	1625	562
220	1350	500
700	1100	375
1000	1050	350

Considerando un percorso della corrente da una mano ai piedi, si deve applicare un fattore di correzione di 0,75 per l'impedenza del corpo (Tab. 2 della IEC 60479-1). Unendo le due tabelle e considerando il fattore di correzione, è possibile, per mezzo di un procedimento iterativo, calcolare il limite di tensione di contatto per ogni valore della durata del guasto. Il risultato è indicato nella fig. VI.7.

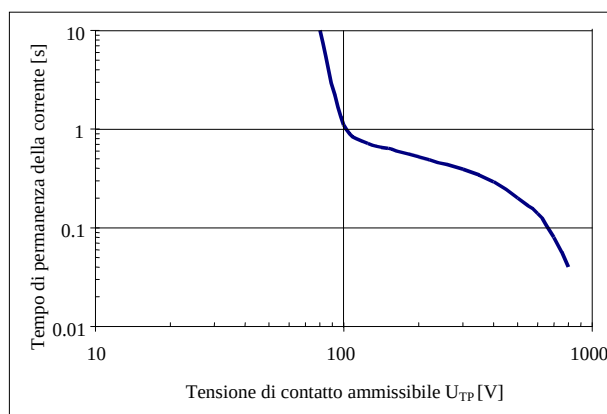


Fig. VI.7_Curve di sicurezza in impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

Il generico punto della fig. VI.7 rappresenta il valore della tensione, in V, che può essere applicata al corpo umano, tra mano nuda e piedi nudi, per il tempo corrispondente in s, senza prendere in considerazione resistenze addizionali tra i piedi e il suolo.

Nella tab. VI.3 sono mostrati i valori di alcuni punti della curva della fig. VI.7.

Poiché le tensioni di contatto sono in generale più elevate delle tensioni di passo e poiché queste hanno anche valori ammissibili più alti (da piede a piede), si può supporre che, se è soddisfatta la curva della fig.VI.7, generalmente non si manifestano tensioni di passo pericolose.

Tab. VI. 3_Valori calcolati della tensione di contatto U_{Tp} ammissibile in funzione della durata t_F del guasto

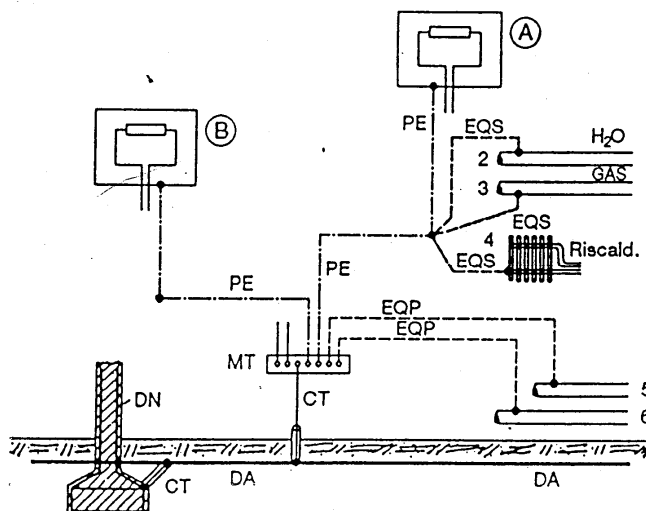
Durata del guasto t_F [s]	Tensione di contatto ammissibile U_{Tp} [V]
10	80
1,1	100
0,72	125
0,64	150
0,49	220
0,39	300
0,29	400
0,20	500
0,14	600
0,08	700
0,04	800

5.1.2 Impianto di terra negli impianti di I categoria

Il suddetto impianto può essere comune con quello per impianti di II categoria (questo è il caso più frequente di cui si hanno esempi nelle figg. VI.2 e VI.3) oppure, in casi particolari, da esso separato.

5.2. Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore

La norma 64-8/5 chiarisce che l'impianto risulta composto dai componenti riportati nella fig.VI.8.



DA: dispersore (intenzionale), DN: dispersore di fatto, CT: Conduttore di terra (nota- Tratto di conduttore non in contatto elettrico con il terreno), MT: Collettore (o nodo) principale di terra, PE: Conduttore di protezione, EQP: Conduttori equipotenziali principali, EQS: Conduttori equipotenziali supplementari (per es. in locale da bagno), A – B: Masse, 2 - 3 - 4 - 5 - 6: Masse estranee

Fig. VI.8_Esempio di collegamento dei componenti dell'impianto di terra

Anche il suddetto impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano per effetto delle correnti di guasto a terra.

Nei riguardi della sicurezza delle persone la causa di pericolo, come già precisato, è il passaggio di corrente attraverso il corpo umano. La pubblicazione IEC 60479-1 fornisce le linee guida sugli effetti della corrente che fluisce attraverso il corpo umano, in funzione del suo valore e della sua durata (fig. VI.6). In pratica, è più conveniente far riferimento alle tensioni di contatto. I limiti della tensione di contatto dovuta a guasti a terra sono indicati nella fig.VI.9, in cui le due curve di sicurezza si riferiscono alle due condizioni specificate in figura. Su ciascuna curva il generico punto rappresenta il valore della tensione, in V, che può essere applicata al corpo umano, tra mani nude e piedi nudi, per il tempo corrispondente in s, prendendo in considerazione resistenze addizionali tra i piedi e il suolo pari a 1000 Ω in condizioni ordinarie e 200 Ω in condizioni particolari.

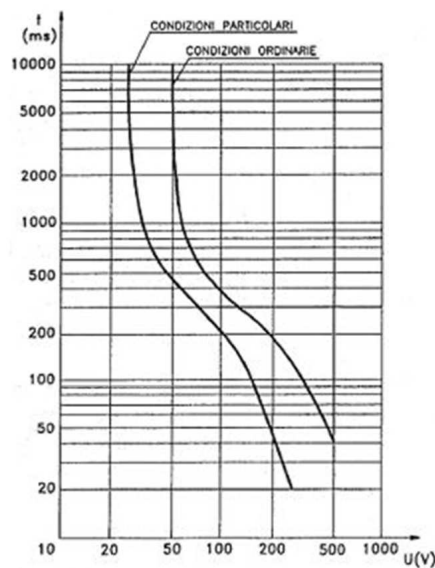


Fig. VI.9_Curve di sicurezza in bassa tensione

La norma CEI 64-8 definisce la tensione di contatto limite convenzionale U_L come il massimo valore della tensione di contatto che è possibile mantenere per un tempo indefinito, in condizioni ambientali specificate. I valori di tale tensione si deducono dalle curve di sicurezza e sono pari a 50 V per i contatti in condizioni ordinarie e di 25 V per i contatti in condizioni particolari.

Nel caso di corrente continua, i valori della tensione di contatto limite convenzionale sono rispettivamente pari a 120 V per le condizioni ordinarie e 60 V per quelle particolari.

Per il calcolo dei valori ammissibili della tensione di contatto per impianti di bassa tensione, che può essere svolto con la stessa procedura riportata in precedenza, vengono fatte le seguenti assunzioni:

- percorso della corrente dalle mani ai piedi;
- valore di resistenza del corpo umano avente una probabilità pari al 5 % di non essere superata dalla popolazione;
- curva corrente-tempo c_0 ;
- resistenza addizionale tra i piedi e il suolo (pari a 1000 Ω in condizioni ordinarie e 200 Ω in condizioni particolari).

Si fa notare che il valore di resistenza del corpo umano da prendere in considerazione è quello avente una probabilità pari al 5 % di non essere superata dalla popolazione e che si considera la curva c_0 perché in bassa tensione può essere sottoposto

a contatti indiretti un numero di persone maggiore rispetto al caso dell'alta tensione e perché si tratta di persone non addestrate.

5.2.1 Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore di tipo TT

In questo caso le masse dell'utilizzatore sono collegate ad un impianto di terra indipendente dall'impianto di terra dell'impianto elettrico di alimentazione. Come ben evidenziato nella fig. VI.10, il circuito di guasto comprende la resistenza dell'impianto di terra dell'impianto elettrico dell'alimentazione con in serie quella dell'impianto di terra dell'utilizzatore.

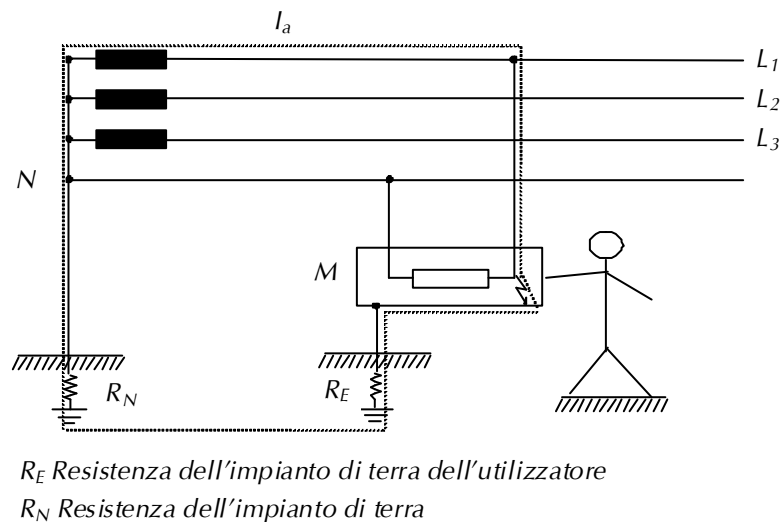


Fig. VI.10_Circuito di guasto

Queste resistenze possono limitare sensibilmente il valore della corrente di guasto che si richiude nel terreno. Pertanto i sistemi di protezione normalmente impiegati contro le sovracorrenti risultano in genere inefficaci perché la corrente di guasto non raggiunge il valore sufficiente a farli intervenire nei tempi richiesti dalla Norma CEI, se non riducendo i valori delle resistenze di terra dei due impianti di terra (in particolare di quella dell'impianto di terra dell'utilizzatore).

La soluzione del problema consiste nell'impiego di sistemi di protezione a corrente differenziale, con soglie di intervento differenziale $I_{\Delta N}$ dell'ordine della decina di mA, che consentono la soluzione del problema anche con valori elevati della resistenza di terra

dell'impianto di terra dell'utilizzatore. In tal modo, con costi contenuti degli impianti di terra (in particolare dell'impianto di terra dell' utilizzatore), si riescono ad ottenere per essi notevoli affidabilità e durate piuttosto che valori bassi di resistenza di terra.

La Norma CEI 64-8 nella nuova edizione impone l'impiego dei suddetti sistemi di protezione a corrente differenziale in considerazione soprattutto del fatto che, richiedendosi in questo caso valori della resistenza dell'impianto di terra dell'utilizzatore molto bassi, non si poteva più trascurare l'influenza, sul valore della corrente di guasto, della resistenza dell'impianto di terra dell'alimentazione, tenendo anche presente che il valore di questa resistenza non è nella responsabilità di chi gestisce l'impianto utilizzatore.

In particolare, deve essere rispettata la condizione

$$U = R_E I_a \leq U_L, \quad (VI.1)$$

in cui:

- U è la tensione di contatto;
- U_L è la tensione di contatto limite convenzionale, essa rappresenta la massima tensione, in Volt, che può essere applicata tra le mani unite di una persona e la terra di riferimento per un tempo indefinito;
- R_E è la resistenza di terra dell'impianto di terra dell'utilizzatore;
- I_a , a secondo del sistema di protezione adottato, è la corrente corrispondente al tempo di intervento di 5 s del sistema di protezione contro le sovracorrenti oppure la corrente di intervento differenziale $I_{\Delta N}$ del sistema di protezione a corrente differenziale.

Con particolare riferimento alle due curve di sicurezza in bassa tensione la [1] può essere riscritta nella duplice forma:

$$R_E I_a \leq 50 \text{ in condizioni ordinarie e } R_E I_a \leq 25 \text{ in condizioni particolari.}$$

Il seguente esempio consente di far vedere come l'impiego di un sistema di protezione a corrente differenziale permette, a parità di ogni altra condizione, di proteggere dai contatti indiretti, cioè dalle masse dell'impianto elettrico utilizzatore, con un impianto di terra di resistenza R_E di valore maggiore di quello necessario se si impiegasse un sistema di protezione contro le sovracorrenti .

Nell'ipotesi di trovarsi in condizioni ambientali ordinarie, si calcola:

- protezione differenziale con $I_{\Delta N} = 30 \text{ mA}$: $R_E \leq \frac{50}{30} \cdot 10^3 \cong 1666 \text{ } \Omega$;

- protezione con interruttore automatico con corrente nominale $I_n = 16 \text{ A}$ e $I_a (t = 5 \text{ s}) = 90 \text{ A}$.

In condizioni ambientali particolari, si calcolerebbe:

- protezione differenziale con $I_{\Delta N} = 30 \text{ mA}$: $R_E \leq \frac{50}{30} \cdot 10^3 \cong 833 \text{ } \Omega$,
- protezione con interruttore automatico con corrente nominale $I_n = 16 \text{ A}$ e $I_a (t = 5 \text{ s}) = 90 \text{ A}$: $R_E \leq \frac{25}{90} \cong 0.28 \text{ } \Omega$.

Negli impianti TT, in conclusione, si può affermare che la protezione dai contatti indiretti è assicurata da un corretto coordinamento tra l'impianto di terra ed il sistema di protezione.

5.2.2 Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore di tipo TN-S

In questo caso le masse dell'utilizzatore sono collegate all'impianto di terra del neutro dell'impianto elettrico d'alimentazione, configurandosi pertanto un unico impianto di terra. Come ben evidenziato nella fig. VI.11, si configura una condizione di cortocircuito franco tra fase e conduttore di protezione.

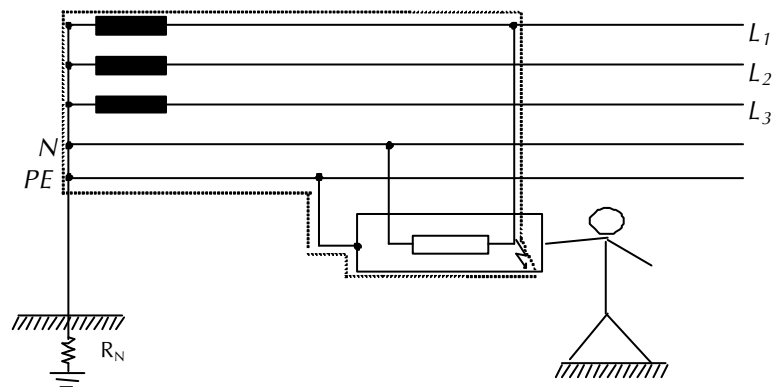


Fig. VI.11_Circuito di guasto

La corrente di guasto I_a , limitata dalla sola impedenza del circuito di guasto Z_s , assume valori rilevanti e pertanto si può impiegare un sistema di protezione contro le sovracorrenti.

In particolare deve essere rispettata, con riferimento ai moduli, la condizione:

$$\frac{U_o}{Z_s} \geq I_a \quad \text{ovvero} \quad Z_s \leq \frac{U_o}{I_a} \quad (V.2)$$

Dove:

- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto;
- I_a è la corrente che provoca l'intervento del sistema di protezione nei tempi indicati nella tabella 4¹;

- U_o è la tensione di fase;
- U_o/Z_s corrente dell'anello di guasto.

Nella tab. VI.4 sono riportati i tempi massimi di eliminazione del guasto in funzione della tensione di alimentazione del sistema e delle condizioni ambientali.

Tab. VI.4_Tempi massimi di interruzione

$U_o [V]$	Tempo di eliminazione del guasto [s]	
	Condizioni Ordinarie	Condizioni Particolari
120	0.8	0.4
230	0.4	0.2
400	0.2	0.06
>400	0.1	0.02

Se la (VI.2) è verificata risulta che:

$$U = 92 V \leq U^*,$$

dove U è la tensione di contatto ed U^* è la tensione di contatto limite corrispondente al tempo di eliminazione del guasto che soddisfa, in tal modo, la curva di sicurezza in bassa tensione.

È interessante far vedere come in tal modo sono rispettate le curve di sicurezza in bassa tensione.

Si può far riferimento al circuito equivalente della fig. VI.12. a).

¹ La tabella si riferisce a circuiti terminali, cioè a circuiti che alimentano direttamente apparecchi utilizzatori o prese a spina. Per i circuiti di distribuzione i tempi possono essere aumentati: ad esempio per un circuito di distribuzione in condizioni ambientali ordinarie, con tensione nominale di 400 V, il tempo può essere spinto fino a 5 s invece del valore di 0,4 s riportato nella tabella.

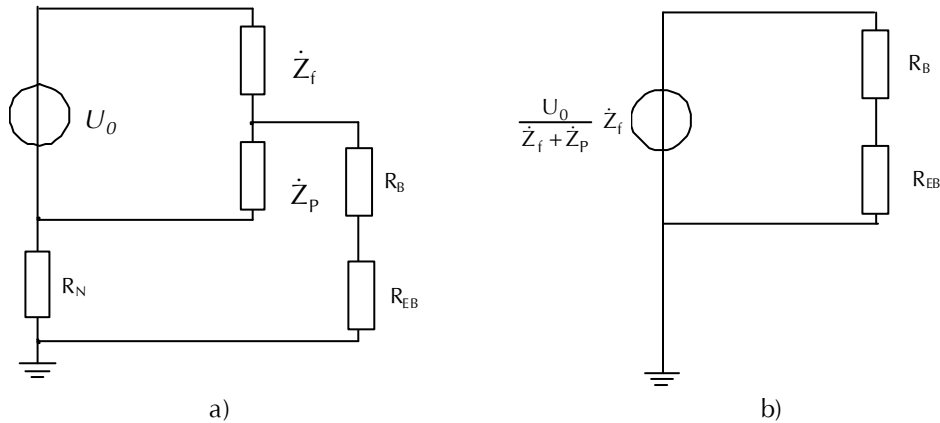


Fig. VI.12_Impianto TN:

a) circuito equivalente, b) circuito equivalente con generatore ideale di tensione

Nella fig. VI. 12:

- R_B è la resistenza del corpo della persona (nelle ipotesi di calcolo assunte nell'articolo 3 del capitolo VI);
- R_{EB} è la resistenza tra i piedi uniti della persona e la terra di riferimento;
- R_N è la resistenza dell'impianto di terra unico;
- $\dot{Z}_f$ e $\dot{Z}_p$ sono le componenti di $\dot{Z}_s$ associate rispettivamente al conduttore di fase ed a quello di protezione.

Atteso che la somma di R_B e di R_{EB} è di gran lunga maggiore della somma di $\dot{Z}_p$ e di R_N , il circuito equivalente della fig. VI.12 a) si semplifica in quello della fig. VI.12 b).

Pertanto, assunta a riferimento la tensione di fase U_O , la tensione che persiste tra le mani unite di una persona e la terra di riferimento vale:

$$U_O \cdot \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_f + \dot{Z}_p} . \quad (VI.3)$$

Poiché la Norma assume convenzionalmente che la tensione U_O si riduca del 20 % in condizioni di cortocircuito franco, la (VI.3) si modifica in:

$$0.8 \cdot U_O \cdot \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_f + \dot{Z}_p} . \quad (VI.4)$$

Nell'ipotesi che la sezione del conduttore di protezione sia uguale a quella del conduttore di fase, ed ammesso pertanto che $\dot{Z}_f$ e $\dot{Z}_p$ abbiano lo stesso modulo e lo stesso argomento, la (VI.4) si modifica in:

$$0.8 \cdot \frac{U_0}{2} = 92 \text{ V}.$$

La tensione di 92 V corrisponde sulle curve di sicurezza a 0,4 ed a 0,2 s, rispettivamente in condizioni ambientali ordinarie e particolari.

Nel caso in cui non sia possibile verificare la (VI.2) si rende necessario sostituire il sistema di protezione con solo relè magnetotermico con un altro costituito da relè magnetotermico, sempre necessario per la protezione del cavo, e dal relè differenziale. In tal caso la (VI.2) risulterà verificata perché il secondo membro della (VI.2) risulterà, in questo caso, di gran lunga minore.

Negli impianti TN-S, in conclusione, si può affermare che la protezione dai contatti in diretti è assicurata da un corretto coordinamento tra l'anello di guasto e il sistema di protezione. In tale coordinamento non entra in gioco l'impianto di terra.

APPENDICE

Definizioni

Terra

Termine per designare il terreno sia come luogo che come materiale conduttore, per esempio humus, terriccio, sabbia, ghiaietto e pietra.

Terra di riferimento (terra lontana)

Zona della superficie del terreno al di fuori dell'area di influenza di un dispersore o di un impianto di terra, dove cioè tra due punti qualsiasi non si hanno percettibili differenze di potenziale dovute alla corrente di terra.

Dispersore

Conduttore appositamente posto in contatto elettrico con il terreno (dispersore intenzionale), o parte metallica in contatto elettrico con il terreno o con l'acqua, direttamente o tramite calcestruzzo, il cui scopo originale non è di mettere a terra, ma di soddisfare tutti i requisiti di un dispersore senza compromettere la sua funzione originale (dispersore di fatto).

I dispersori intenzionali più frequentemente impiegati sono di seguito riportati.

- Dispersore orizzontale

Dispersore generalmente interrato fino ad una profondità di circa 1 m. Questo può essere costituito di nastri, di tondini o di conduttori cordati che possono essere disposti in modo radiale, ad anello, a maglia o da una loro combinazione.

- Picchetto di terra

Dispersore generalmente interrato od infisso per una profondità superiore ad 1 m. Questo può essere costituito da un tubo, da una barra cilindrica o da altri profilati metallici.

- Cavo con funzione di dispersore

Cavo le cui guaine, i cui schermi o le cui armature hanno la funzione di un dispersore a nastro.

- Dispersore per il controllo del potenziale di terra

Conduttore che per la sua forma e la sua disposizione è principalmente utilizzato per ridurre il gradiente del potenziale sulla superficie del terreno piuttosto che per ottenere un definito valore di resistenza di terra.

Esempi di dispersori di fatto sono:

le tubature, le palificazioni metalliche, le armature del calcestruzzo (dispersore di fondazione: struttura conduttrice annegata nel calcestruzzo a contatto elettrico con il terreno attraverso un'ampia superficie), le strutture in acciaio delle costruzioni, ecc..

Massa

Parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che in condizioni ordinarie non è in tensione, ma che può diventarlo in condizioni di guasto.

Massa estranea

Parte conduttrice che non fa parte dell'impianto elettrico ed è in grado di introdurre un potenziale, generalmente il potenziale di terra.

Conduttore di terra

Conduttore che collega una parte dell'impianto che deve essere messo a terra ad un dispersore o che collega tra loro più dispersori, ubicato al di fuori del terreno od interrato nel terreno e da esso isolato.

Collegamento equipotenziale

Collegamento elettrico tra masse per ridurre al minimo le differenze di potenziale tra queste.

Conduttore equipotenziale

Conduttore che assicura un collegamento equipotenziale, tra masse estranee e dispersore (conduttore equipotenziale principale) e tra masse estranee (conduttore equipotenziale supplementare).

Impianto di terra

Sistema limitato localmente costituito da dispersori o da parti metalliche in contatto con il terreno di efficacia pari a quella dei dispersori (per esempio fondazioni di sostegni, armature, schermi metallici di cavi), da conduttori di terra e da conduttori equipotenziali.

Mettere a terra

Collegare una parte conduttrice al terreno tramite un impianto di terra.

Messa a terra

L'insieme di tutti i mezzi e di tutte le operazioni necessari per realizzare la messa a terra.

Resistività del terreno (ρE)

Resistenza elettrica specifica del terreno.

Resistenza di terra (R_E) (di un dispersore)

Resistenza tra il dispersore e la terra di riferimento.

Impedenza di terra (Z_E) (di un impianto di terra)

L'impedenza tra l'impianto di terra e la terra di riferimento.

Messa a terra di protezione

Messa a terra di una parte conduttrice, non destinata ad essere attiva, con lo scopo di proteggere le persone dallo shock elettrico.

Messa a terra di funzionamento

Messa a terra di un punto del circuito attivo richiesta per il corretto funzionamento degli impianti e dei suoi componenti elettrici.

Messa a terra per la protezione contro le fulminazioni (scariche atmosferiche)

Messa a terra per la dissipazione di una corrente di fulmine (scarica atmosferica) verso terra.

Tensione totale di terra (UE)

Tensione tra un impianto di terra e la terra di riferimento (vedere fig. A.1).

Potenziale della superficie del terreno (ϕ)

Tensione tra un punto sulla superficie del terreno e la terra di riferimento (vedere fig. A.1).

Tensione di contatto (UT)

Parte della tensione totale di terra dovuta ad un guasto a terra a cui può essere sottoposta una persona. Si assume convenzionalmente che la corrente fluisca attraverso il corpo umano da una mano ai piedi (distanza orizzontale di 1 m dalla massa).

Tensione di contatto a vuoto (UST)

Tensione che si manifesta durante un guasto a terra tra le masse ed il terreno quando queste masse non vengano toccate.

Tensione di passo (US)

Parte della tensione totale di terra dovuta ad un guasto a terra a cui può essere sottoposta una persona con un passo di ampiezza pari ad 1 m. Si assume che la corrente fluisca attraverso il corpo umano da piede a piede. Tensione di passo a vuoto USS è la tensione che si manifesta tra due punti del terreno a distanza di 1 m in assenza della persona.

Contatto diretto

Contatto di persone con parti attive.

Contatto indiretto

Contatto di persone con masse durante un cedimento dell'isolamento.

Controllo del potenziale

Controllo del gradiente del potenziale di terra, principalmente sulla superficie del terreno, per mezzo di dispensori (vedere fig. A.1).

Potenziale trasferito

Aumento del potenziale di un impianto di terra, causato da una corrente di terra, trasferito per mezzo di un conduttore collegato (per esempio uno schermo metallico di un cavo, un conduttore PEN, una tubatura, una rotaia) ad aree a basso livello di potenziale o a potenziale nullo rispetto alla terra. Ciò dà luogo a una differenza di potenziale tra il conduttore e ciò che lo circonda (vedere fig. A.1). La definizione si applica anche quando un conduttore è collegato alla terra di riferimento e transita nell'area soggetta ad un livello di potenziale maggiore.

Isolamento del posto di manovra

Provvedimento per aumentare la resistenza tra il pavimento in un posto di manovra ed il terreno in modo da non sottoporre l'operatore a tensioni non ammissibili.

Impianto di terra globale

Impianto di terra realizzato con l'interconnessione di più impianti di terra che assicura, data la vicinanza degli impianti stessi, l'assenza di tensioni di contatto pericolose. Tale impianto permette la ripartizione della corrente di terra in modo da ridurre l'aumento di potenziale di terra negli impianti di terra singoli. Si può dire che tale impianto forma una superficie quasi equipotenziale.

Questa definizione è limitata alle reti di trasmissione e di distribuzione del Distributore pubblico, ad esempio nel caso di aree urbane concentrate, ed agli impianti utilizzatori alimentati in AT o in MT collegati all'impianto di terra globale ed in esso inclusi.

Conduttore di protezione (PE)

Conduttore prescritto per alcune misure di protezione contro i contatti indiretti per il collegamento di alcune delle seguenti parti:

- a. masse;
- b. masse estranee;
- c. collettore (o nodo) principale di terra negli impianti di bassa tensione;
- d. dispersore;
- e. punto di terra della sorgente o neutro artificiale.

Guasto a terra

Collegamento conduttivo causato da un guasto tra un conduttore di fase del circuito principale e la terra od una parte collegata a terra. Il collegamento conduttivo può anche avvenire tramite un arco elettrico.

Tempo di eliminazione (di durata) del guasto

Tempo predisposto per eliminare il guasto da parte dei sistemi di protezione della porzione di circuito interessata dal guasto stesso.

Se non vi è dispositivo di richiusura automatica, il tempo di eliminazione del guasto è il tempo che intercorre tra l'inizio del guasto a terra e l'interruzione del guasto stesso.

Se sono installati dispositivi di richiusura automatica, il tempo di eliminazione del guasto a terra è la somma dei tempi di permanenza della corrente di guasto durante un ciclo, O-C-O, di richiusura (purché la durata del ciclo non sia superiore a 5 s).

Se vi sono dispositivi che effettuano successive richiusure automatiche, agli effetti della determinazione del tempo di eliminazione del guasto a terra, gli eventuali guasti successivi devono essere considerati come indipendenti dal primo.

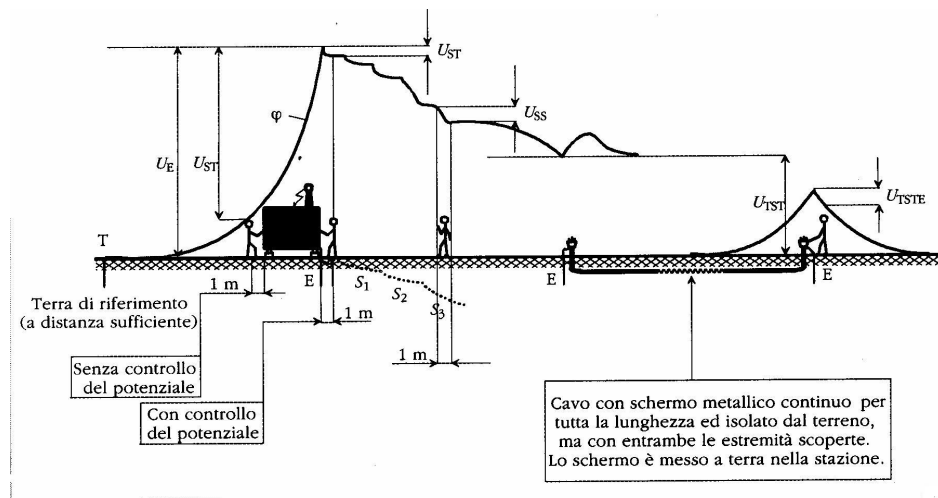


Fig. A.1_Esempio del profilo dei potenziali di superficie e delle tensioni nel caso di dispersori percorsi da corrente

E	Dispersore
S_1, S_2, S_3	Gradiente di potenziale dei dispersori (es. dispersori ad anello), collegati al dispersore E
U_E	Tensione totale di terra
U_{SS}	Tensione di passo a vuoto
U_{ST}	Tensione di contatto a vuoto
U_{TST}	Tensione di contatto a vuoto trasferita, se la guaina non è messa a terra al suo terminale remoto
U_{TSTE}	Tensione di contatto a vuoto trasferita, se la guaina è messa a terra (soluzione consigliata) al suo terminale remoto
ϕ	Potenziale della superficie del terreno

CAPITOLO VII

Condizioni di funzionamento normali dell'impianto elettrico: Regime permanente

1. Generalità

L'analisi degli impianti elettrici di media e bassa tensione richiede la messa a punto di modelli matematici che ne consentano la simulazione in condizioni di regime permanente ed in transitorio. La formulazione di tali modelli matematici richiede, a sua volta, la preventiva conoscenza della rappresentazione di tutti i componenti che costituiscono l'impianto (trasformatori, linee e carichi elettrici); tale rappresentazione avviene, in generale, attraverso i circuiti equivalenti dei componenti stessi.

I circuiti equivalenti delle macchine elettriche sono oggetto di studio di altri corsi; per quanto riguarda, poi, il caso dei carichi elettrici, come si vedrà nel seguito, la loro rappresentazione si presenta in genere semplice.

La messa a punto dei circuiti equivalenti delle linee elettriche, invece, può presentarsi tutt'altro che semplice, potendosi differenziare a seconda del tipo di linea presa in esame ed a seconda delle condizioni di funzionamento che si vogliono analizzare. Nel caso particolare delle linee in media e bassa tensione, però, fortunatamente il circuito equivalente, come si vedrà nel seguito, si presenta anch'esso molto semplice.

Per lo studio del regime permanente, oggetto di interesse del presente capitolo, l'impianto che si considera è costituito da una linea MT, un trasformatore MT/bt che alimenta un sistema di sbarre in bassa tensione da cui si dipartono più linee in parallelo; ciascuna linea alimenta carichi statici e/o rotanti.

L'impianto si suppone trifase simmetrico, cioè costituito da componenti intrinsecamente simmetrici o resi tali (linee, trasformatori e carichi), in condizioni di funzionamento normali. Poiché le tensioni e le correnti delle tre fasi, in ogni punto, sono terne di vettori di sequenza diretta, si analizza una sola delle tre fasi, essendo evidente che, determinate le tensioni e le correnti relative ad una fase, le analoghe tensioni e correnti relative alle altre due fasi si calcolano semplicemente moltiplicando per gli operatori complessi α e α^2 . Per la rappresentazione dei componenti si ricorre, pertanto, ai circuiti monofase equivalenti, i cui parametri sono espressi in valore relativo (appendice I).

2. Rappresentazione dei componenti

Vengono considerati i circuiti monofase equivalenti dei componenti dell'impianto: linea, trasformatore e carico; viene presa in considerazione anche la rappresentazione dell'alimentazione.

2.1 Linea

Le correnti che percorrono i conduttori di una linea elettrica sostengono un flusso responsabile di forze elettromotrici indotte (f.e.m.) nei conduttori stessi. Tali f.e.m., come ben noto dall'elettrotecnica, si oppongono alla causa che le ha generate ed equivalgono, pertanto, a cadute di tensione lungo i conduttori stessi. Di questi fenomeni si può tenere conto attribuendo all'unità di lunghezza dei conduttori opportuni coefficienti di auto e mutua induzione; spesso è, però, conveniente, per le notevoli semplificazioni che ne derivano, attribuire a ciascun conduttore un unico coefficiente fittizio di autoinduzione, detto induttanza di servizio, che sostituisce, in termini di effetti causati sui conduttori, i suddetti coefficienti di auto e mutua induzione: grazie all'introduzione di tale parametro è possibile disaccoppiare i vari conduttori che costituiscono una linea cosicché le vicissitudini di ciascuno di essi sono legate esclusivamente alla corrente che percorre il conduttore in esame e non a quelle che interessano gli altri conduttori (vedi fig. VII.1 a).

Le stesse correnti che percorrono i conduttori determinano perdite per effetto Joule che, come noto dall'elettrotecnica, possono portarsi in conto attribuendo all'unità di lunghezza dei conduttori una resistenza elettrica.

Ciascun conduttore di una linea elettrica, poi, si trova ad un certo potenziale ed è immerso in un dielettrico che è l'aria, nel caso di linee con conduttori nudi, o un isolante solido, nel caso dei cavi. Esistono, pertanto, accoppiamenti capacitivi tra tutte le coppie di conduttori presenti e tra ciascun conduttore e il terreno, che sono responsabili della circolazione di correnti di spostamento. Questi accoppiamenti capacitivi possono portarsi in conto attraverso opportuni condensatori tra le coppie di conduttori e tra ciascun conduttore ed il terreno. Anche in questo caso, per le notevoli semplificazioni che ne derivano, è spesso conveniente attribuire a ciascun conduttore un unico condensatore, la cui capacità, detta capacità di servizio, porta in conto contemporaneamente gli accoppiamenti capacitivi tra il conduttore in esame e gli altri conduttori e tra esso e il terreno (vedi fig. VII.1 b); grazie all'introduzione di tale parametro è possibile ancora una volta disaccoppiare i vari conduttori che costituiscono una linea elettrica cosicché le

vicissitudini di ciascuno di essi dipende dal solo potenziale a cui si trova e non da quello degli altri conduttori.

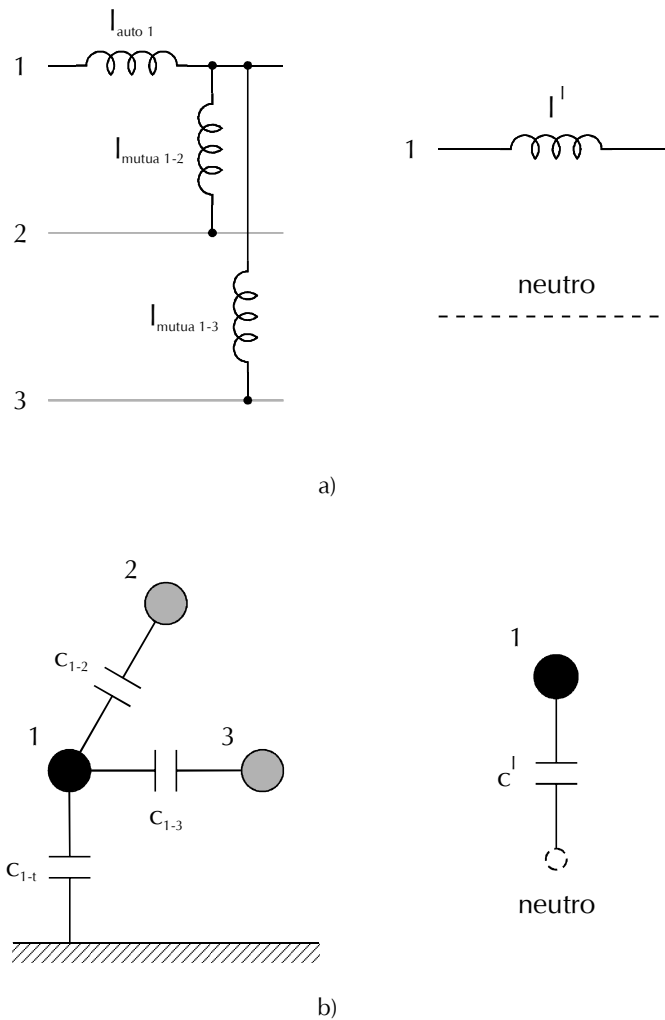


Fig. VII.1_Rappresentazione dei parametri di linea reali e di quelli equivalenti:

a) per le induttanze; b) per le capacità

Nel caso, però, delle linee che si trovano negli impianti elettrici a media e bassa tensione, essendo i livelli di tensione in gioco non particolarmente elevati, in generale le correnti di spostamento assumono valori poco significativi. La conseguenza è che, pur esistendo la capacità di servizio, essa spesso non viene portata in conto nei circuiti equivalenti per lo scarso valore delle correnti che ad essa si associano.

In conclusione, il circuito monofase equivalente di una linea in media o bassa tensione di lunghezza a è pertanto quello riportato nella fig. VII.2.

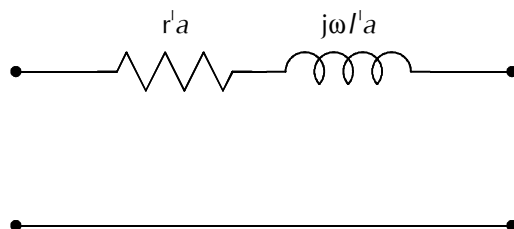


Fig. VII.2_Circuito monofase equivalente di una linea in media o bassa tensione

Nella fig. VII.2, r^l è la resistenza in corrente alternata e l^l è l'induttanza di servizio, considerate per unità di lunghezza del conduttore.

All'aumentare della sezione del conduttore, la resistenza decresce con legge iperbolica mentre la reattanza decresce con legge logaritmica¹. A titolo di esempio nella fig. VII.3 sono riportati gli andamenti della resistenza e delle reattanze di servizio in funzione della sezione, per linee con conduttori nudi ed in cavo a 15 kV con conduttori di rame.

Si noti che, per le linee con conduttori nudi, la resistenza e la reattanza hanno valori all'incirca uguali per sezioni fra 40 e 63 mm² e a partire da sezioni di 10 mm² la reattanza non può essere trascurata rispetto alla resistenza. Per le linee in cavo, invece, se la sezione è modesta (<25 mm²) la reattanza può essere trascurata rispetto alla resistenza; aumentando la sezione la resistenza diminuisce e la reattanza non è più trascurabile rispetto ad essa. In ogni caso, quando la reattanza viene presa in considerazione essa dipende poco dal valore della sezione.

Si noti, ancora, che la resistenza r^l può essere molto maggiore della reattanza ωl^l . Questa situazione è dovuta alla non grande sezione dei conduttori delle linee con conduttori nudi ed al fatto che, per le linee in cavo, la reattanza è molto piccola per la grande vicinanza tra i conduttori.

Valori orientativi per i parametri unitari della fig.VII.3 possono essere facilmente reperiti in letteratura in valore assoluto.

¹ Si dimostra che l'induttanza di servizio di una linea trifase i cui conduttori abbiano raggio r e siano disposti ad una distanza media pari a D risulta data da: $l^l = 0,05 + 0,46 \log(D/r)$ [mH/km].

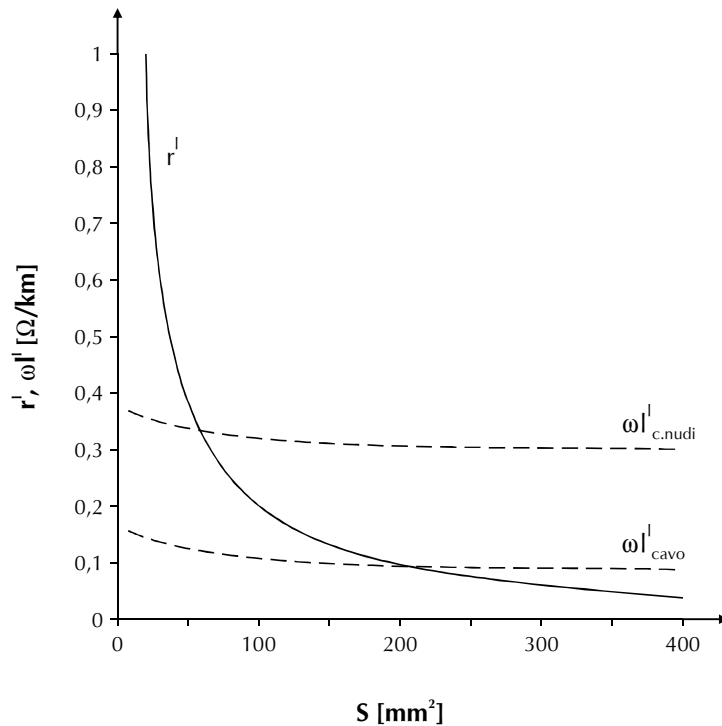


Fig. VII.3_Resistenza (r^l) e reattanze di una linea con conduttori nudi ($\omega l^l_{c.nudi}$) e di una linea in cavo (ωl^l_{cavo}) a 15 kV, in funzione della sezione S

2.2 Trasformatore a due avvolgimenti

Nei trasformatori MT/bt la resistenza degli avvolgimenti non può essere trascurata rispetto alla reattanza di dispersione, per cui il circuito monofase equivalente di un trasformatore a due avvolgimenti è quello della fig. VII.4.

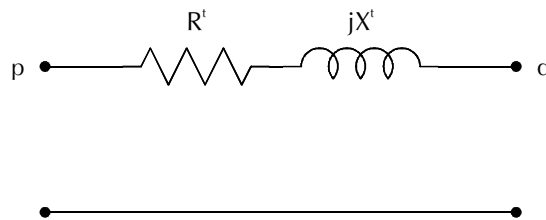


Fig. VII.4_Circuito monofase equivalente di un trasformatore MT/bt

Per il calcolo delle suddette grandezze basta considerare i valori della tensione di cortocircuito $V_{cc} \%$ (espressa in valore percentuale) e delle perdite nel rame P_{cu} (esprese in valore assoluto) riportati sulla targa del trasformatore. Infatti:

$$\frac{V_{cc} \%}{100} = Z^t$$

$$R_a^t = \frac{P_{cu}}{3I_n^2} \quad [\Omega]$$

$$R^t = R_a^t \frac{S_t}{U_n^2}$$

$$X^t = \sqrt{Z^{t^2} - R^{t^2}}$$

dove I_n , U_n , S_t sono, rispettivamente, la corrente nominale, la tensione nominale e la potenza apparente del trasformatore. Se I_n è quella del primario (secondario), la U_n è la tensione al primario (secondario).

2.3 Carico elettrico

Un carico derivato da un impianto di media e bassa tensione, per gli usi che se ne faranno nel seguito, si rappresenta con un generatore ideale di corrente uscente di valore pari a quella assorbita dal carico in condizioni di tensione nominale.

2.4 Alimentazione

L'alimentazione di un impianto di media e bassa tensione, per gli usi che se ne faranno nel seguito, si rappresenta con un generatore ideale di tensione di valore pari a quello nominale.

3. Modello matematico

Riferendosi all'impianto elettrico di media e bassa tensione considerato, laddove per semplicità viene presa in esame una sola linea con carico di estremità (fig. VII.5), tenendo conto di quanto precisato nella rappresentazione di ciascun componente, ci si può riferire al circuito monofase equivalente riportato nella fig. VII.6, con le grandezze espresse in valore relativo, tutte riferite, per convenienza, alla potenza nominale del trasformatore, con R^l e X^l nella linea MT e R^l e X^l nella linea BT.

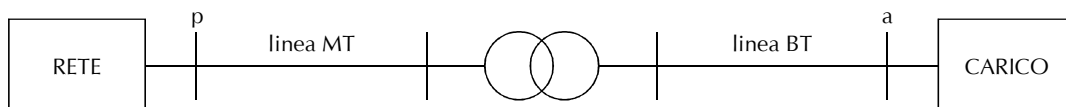


Fig. VII.5_Impianto di media e bassa tensione con una sola linea con carico all'estremità

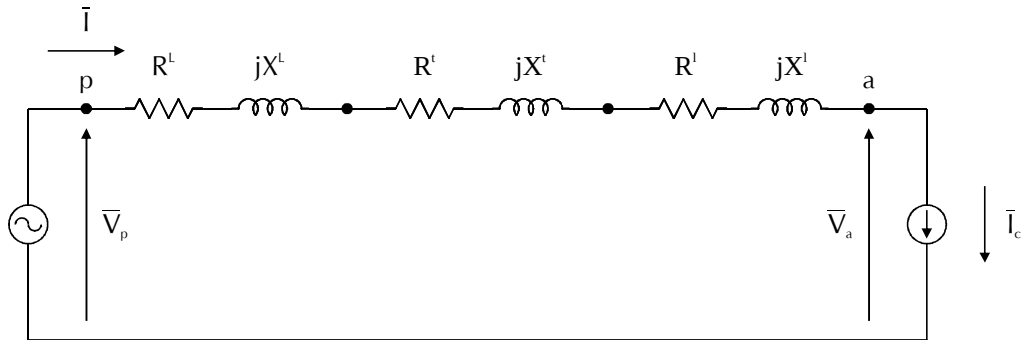


Fig. VII.6_Circuito monofase equivalente del circuito della fig. VII.5

Da tale circuito, essendo $\bar{I}_c = \bar{I}$, si ha che la relazione che lega le tensioni in partenza ed in arrivo è:

$$\bar{V}_p - \bar{V}_a = \left[(R^l + R^t + R^l) + j(X^l + X^t + X^l) \right] \bar{I} = (R + jX) \bar{I}. \quad (\text{VII.1})$$

La relazione vettoriale (VII.1) rappresenta di fatto il modello matematico del sistema in studio in condizioni di funzionamento normali; essa viene riportata nel diagramma della fig. VII.7.

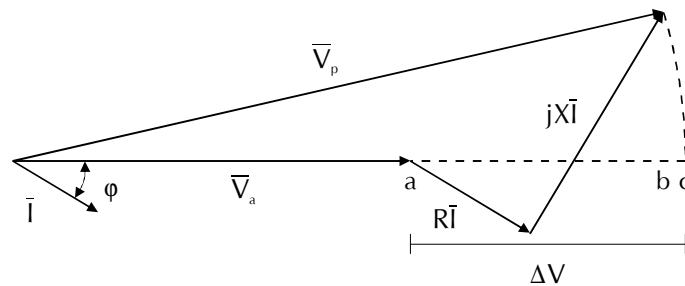


Fig. VII.7 – Diagramma fasoriale per l'impianto in media e bassa tensione della fig. VII.5

La differenza fra i moduli delle tensioni in partenza ed in arrivo viene definita come "caduta di tensione" nella linea. Una sua espressione analitica si ottiene ponendo nella (1) $\bar{I} = I(\cos\varphi + j \sin\varphi)$; si ha così:

$$\begin{aligned} \bar{V}_p &= V_a + (R + jX) \cdot I(\cos\varphi + j \sin\varphi) \\ \bar{V}_p &= V_a + R \cdot I \cos\varphi - X \cdot I \sin\varphi + j(R \cdot I \sin\varphi + X \cdot I \cos\varphi) \end{aligned} \quad (\text{VII.2})$$

Calcolando il modulo di $\bar{V}_p$, si ha che:

$$V_p = \sqrt{(V_a + R \cdot I \cos \varphi - X \cdot I \sin \varphi)^2 + (R \cdot I \sin \varphi + X \cdot I \cos \varphi)^2}$$

$$V_p^2 = V_a^2 + Z^2 I^2 + 2V_a (R \cdot I \cos \varphi - X \cdot I \sin \varphi)$$

$$V_p^2 - V_a^2 = (V_p - V_a) (V_p + V_a) = 2V_a (R \cdot I \cos \varphi - X \cdot I \sin \varphi) + Z^2 I^2 \quad (\text{VII.3})$$

$$(V_p - V_a) = \frac{2V_a}{(V_p + V_a)} (R \cdot I \cos \varphi - X \cdot I \sin \varphi) + \frac{Z^2 I^2}{(V_p + V_a)}$$

Poiché la caduta di tensione $(V_p - V_a)$ è piccola nei casi d'interesse, si può porre cautelativamente $V_p + V_a = 2V_a$. Pertanto si ha:

$$\Delta V = V_p - V_a = R \cdot I \cos \varphi - X \cdot I \sin \varphi + \frac{Z^2 I^2}{2V_a} \quad (\text{VII.4})$$

Nel caso di carico ohmico-induttivo, essendo $\varphi < 0$ (avendo indicato con φ lo sfasamento della $\bar{I}$ rispetto alla $\bar{V}_a$), la c.d.t. è sempre maggiore di zero, poiché tutti i termini sono positivi. In questo caso il termine $\frac{Z^2 I^2}{2V_a}$ si può trascurare e pertanto l'espressione della c.d.t. universalmente adottata è:

$$\Delta V = V_p - V_a = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi, \quad (\text{VII.5})$$

in cui è stato già esplicitato il segno di φ .

Nel caso di carico ohmico-capacitivo, essendo $\varphi > 0$, non tutti i termini della c.d.t. sono positivi, per cui il termine $\frac{Z^2 I^2}{2V_a}$ non si può trascurare e pertanto l'espressione della c.d.t. adottata è la (4).

Tutto quanto sopra riportato è con le grandezze elettriche espresse in valore relativo.

Le stesse considerazioni si possono ripetere riferendosi ad una sola linea in media o bassa tensione con carico all'estremità, tenendo presente che in questo caso V_p e V_a sono le tensioni in partenza e all'arrivo della linea e R e X coincidono, rispettivamente, con R^L e X^L nella linea MT e R^l e X^l nella linea BT. Trattandosi di una sola linea è conveniente, in questo caso esprimere le grandezze in valore assoluto.

Se la linea è monofase – caso possibile in bassa tensione – la caduta di tensione è evidentemente il doppio di quella relativa alla corrispondente linea trifase, perché nel caso della linea monofase bisogna tener conto del conduttore di andata e del conduttore di ritorno. La c.d.t. nel caso di carico ohmico-induttivo è quindi pari a:

$$\Delta V = V_p - V_a = 2(R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi) \quad (\text{VII.6})$$

Per una linea in bassa tensione, pertanto, la c.d.t. nel caso di carico ohmico-induttivo è data da:

$$\Delta V = V_p - V_a = K(R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi) \quad (\text{VII.7})$$

in cui il coefficiente K assume i seguenti valori:

$$K = \begin{cases} 2 & \text{linea monofase,} \\ 1 & \text{linea trifase.} \end{cases}$$

4. Alcuni problemi del regime permanente

Il modello matematico ricavato in precedenza è il punto di partenza per lo studio di alcuni dei principali problemi che si verificano negli impianti elettrici di media e bassa tensione in condizioni di regime permanente. Tali problemi sono, evidentemente, legati sia ai valori delle correnti che delle tensioni che interessano i componenti dell'impianto.

I problemi legati alle correnti sono di natura prettamente termica; di essi si è già parlato nel capitolo II, con riferimento al componente cavo; ad essi, pertanto, non si farà riferimento nel seguito.

Nel seguito, invece, ci si soffermerà su alcuni problemi legati ai valori delle tensioni che interessano i componenti, per evidenziare, tra l'altro, la grande importanza che hanno nella progettazione e nell'esercizio degli impianti di media e bassa tensione.

Tutti gli utilizzatori, infatti, mal sopportano una tensione di alimentazione eccessivamente diversa dal valore nominale; normalmente, è ammesso che la tensione possa discostarsi dal valore nominale per non più del 10 %.

Il semplice sistema di alimentazione della fig.VII.8, in cui un generatore ideale di tensione alimenta un utilizzatore (che si intende ohmico-induttivo) attraverso un'impedenza, è d'aiuto per individuare gli elementi essenziali che determinano il valore della tensione ai capi di un generico utilizzatore.

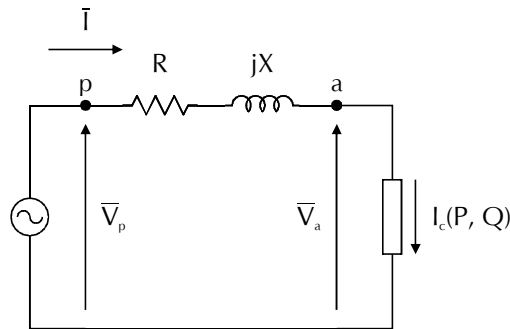


Fig. VII.8 – Schema di alimentazione semplificato

È evidente che, per un dato valore di corrente assorbita dall'utilizzatore, la tensione ai suoi capi è determinata dalla tensione della sorgente ideale e dalla caduta di tensione per quella corrente.

Se l'assorbimento dell'utilizzatore fosse costante, anche la tensione ai suoi capi sarebbe costante, e si potrebbe dimensionare l'intero sistema per assicurare che tale valore costante fosse pari alla tensione nominale (ovviamente, attribuendo al generatore ideale un valore di tensione diverso dalla tensione nominale stessa).

Invero, normalmente gli utilizzatori assorbono una corrente variabile nel tempo. Nel sistema della fig.VII.8 ciò determina una variazione nel tempo della tensione ai capi dell'utilizzatore: il valore massimo è pari alla tensione del generatore (e corrispondente ad un assorbimento nullo), il minimo è inferiore ad essa della caduta di tensione massima (alla massima corrente). Per assicurare una buona tensione ai capi dell'utilizzatore, della caduta di tensione va allora adeguatamente tenuto conto.

Per l'impianto nel suo complesso (nel caso di carico ohmico-induttivo), l'espressione approssimata della c.d.t., definita come la differenza dei moduli delle tensioni in partenza ed in arrivo, è data dalla (VII.5).

Moltiplicando numeratore e denominatore della (VII.5) per V_a , si ottiene:

$$\Delta V = \frac{V_a (R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi)}{V_a}; \quad (\text{VII.8})$$

indicando, poi, con P e Q le potenze, attiva e reattiva, all'estremità di arrivo ed essendo tutte le grandezze in valore relativo ($V_a \approx 1$ pu), si ha:

$$\Delta V = R \cdot P + X \cdot Q. \quad (\text{VII.9})$$

La (VII.9) pone in evidenza che la c.d.t. si compone di due addendi: il primo va attribuito al transito di potenza attiva attraverso la resistenza; il secondo va attribuito al transito di potenza reattiva attraverso la reattanza.

Sulla caduta di tensione (VII.9), per un assegnato valore della potenza attiva P , si può intervenire da un lato sulla potenza reattiva Q , e dall'altro sui parametri R ed X .

La riduzione della potenza reattiva circolante in rete si può conseguire con il rifasamento dei carichi, che consiste essenzialmente nel generare vicino agli utilizzatori la potenza reattiva che occorre ad essi. Nell'usuale caso di carichi ohmico-induttivi, ciò si ottiene installando, e controllando, batterie di condensatori; questi vengono normalmente installati per gli impianti di utilizzazione.

La riduzione dell'effetto della circolazione di potenza attiva e reattiva si consegue attraverso il contenimento dei valori di R e di X , così come mostrato nell'appendice II.

Inoltre, la garanzia di una buona tensione ai capi degli utilizzatori si può conseguire regolando la tensione dell'alimentazione (ad esempio grazie ai regolatori di tensione automatici presenti nei trasformatori AT/MT) oppure agendo sul rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT nel loro funzionamento a vuoto. Entrambi gli accorgimenti sono adottabili tanto negli impianti di distribuzione quanto in quelli di utilizzazione.

4.1. Impianti in MT

Negli impianti di distribuzione MT, la riduzione dell'effetto sulla tensione della circolazione di potenza attiva e reattiva si può conseguire alquanto agevolmente in quanto la sorgente equivalente di tensione è vicina ai nodi di utilizzazione in MT. Infatti, i trasformatori AT/MT che alimentano le sbarre di origine delle reti di distribuzione MT sono dotati di variatori di rapporto sottocarico, che consentono di regolare la tensione al secondario, tenendola ad esempio ad un valore costante (o, anche, crescente al crescere della corrente erogata). Si svincola così la tensione dell'origine dell'impianto in MT dalle vicissitudini della tensione primaria (variabile anch'essa in relazione alle condizioni di funzionamento) e dalla caduta di tensione sul trasformatore. Facendo poi in modo che la tensione al secondario del trasformatore AT/MT cresca al crescere della corrente erogata dal trasformatore, si consegue un ulteriore miglioramento della tensione sugli utilizzatori nell'impianto MT.

4.2. Impianti in BT

Negli impianti di distribuzione in BT, non esistono mezzi propriamente detti di regolazione come nel caso della MT. I trasformatori MT/BT, infatti, non sono dotati di variatore di rapporto manovrabile sotto carico, per motivi di natura pratica ed economica. Questi trasformatori sono tuttavia dotati di alcune prese sull'avvolgimento di MT, che fanno capo ad un commutatore di rapporto manovrabile a trasformatore fuori tensione. Di regola sono previste due prese al di sopra e due al di sotto della tensione nominale, aventi ciascuna ampiezza del 2,5 %. Alla messa in servizio delle cabine, la presa del trasformatore viene predisposta in relazione al valore medio della tensione di alimentazione MT nel luogo di installazione; i rapporti che permettono di ottenere le tensioni al secondario più elevate si usano per i trasformatori ubicati in coda delle linee di MT.

La tensione secondaria a vuoto dei trasformatori MT/bt viene di norma prescelta ad un valore del 5 % superiore alla tensione nominale (400 V per le reti di bt a 380 V; 231 V per le reti a 220 V); in tal modo, a pieno carico, si riesce a compensare (in tutto o in parte) la c.d.t. nel trasformatore e le linee di BT.

Si noti, peraltro, che i commutatori di prese a vuoto dei trasformatori MT/bt non sono mezzi di regolazione della tensione propriamente detti, in quanto compensano una assegnata cdt, e non consentono alcuna regolazione, neppure discontinua.

Infine, negli impianti di utilizzazione è adottabile l'accorgimento di introdurre condensatori in serie.

Una reattanza negativa, $X_C = -\frac{1}{\omega C}$ compensa parzialmente o totalmente una reattanza positiva $X_L = \omega L$. Si consegue così una riduzione dell'effetto della circolazione di potenza reattiva.

Come già detto per i trasformatori MT/BT, i condensatori in serie non sono mezzi di regolazione della tensione.

APPENDICE I

Richiami sui valori relativi

Definizione di valore relativo

Tensione, corrente, potenza, impedenza di fase sono generalmente espresse in valore relativo o in valore percentuale anziché in valore assoluto.

Il valore relativo di una grandezza è definito come rapporto tra il valore assoluto e un suo valore di riferimento, entrambi espressi nella stessa unità di misura.

Il valore percentuale è cento volte quello relativo.

Si osservi che i calcoli si preferiscono fare con i valori relativi anziché con i valori percentuali, perché il prodotto di due quantità, espresse in valore relativo, è ancora espresso in valore relativo, mentre il prodotto di due quantità espresse in valore percentuale deve essere diviso per cento per ottenere il risultato in valore percentuale.

Valori di riferimento

Tensione, corrente, potenza ed impedenza di fase sono grandezze legate fra loro: una volta fissati dei valori di riferimento per due di esse, normalmente potenza e tensione, risultano fissati i valori di riferimento delle rimanenti due.

Nei sistemi trifase, in cui vengono normalmente assegnate potenze trifase in MVA e tensioni concatenate in kV, conviene fissare come valori di riferimento per la potenza e la tensione una potenza trifase in MVA e una tensione concatenata in kV, che si indicano con S^* e U^* . Allora i valori di riferimento per la corrente in kA e per l'impedenza di fase in Ω , che si indicano con I^* e Z^* , risultano determinati dalle relazioni:

$$I^* = \frac{S^*}{\sqrt{3}U^*} [\text{kA}] \quad (\text{A I.1})$$

$$Z^* = \frac{U^*}{\sqrt{3}I^*} = \frac{U^{*2}}{S^*} [\Omega] \quad (\text{A I.2})$$

Fissati i valori di riferimento, se la tensione concatenata, la corrente, la potenza trifase e l'impedenza di fase hanno valori assoluti pari a U_a , I_a , S_a e Z_a (in kV, kA, MVA e Ω), i corrispondenti valori relativi in base alla definizione sono:

$$U_r = \frac{U_a}{U^*} \quad I_r = \frac{I_a}{I^*} \quad S_r = \frac{S_a}{S^*} \quad Z_r = \frac{Z_a}{Z^*}$$

Tenendo conto della (A I.2), quest'ultima relazione diventa:

$$Z_r = \frac{Z_a I^*}{U^* / \sqrt{3}} = \frac{Z_a S^*}{U^{*2}} \quad (\text{A I.3})$$

che mostra come l'impedenza in valore relativo è direttamente proporzionale alla potenza di riferimento e inversamente proporzionale al quadrato della tensione di riferimento.

Qualche volta l'impedenza in valore relativo di un componente di un sistema è riferita ad un valore di riferimento diverso da quello scelto come riferimento per la parte del sistema in cui il componente è localizzato. Poiché tutte le impedenze in una data parte del sistema devono essere riferite a uno stesso valore di riferimento quando si fanno dei calcoli, occorre poter convertire un'impedenza in valore relativo Z_{r1} riferita a un assegnato valore di riferimento (U_1^{*2}/S_1^*) in un'impedenza in valore relativo Z_{r2} riferita a un nuovo valore di riferimento (U_2^{*2}/S_2^*) . Tenendo conto della (A I.3), la conversione si esegue mediante la relazione:

$$Z_{r2} = Z_{r1} \frac{S_2^* U_1^{*2}}{S_1^* U_2^{*2}} \quad (\text{A I.4})$$

Scelta dei valori di riferimento per la potenza e la tensione

I valori di U^* , S^* vanno fissati in modo da ridurre il lavoro di calcolo il più possibile.

Nel caso generale che il sistema di potenza sia costituito da più parti connesse tra loro attraverso trasformatori, conviene scegliere per U^* , S^* delle diverse parti le corrispondenti tensioni nominali e una sola potenza arbitraria di riferimento. Sia infatti Z_{Aa} il valore assoluto di un'impedenza di fase che appartiene alla parte del sistema a tensione nominale U_A e Z_{Ba} il valore assoluto della stessa impedenza di fase riportata nella parte del sistema a tensione nominale U_B . Se si fissa:

$$\begin{aligned} U_A^* &= U_A \\ U_B^* &= U_B \\ S_A^* &= S_B^* = S^* \end{aligned} \quad (\text{A I.5})$$

allora, essendo:

$$Z_{Aa} = Z_{Ba} \left(\frac{U_A}{U_B} \right)^2$$

dalla relazione (A I.3) si ha:

$$Z_{Ar} = \frac{Z_{Ba} \left(\frac{U_A}{U_B} \right)^2 S^*}{U_A^2} = \frac{Z_{Ba} S^*}{U_B^2} = Z_{Br} = Z_r \quad (\text{A I.6})$$

cioè: con le posizioni (A I.5) il valore relativo di un'impedenza di fase, riportata in generale in qualsiasi parte del sistema, è sempre lo stesso.

Dato un sistema di potenza, quindi, con una siffatta scelta dei valori di riferimento per S^* , V^* delle sue diverse parti, per costruire il relativo schema equivalente con le grandezze elettriche espresse in valore relativo, per le impedenze non è necessario effettuare preliminarmente il riporto ad un'unica tensione perché i loro valori relativi possono essere calcolati nelle parti del sistema in cui le impedenze stesse sono situate.

Se le reattanze di fase di alcuni componenti del sistema di potenza sono date in valore relativo o percentuale, i valori S^* , U^* è sottinteso che siano:

- per i sincroni la potenza nominale S e la tensione nominale U , cioè indicando con X il valore assoluto della reattanza del sincro, il valore relativo risulta $X_r = X_a(S/U^2)$;
- per i trasformatori a due avvolgimenti la potenza nominale S e le tensioni nominali U_A e U_B dei due avvolgimenti, perché solo in tal caso, indicando con X_{Aa} e X_{Ba} i valori assoluti della reattanza equivalente del trasformatore alle tensioni U_A e U_B rispettivamente, risulta $X_{Ar} = X_{Br} = X_r$.

Nella pratica i valori U^* coincidono di già con le tensioni nominali delle diverse parti del sistema, mentre i valori S^* possono non coincidere tra di loro. Ne segue che le reattanze di fase degli elementi del sistema di potenza date in valore relativo devono essere riferite ad uno stesso valore di potenza di riferimento. Tempo sarà allora risparmiato se questo valore di S^* è scelto in modo che il minor numero di reattanze di fase dei vari elementi, date in valore relativo X_r riferito alla potenza nominale dell'elemento S , debba essere riferito al valore S^* servendosi della relazione $X_r(S^*/S)$, deducibile dalla (A I.4).

Vantaggi dell'impiego dei valori relativi.

Oltre alla notevole semplificazione dei calcoli che si ha con l'uso dei valori relativi, occorre tener presente che il valore relativo delle reattanze di ogni elemento di impianto ha lo stesso ordine di grandezza, il che permette di evitare grossolani errori di calcolo. Così, ad esempio, i valori relativi delle reattanze di grossi trasformatori sono dell'ordine di

$0,08 \div 0,15$ p.u.²; quelli dei trasformatori di distribuzione sono uguali a $0,042$ p.u.; quelli delle reattanze sincrone, transitorie e subtransitorie dei turboalternatori sono rispettivamente $1,8 \div 2,5$; $0,25 \div 0,40$; $0,15 \div 0,25$ p.u..

² p.u. (per unit) è il simbolo anglosassone per indicare la presenza di una grandezza espressa in valore relativo.

APPENDICE II

Dimensionamento delle linee elettriche

I criteri di dimensionamento generalmente adottati per una linea di media o di bassa tensione sono quelli:

- della massima caduta di tensione nell'impianto (criterio elettrico);
- della massima sovratemperatura dei conduttori (criterio termico);
- del massimo tornaconto economico.

Tali criteri saranno oggetto di studio approfondito nei corsi di progettazione degli impianti elettrici. Nel seguito, per quanto di interesse al corso di Impianti Elettrici in media e bassa tensione, si farà riferimento solo al criterio elettrico, in quanto è l'unico che impiega le relazioni ricavate nel capitolo VII e che consente di evidenziare come è possibile contenere l'effetto della circolazione di potenza attiva e reattiva attraverso il contenimento dei valori di R e di X.

Fissati i carichi, la loro ubicazione e la tensione nominale dell'impianto, con il criterio elettrico si tratta di dimensionare le sezioni dei conduttori di modo che la massima caduta di tensione ΔV nell'impianto non superi un pre-assegnato valore, detto caduta di tensione ammissibile ΔV_{amm} .

È noto che le lampade sono sensibili tanto agli aumenti della tensione (diminuzione della vita utile) quanto agli abbassamenti della tensione (diminuzione del flusso luminoso). Così pure i motori asincroni risentono della tensione di alimentazione in termini di variazione della coppia motrice e, a parità di coppia resistente, di variazioni dello scorrimento e quindi della corrente assorbita con conseguente aumento delle perdite per effetto Joule.

I valori della caduta di tensione ammissibile, espressi in percentuale del valore nominale della tensione di fase dell'impianto, risultano:

$$\Delta V_{amm} \% = \begin{cases} 4 \div 6 \% & \text{in BT,} \\ 5 \div 7 \% & \text{in MT.} \end{cases}$$

Ricordando che per la caduta di tensione per ogni linea in bassa tensione dell'impianto e per carichi ohmico-induttivi vale la relazione (7), nel seguito vengono ricavate le relazioni necessarie per il dimensionamento nel caso semplice di linea di

lunghezza a con carico all'estremità (fig. A II.1). Il procedimento esposto, con gli opportuni adattamenti, si può estendere a tutti gli altri tipi di configurazione tipici della basse e della media tensione.

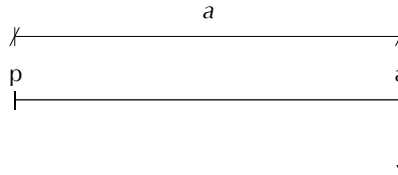


Fig. A II.1_Linea con carico di estremità

Nel caso in cui il carico è puramente resistivo, la massima caduta di tensione è pari a:

$$\Delta V = K \cdot R \cdot I = K \cdot \rho \cdot \frac{a}{S} \cdot I, \quad (\text{A II.1})$$

con ρ resistività del materiale conduttore e il coefficiente K uguale a 2 per linea monofase e uguale ad 1 per linea trifase.

Ponendo:

$$M_p = a \cdot I, \quad (\text{A II.2})$$

definito come momento elettrico della corrente valutato rispetto al punto di alimentazione, 'p', l'espressione della massima c.d.t. diventa:

$$\Delta V = K \cdot \rho \cdot \frac{M_p}{S}. \quad (\text{A II.3})$$

A questo punto, la sezione si ricava dalla relazione:

$$\Delta V = \frac{K \cdot \rho \cdot a \cdot I}{S} = \frac{K \cdot \rho \cdot M_p}{S} \leq \Delta V_{\text{amm}} \quad (\text{A II.4})$$

e quindi:

$$S \geq \frac{K \cdot \rho \cdot a \cdot I}{\Delta V_{\text{amm}}} = \frac{K \cdot \rho \cdot M_p}{\Delta V_{\text{amm}}}, \quad (\text{A II.5})$$

ove, trattandosi di una sola linea, è conveniente, come già fatto in precedenza, esprimere le grandezze in valore assoluto, per cui:

$$\Delta V_{\text{amm}} = \begin{cases} \frac{\Delta V_{\text{amm}} \% U_n}{100 \sqrt{3}} & \text{per linea trifase,} \\ \frac{\Delta V_{\text{amm}} \% V_n}{100} & \text{per linea monofase.} \end{cases}$$

Nel caso in cui il carico non è puramente resistivo, la massima c.d.t. è:

$$\Delta V = K \cdot (R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi). \quad (\text{A II.6})$$

Si è già visto che la reattanza dipende poco dal valore della sezione. Si può pensare di prefissare il valore di X prima ancora che sia calcolata la S , e ciò solo sulla base di una stima di prima approssimazione della S . In questo caso, per un determinato $\sin \varphi$, si ha che la c.d.t. è:

$$\begin{aligned} \Delta V &= K \cdot (R \cdot I \cos \varphi + \text{costante}) = \frac{K \cdot \rho \cdot a \cdot l \cdot \cos \varphi}{S} + K \cdot \text{costante} = \\ &= \frac{K \cdot \rho \cdot M_p \cdot \cos \varphi}{S} + K \cdot \text{costante} \end{aligned} \quad (\text{A II.7})$$

A questo punto, la sezione si ricava dalla relazione:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \frac{K \cdot \rho \cdot a \cdot l \cdot \cos \varphi}{S} + K \cdot \text{costante} = \\ &= \left(\frac{K \cdot \rho \cdot M_p \cdot \cos \varphi}{S} + K \cdot \text{costante} \right) \leq \Delta V_{\text{amm}} \end{aligned} \quad (\text{A II.8})$$

e quindi:

$$S \geq \frac{K \cdot \rho \cdot a \cdot l \cdot \cos \varphi}{(\Delta V_{\text{amm}} - K \cdot \text{costante})} = \frac{K \cdot \rho \cdot M_p \cdot \cos \varphi}{(\Delta V_{\text{amm}} - K \cdot \text{costante})}. \quad (\text{A II.9})$$

Sia nel caso delle (AII.5) che nel caso delle (A.II.9) si sceglierà come sezione il primo valore normalizzato che soddisfa tali disuguaglianze. Nel caso di carico ohmico-induttivo, nota la sezione normalizzata, si potrà procedere anche ad una verifica che il valore di tentativo scelto per la reattanza X non abbia portato ad un dimensionamento errato.

CAPITOLO VIII

Condizioni di funzionamento anormali dell'impianto elettrico: Cortocircuito

1. Generalità

L'impianto che si considera (Fig. VIII.1) è costituito da una linea in MT, un trasformatore MT/BT che alimenta un sistema di sbarre in bassa tensione da cui si diparte una sola linea che alimenta carichi statici.

L'impianto si suppone trifase simmetrico nelle impedenze e in condizioni di funzionamento normali prima del cortocircuito.

Oltre il cortocircuito trifase, vengono considerati i cortocircuiti dissimmetrici: il cortocircuito bifase ed il cortocircuito monofase.

Il calcolo esatto delle correnti di cortocircuito in un punto dell'impianto richiederebbe la applicazione della teoria dei componenti simmetrici o dei componenti di fase, in quanto la presenza di un cortocircuito dissimmetrico introduce nell'impianto stesso una dissimmetria nelle impedenze che è causa di squilibri delle correnti e dissimmetrie delle tensioni. Una metodologia esatta per effettuare tale calcolo sarà oggetto di studio in corsi successivi.

Nel seguito verrà effettuato il calcolo delle correnti di cortocircuito con un metodo semplificato, il quale fornisce valori abbastanza attendibili solo per il tipo di impianto preso in esame.

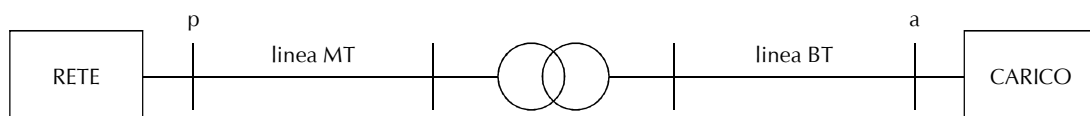
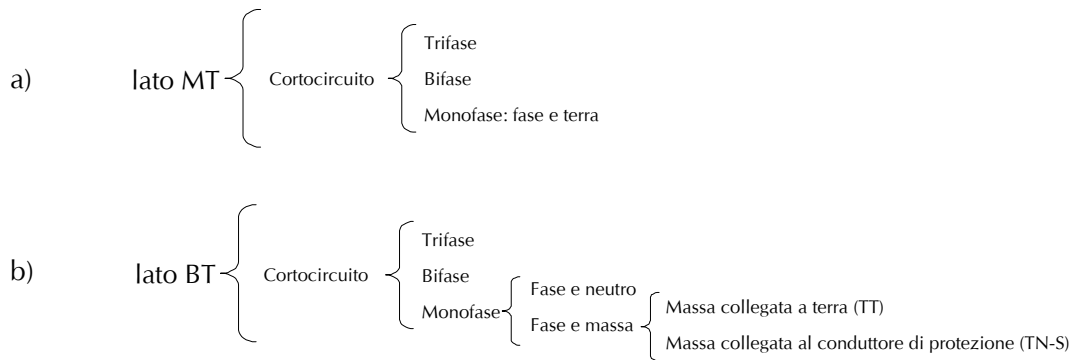


Fig. VIII.1_Impianto preso in esame

Con riferimento alla fig. VIII.1, vengono presi in considerazione i seguenti tipi di cortocircuito, distinguendo tra lato MT e lato BT:



2. Calcolo delle correnti di cortocircuito lato MT

Per il lato MT, il metodo di calcolo preso in esame si basa sulla rappresentazione in trifase semplificata riportata nella fig. VIII.2

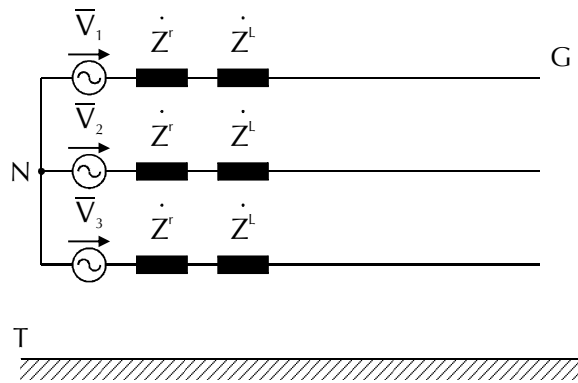


Fig. VIII.2_Rappresentazione trifase semplificata dell'impianto preso in esame, lato MT

Nella fig. VIII.2:

- $\bar{V}_1$ è la tensione della fase 1 dell'alimentazione, lato MT (le tensioni $\bar{V}_2$ e $\bar{V}_3$ nelle altre due fasi hanno uguale modulo e sono sfasate di $\pm 120^\circ$);
- $\dot{Z}^r$ è l'impedenza equivalente della rete di alimentazione;
- $\dot{Z}^L$ è l'impedenza della linea in MT interposta tra il sistema di sbarre ed il punto di guasto.

Si supponga un cortocircuito trifase netto nel punto G (Fig. VIII.3 a). Applicando la seconda legge di Kirchhoff tra il centro stella N ed il punto di guasto G (dove la tensione ovviamente è nulla) ed essendo la differenza di potenziale tra questi due punti pari a zero, risulta:

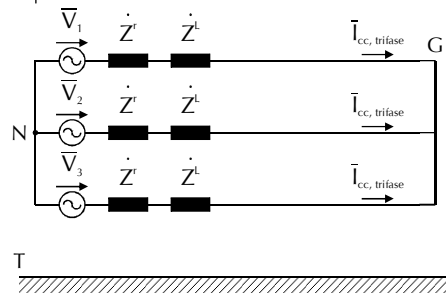
$$\bar{V}_1 = (\dot{Z}^r + \dot{Z}^L) \bar{I}_{cc, trifase} \quad (\text{VIII.1})$$

e, quindi, la corrente di cortocircuito trifase sarà data da:

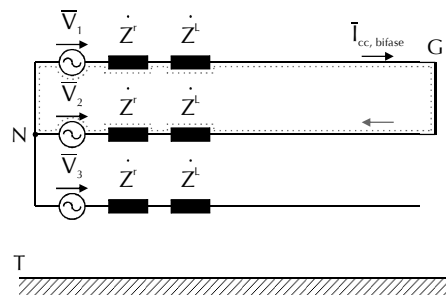
$$\bar{I}_{cc, trifase} = \bar{V}_1 / (\dot{Z}^r + \dot{Z}^L), \quad (\text{VIII.2})$$

il cui modulo è:

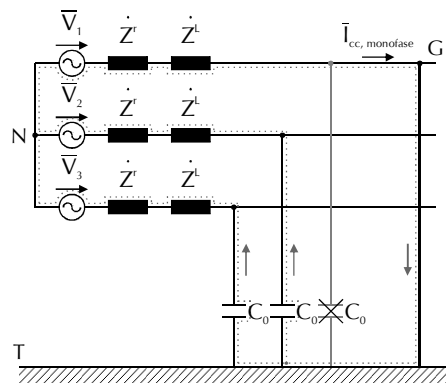
$$I_{cc, trifase} = V_1 / |\dot{Z}^r + \dot{Z}^L|.$$



a) Cortocircuito trifase



b) Cortocircuito bifase



c) Cortocircuito monofase: fase e terra

Fig. VIII.3_Schemi equivalenti per il calcolo delle correnti di cortocircuito – lato MT

Si supponga un cortocircuito bifase nel punto G (Fig. VIII.3 b). Applicando la seconda legge di Kirchhoff alla maglia chiusa dal cortocircuito in esame risulta:

$$\bar{V}_1 - \bar{V}_2 = 2(\dot{Z}^r + \dot{Z}^L) \bar{I}_{cc, bifase} \quad (\text{VIII.3})$$

e, quindi, la corrente di cortocircuito bifase sarà data da:

$$\bar{I}_{cc, \text{ bifase}} = (\bar{V}_1 - \bar{V}_2) / [2(\dot{Z}^r + \dot{Z}^L)], \quad (\text{VIII.4})$$

il cui modulo è:

$$I_{cc, \text{ bifase}} = |\bar{V}_1 - \bar{V}_2| / [2 |\dot{Z}^r + \dot{Z}^L|] = \frac{\sqrt{3}}{2} V_1 / |\dot{Z}^r + \dot{Z}^L|;$$

pertanto, con riferimento ai moduli risulta:

$$I_{cc, \text{ bifase}} = (\sqrt{3} / 2) I_{cc, \text{ trifase}} < I_{cc, \text{ trifase}}. \quad (\text{VIII.5})$$

Si consideri ora un cortocircuito monofase, fase e terra.

Nel caso di centro stella connesso a terra tramite una induttanza (bobina di Petersen) la richiusura del circuito di guasto coinvolge oltre l'impedenza di alimentazione Z_r e quella di linea Z_L , le capacità delle fasi non affette da guasto della linea e la induttanza della bobina.

Per via delle elevate impedenze trasversali, generalmente preponderanti rispetto alle altre impedenze presenti nell'anello di guasto, è lecito trascurare le impedenze serie e supporre di concentrare in un sol punto le capacità verso terra di ciascuna fase non affetta da guasto. La rappresentazione circuitale è riportata nella fig. VIII.4.

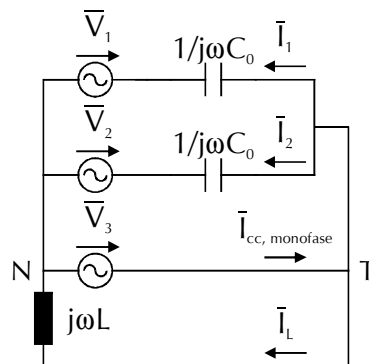


Fig. VIII.4_Schena equivalente per il calcolo della corrente di c.c. monofase – lato MT(centro stella connesso a terra tramite un' induttanza)

Ponendo $\dot{Z}_C = (1/j\omega C_0)$ e $\dot{Z}_L = j\omega L$, è possibile scrivere per il circuito della Fig. VIII.4 le seguenti relazioni:

$$\begin{cases} \bar{V}_1 + \dot{Z}_C \bar{I}_1 = -\bar{V}_N^T \\ \bar{V}_2 + \dot{Z}_C \bar{I}_2 = -\bar{V}_N^T \\ \bar{V}_3 = -\bar{V}_N^T \\ \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_L - \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = 0 \\ \bar{I}_L = -\bar{V}_N^T / \dot{Z}_L \end{cases} .$$

Sostituendo la terza e la quinta espressione nelle altre, si ottiene:

$$\begin{cases} \bar{V}_1 + \dot{Z}_C \bar{I}_1 = \bar{V}_3 \\ \bar{V}_2 + \dot{Z}_C \bar{I}_2 = \bar{V}_3 \\ \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{V}_3 / \dot{Z}_L - \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = 0 \end{cases}$$

e sviluppando ulteriormente, è possibile scrivere che:

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = (\bar{V}_3 - \bar{V}_1) / \dot{Z}_C \\ \bar{I}_2 = (\bar{V}_3 - \bar{V}_2) / \dot{Z}_C \\ (\bar{V}_3 - \bar{V}_1) / \dot{Z}_C + (\bar{V}_3 - \bar{V}_2) / \dot{Z}_C + \bar{V}_3 / \dot{Z}_L - \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = 0 \end{cases} .$$

Osservando che $\bar{V}_3 = -\bar{V}_1 - \bar{V}_2$ e sostituendo i valori di $\dot{Z}_C$ e $\dot{Z}_L$, la corrente di cortocircuito sarà data da:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} &= 3\bar{V}_3 / (-j / \omega C_0) + \bar{V}_3 / j\omega L = \\ &= j3\bar{V}_3 \omega C_0 - j\bar{V}_3 / \omega L = j\bar{V}_3 (3\omega C_0 - 1 / \omega L) \end{aligned} \quad (\text{VIII.6})$$

il cui modulo è:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = V_3 (3\omega C_0 - 1 / \omega L) .$$

Nel caso di centro stella isolato la richiusura del circuito di guasto coinvolge solo le capacità verso terra delle fasi non affette da guasto della linea.

In questo caso la corrente di cortocircuito sarà data da:

$$\bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = 3\bar{V}_3 / (-j / \omega C_0) = j3\bar{V}_3 \omega C_0 \quad (\text{VIII.7})$$

il cui modulo è:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = 3V_3 \omega C_0 ,$$

che si può ricavare dalla espressione (VIII.6) supponendo L tendente all'infinito.

In generale il valore risulta molto piccolo, stante i piccoli valori che assume la capacità C_0 .

3. Calcolo delle correnti di cortocircuito lato BT

Per il lato BT, il metodo di calcolo preso in esame si basa sulla rappresentazione in trifase semplificata riportata nella fig. VIII.5. In tale rappresentazione si assume di trascurare l'impedenza equivalente della rete di alimentazione e della linea in MT, in quanto esse incidono poco sulle intensità delle correnti di cortocircuito.

La presenza sul lato BT del neutro esercito francamente a terra, non altera le metodologie di calcolo per i cortocircuiti trifase e bifase rispetto al lato MT, mentre introduce una differente metodologia di calcolo per le correnti di cortocircuito monofase.

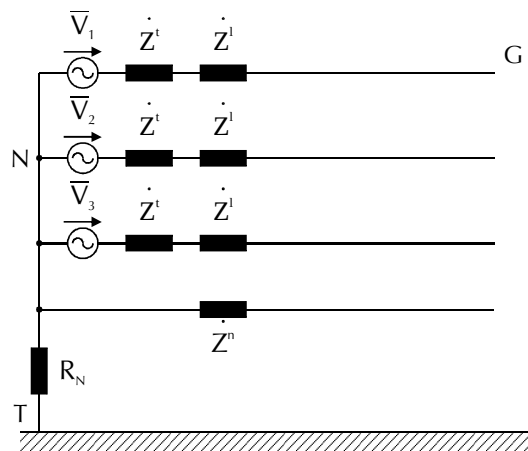


Fig. VIII.5_Rappresentazione trifase semplificata dell'impianto preso in esame, lato BT

Nella Fig. VIII.5:

- $\bar{V}_1$ è la tensione della fase a dell'alimentazione al secondario del trasformatore (le tensioni $\bar{V}_2$ e $\bar{V}_3$ nelle altre due fasi hanno uguale modulo e sono sfasate di $\pm 120^\circ$);
- $\dot{Z}^t$ è l'impedenza del trasformatore MT/BT;
- $\dot{Z}^l$ è l'impedenza della linea in BT interposta tra il sistema di sbarre ed il punto di guasto;
- $\dot{Z}^n$ è l'impedenza del conduttore di neutro;
- R_N è resistenza di terra dell'impianto di terra del neutro.

Nel caso di cortocircuito trifase netto nel punto G (Fig. VIII.6 a), procedendo in modo analogo a quanto fatto per il lato MT, risulta che:

$$\bar{I}_{cc, \text{trifase}} = \bar{V}_1 / (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l), \quad (\text{VIII.8})$$

il cui modulo è:

$$I_{cc, \text{trifase}} = V_1 / |\dot{Z}^t + \dot{Z}^l|.$$

Nel caso di cortocircuito bifase nel punto G (Fig. VIII.6 b), sempre in analogia alla procedura utilizzata per il lato MT, si ricava che:

$$\bar{I}_{cc, \text{ bifase}} = (\bar{V}_1 - \bar{V}_2) / 2(\dot{Z}^t + \dot{Z}^l), \quad (\text{VIII.10})$$

il cui modulo è:

$$I_{cc, \text{ bifase}} = |\bar{V}_1 - \bar{V}_2| / \left[2 \left| \dot{Z}^t + \dot{Z}^l \right| \right];$$

pertanto con riferimento ai moduli risulta:

$$I_{cc, \text{ bifase}} = (\sqrt{3}/2) I_{cc, \text{ trifase}} < I_{cc, \text{ trifase}}. \quad (\text{VIII.11})$$

Nel caso di guasto monofase occorre distinguere il caso di guasto tra una fase ed una massa metallica collegata a terra attraverso un dispersore di resistenza R_E , come nei sistemi TT, da quello di guasto tra una fase e la massa metallica collegata al conduttore di protezione, come nei sistemi TN-S. Sempre per il guasto monofase a terra, sia nei sistemi TT che nei sistemi TN-S risulta identico il procedimento di calcolo della corrente di cortocircuito tra una fase ed il neutro.

Nel caso di guasto tra fase e neutro (Fig. VIII.6 c), applicando la seconda legge di Kirchhoff alla maglia i cui lati sono il conduttore di fase e quello neutro, risulta:

$$\bar{V}_1 = (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^n) \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} \quad (\text{VIII.12})$$

e, quindi, la corrente di cortocircuito monofase sarà data da:

$$\bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = \bar{V}_1 / (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^n),$$

il cui modulo è pari a:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = V_1 / \left| \dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^n \right| < I_{cc, \text{ trifase}}$$

Nel caso di cortocircuito monofase tra fase e massa nei sistemi TT (figg.VIII.6 d), applicando la seconda legge di Kirchhoff alla maglia i cui lati sono il conduttore di fase, le resistenze di terra degli impianti di terra del neutro R_N e dell'utilizzatore R_E , risulta:

$$\bar{V}_1 = (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + R_N + R_E) \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} \quad (\text{VIII.13})$$

e, quindi, la corrente di cortocircuito monofase sarà data da:

$$\bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = \bar{V}_1 / (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + R_N + R_E), \quad (\text{VIII.14})$$

il cui modulo è dato da:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = V_1 / \left| \dot{Z}^t + \dot{Z}^l + R_N + R_E \right| < I_{cc, \text{ trifase}}$$

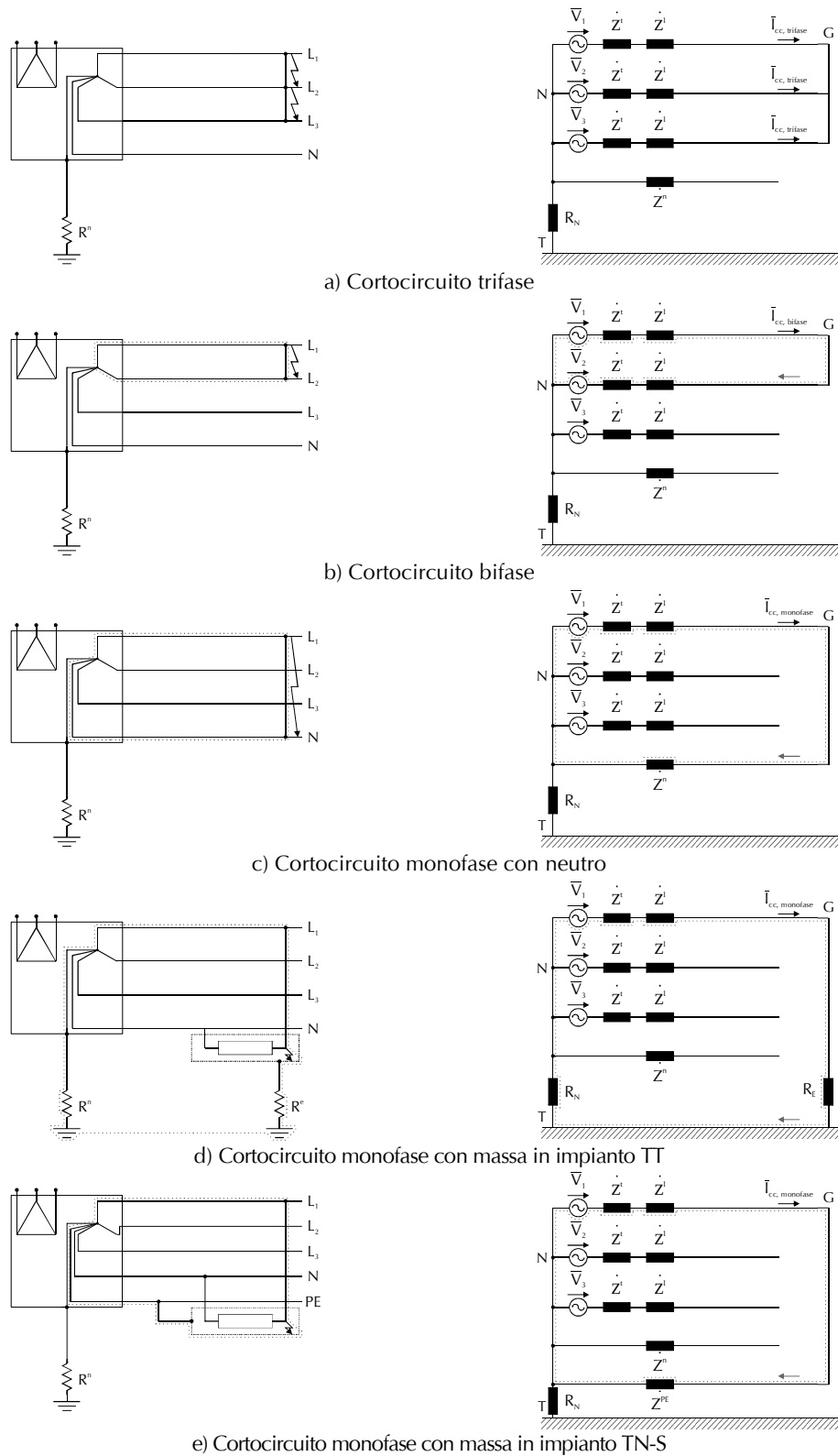


Fig. VIII.6_Schemi equivalenti per il calcolo delle correnti di cortocircuito – lato BT.

In modo analogo, nel caso di cortocircuito monofase tra fase e massa nei sistemi TN-S (figg.VIII.6 e), applicando la seconda legge di Kirchhoff alla maglia i cui lati sono il conduttore di fase e il conduttore di protezione di impedenza Z_{PE} , risulta:

$$\bar{V}_1 = (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^{PE}) \bar{I}_{cc, \text{ monofase}} \quad (\text{VIII.15})$$

e, quindi, la corrente di cortocircuito monofase sarà data da:

$$\bar{I}_{cc, \text{ monofase}} = \bar{V}_1 / (\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^{PE}), \quad (\text{VIII.16})$$

il cui modulo è dato da:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = V_1 / |\dot{Z}^t + \dot{Z}^l + \dot{Z}^{PE}| < I_{cc, \text{ trifase}}.$$

Dall'analisi delle espressioni delle correnti di cortocircuito nei vari casi esaminati discende che il tipo di cortocircuito a cui si associano le intensità più elevate di corrente è il cortocircuito trifase. Ciò non esclude comunque la necessità di calcolare anche le altre correnti di cortocircuito (monofase e bifase).

Le formule soprascritte forniscono le intensità delle correnti di cortocircuito valutate per eccesso, soprattutto per l'aver trascurato la resistenza del guasto. Il cortocircuito si sviluppa di regola attraverso un arco elettrico la cui resistenza può limitare la corrente di cortocircuito negli impianti di bassa tensione fino al 50 % di quella teorica ed in quelli di media tensione fino all'80 % del valore teorico.

La valutazione delle intensità associate alle correnti di cortocircuito deve essere condotta tenendo conto delle situazioni più sfavorevoli che possono venire a determinarsi nell'impianto. In particolare, per ogni linea che compone l'impianto, le correnti di cortocircuito massime devono essere calcolate nelle condizioni che originano i valori più elevati, e quindi:

- all'inizio della linea, ossia quando l'impedenza della linea non va considerata nel calcolo della corrente di cortocircuito;
- analizzando il caso in cui tutti i trasformatori contribuiscono alle correnti di guasto se si hanno più trasformatori in parallelo.

In modo analogo, le correnti di cortocircuito minime devono essere calcolate nelle condizioni che originano i valori più bassi, e quindi:

- in fondo alla linea, ossia quando l'intera impedenza della linea va considerata nel calcolo della corrente di cortocircuito;
- considerando guasti che riguardano un solo cavo per più cavi in parallelo;

- supponendo che uno solo di essi contribuisca alla corrente di guasto nel caso di trasformatori in parallelo.

Nel calcolo della corrente di cortocircuito, per tenere conto delle variazioni che può subire la tensione di alimentazione rispetto al corrispondente valore nominale, la norma CEI 11-25 stabilisce un fattore di tensione c . Il valore di tale fattore è ricavato sulla base della tab. VIII.1.

Tab. VIII.1_Fattore di tensione c

Tensione nominale	Fattore di tensione <i>c</i> per il calcolo di:	
	Correnti di cortocircuito max (<i>C</i> _{max})	Correnti di cortocircuito min (<i>C</i> _{min})
da 100 a 1000 V	1,05 ⁽¹⁾ 1,10 ⁽²⁾	0,95
da 1 a 35 kV	1,10	1,00
maggiore di 35 kV		
⁽¹⁾ Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +6 %, per esempio sistemi riclassificati da 380 a 400 V.		
⁽²⁾ Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +10 %.		

Nella appendice VIII viene riportato un semplice esempio di calcolo delle correnti di cortocircuito.

4. Problemi del cortocircuito

Innumerevoli sono i problemi che per la loro risoluzione richiedono il calcolo delle correnti di cortocircuito (scelta del sistema di protezione, dimensionamento degli impianti di terra, ecc.). Le modalità di risoluzione di tali problemi saranno oggetto di studio di corsi successivi.

APPENDICE

Applicazione numerica

Con riferimento alla Fig. A.1, assumendo i dati riportati nel seguito, si ipotizzi di voler calcolare le correnti di cortocircuito massime trifase nei punti G1 e G2 e monofase minima nel punto G3.

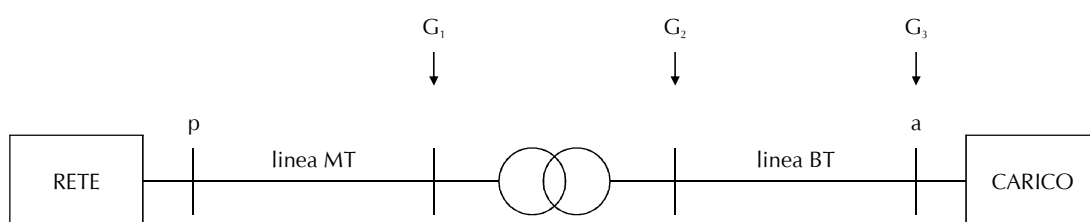


Fig. A.1_Impianto preso in esame

Rete di distribuzione in MT

Tensione nominale	15 kV
Potenza apparente simmetrica di cortocircuito della rete	250 MVA

Linea MT aerea (dati forniti dal costruttore)

Lunghezza	$a^L = 20 \text{ km}$
Resistenza	$r^L = 0.366 \text{ } \Omega/\text{km}$
Reattanza	$x^L = 0.366 \text{ } \Omega/\text{km}$

Trasformatore (dati forniti dal costruttore)

Potenza apparente	0.4 MVA
Tensione primaria	15 kV
Tensione secondaria a vuoto	0.4 kV
Resistenza equivalente riportata al secondario	$R_a = 2.62 \text{ m}\Omega$
Tensione di cortocircuito	$V_{cc\%} = 4 \%$

Linea BT in cavo (dati forniti dal costruttore)

Lunghezza	$a^l = 0.2 \text{ km}$
-----------	------------------------

Resistenza	$r^l = 0.197 \, \Omega/\text{km}$
Reattanza	$x^l = 0.150 \, \Omega/\text{km}$

I calcoli sono effettuati in valore relativo assumendo, per convenienza, una potenza base S_b pari a 0.4 MVA.

Rete di distribuzione in Media Tensione

L'impedenza equivalente dell'impianto di distribuzione in MT è data da:

$$Z^r = \frac{c \cdot U_n^2}{S_k} \frac{S_b}{U_n^2}$$

Assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari ad 1.1, così come consigliato dalle Norme CEI 11-25 per il caso in esame, si ha:

$$Z^r = \frac{1.1 \cdot 15^2}{250} \frac{0.4}{15^2} = 0.00176 \, \text{p.u.}$$

Il calcolo delle componenti reale e immaginaria dell'impedenza equivalente Z^r può essere condotto ricorrendo alle seguenti relazioni:

$$X^r = 0.995 Z^r = 0.00175 \, \text{p.u.}$$

$$R^r = 0.1 X^r = 0.000175 \, \text{p.u.}$$

$$\dot{Z}^r = 0.000175 + j0.00175 \, \text{p.u.}$$

Linea MT aerea

Il calcolo della resistenza e della reattanza equivalente della linea aerea può effettuarsi impiegando le seguenti relazioni:

$$R^L = a^L r^L \frac{S_b}{U_n^2}$$

$$X^L = a^L x^L \frac{S_b}{U_n^2}$$

da cui risulta:

$$R^L = 20 \cdot 0.366 \frac{0.4}{15^2} = 0.013 \, \text{p.u.}$$

$$X^L = 20 \cdot 0.366 \frac{0.4}{15^2} = 0.013 \, \text{p.u.}$$

$$\dot{Z}^L = 0.013 + j0.013 \, \text{p.u.}$$

Trasformatore

Il calcolo della resistenza e della reattanza equivalente del trasformatore può effettuarsi impiegando le seguenti relazioni:

$$R^t = R_a \frac{S_b}{U_n^2}$$

$$X^t = \sqrt{Z^{t2} - R^{t2}} = \sqrt{\left(\frac{V_{cc\%}}{100} \frac{S_b}{U_n^2} \frac{U_{tn}^2}{S_b} \right)^2 -}$$

da cui risulta:

$$R^t = 2.62 \cdot 10^{-3} \frac{0.4}{0.38^2} = 0.0073 \text{ p.u.}$$

$$X^t = \sqrt{\left[\left(\frac{0.4}{0.38} \right)^2 \left(\frac{4}{100} \right) \right]^2 - 0.0073^2} = 0.044 \text{ p.u.}$$

$$\dot{Z}^t = 0.0073 + j0.044 \text{ p.u.}$$

Linea BT in cavo

Il calcolo della resistenza e della reattanza equivalente della linea in cavo può effettuarsi impiegando le seguenti relazioni:

$$R^l = a^l r^l \frac{S_b}{U_n^2}$$

$$X^l = a^l x^l \frac{S_b}{U_n^2}$$

da cui risulta:

$$R^l = 0.2 \cdot 0.197 \frac{0.4}{0.38^2} = 0.109 \text{ p.u.}$$

$$X^l = 0.2 \cdot 0.150 \frac{0.4}{0.38^2} = 0.083 \text{ p.u.}$$

$$\dot{Z}^l = 0.109 + j0.083 \text{ p.u.}$$

Noti i parametri di tutti i componenti presenti nell'impianto della fig. A.1 è possibile calcolare le correnti di cortocircuito nei punti di guasto considerati. Nel caso di cortocircuito trifase nel punto G1 sul lato MT, la relazione da utilizzare risulta la seguente:

$$I_{cc, \text{ trifase}} = \frac{c \cdot 1}{\sqrt{(R^r + R^L)^2 + (X^r + X^L)^2}}$$

Assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari a 1.10, così come consigliato dalle Norme CEI 11-25, si ha:

$$I_{cc, \text{ trifase}} = \frac{1.1 \cdot 1}{\sqrt{(0.000175 + 0.013)^2 + (0.00175 + 0.013)^2}} = 55.563 \text{ p.u.}$$

Volendo esprimere la corrente di cortocircuito in valore assoluto si ha:

$$I_{cc, \text{ trifase}} \cdot I_{b, MT} = I_{cc, \text{ trifase}} \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 55.563 \frac{0.4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 10^3} = 855.46 \text{ A}$$

Nel caso di cortocircuito trifase nel punto G2 sul lato BT, la relazione da utilizzare risulta la seguente:

$$I_{cc, \text{ trifase}} = \frac{c \cdot 1}{\sqrt{R^{t2} + X^{t2}}}$$

Assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari a 1.05, così come consigliato dalle Norme CEI 11-25, si ha:

$$I_{cc, \text{ trifase}} = \frac{1.05 \cdot 1}{\sqrt{(0.0073)^2 + (0.044)^2}} = 23.691 \text{ p.u.}$$

Volendo esprimere la corrente di cortocircuito in valore assoluto si ha:

$$I_{cc, \text{ trifase}} \cdot I_{b, BT} = I_{cc, \text{ trifase}} \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 23.691 \frac{0.4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 10^3} = 14.398 \text{ A}$$

Nel caso di cortocircuito monofase con neutro nel punto G3 sul lato BT, la relazione da utilizzare risulta la seguente:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = \frac{c \cdot 1}{\sqrt{(R^t + R^l + R^n)^2 + (X^t + X^l + X^n)^2}}$$

Assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari a 0.95, così come consigliato dalle Norme CEI 11-25, e per Z_n il valore dell'impedenza di linea, si ha:

$$I_{cc, \text{ monofase}} = \frac{0.95 \cdot 1}{\sqrt{(0.0073 + 0.109 + 0.109)^2 + (0.044 + 0.083 + 0.083)^2}} = 3.083 \text{ p.u.}$$

Volendo esprimere la corrente di cortocircuito in valore assoluto si ha:

$$I_{cc, \text{ monofase}} \cdot I_{b, BT} = I_{cc, \text{ monofase}} \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 3.083 \frac{0.4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 10^3} = 1873.78 \text{ A}$$

BIBLIOGRAFIA

I principali testi consultati per la stesura del libro sono stati:

- V. Cataliotti, *Impianti elettrici*, III, S. F. Flaccovio, Palermo 2004.
- V. Carrescia, *Fondamenti di sicurezza elettrica*, Edizioni TNE, Torino 2001.
- F. Illiceto – S. Rosati, *Impianti di distribuzione dell'energia elettrica*, Edizioni SIDEREA, Roma 1977.
- V. Carrescia – V. Scarioni, *Quadri elettrici*, Edizioni TNE, Torino 2002.
- D. Di Giovanni, *La sicurezza degli impianti elettrici*, Edizioni CEI, Milano 2006.
- F. Dal Mas, *Nuovo manuale di disegno elettrotecnico*, Edizioni CEI, Milano 2006.
- Le Guide BLU*, Edizioni TNE, Torino 2003-2008.
- Manuale cremonese di elettrotecnica*, Edizioni Cremonese, Firenze 1999.
- G. Pratesi, *Le protezioni nei sistemi elettrici di potenza*, Edizioni CEI, Milano 2001.
- G. Someda, *Elementi di elettrotecnica generale*, Patròn, Bologna 1977.
- G. Carpinelli – V. Mangoni, *Introduzione ai sistemi elettrici per l'energia*, Edizioni dell'Università degli Studi di Cassino, Cassino 2001.

Sono state, inoltre, consultate le principali *Norme nazionali ed internazionali del settore* (CEI, IEC, ecc.) ed i cataloghi delle principali industrie costruttrici di apparecchi di manovra (ABB, BTicino, ecc.).

INDICE

Cap. I_Generalità sul sistema elettrico per l'energia

1. Introduzione	5
2. Costituzione del sistema elettrico per l'energia	6
2.1 <i>Subsistemi di produzione</i>	6
2.2 <i>Subsistema di trasmissione</i>	7
2.3 <i>Subsistemi di distribuzione</i>	9
2.4 <i>Subsistemi di utilizzazione</i>	11
3. Classificazione degli impianti elettrici	13
4. Nuovo quadro legislativo italiano	15
4.1 <i>I Produttori</i>	16
4.2 <i>Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale</i>	17
4.3 <i>I Distributori</i>	18
4.4 <i>I Clienti idonei e vincolati</i>	19
4.5 <i>L'Acquirente Unico</i>	20
4.6 <i>Il Gestore del Mercato</i>	20
5. Componenti del sistema elettrico per l'energia	20
6. Condizioni di funzionamento del sistema elettrico per l'energia	21
6.1 <i>Condizioni di funzionamento normali</i>	21
6.2 <i>Condizioni di funzionamento anormali</i>	22
6.2.1 <i>Cortocircuito</i>	22
6.2.2 <i>Sovratensioni</i>	27
Appendice_Considerazioni economiche sulla trasmissione dell'energia elettrica	30

Cap. II_Componenti dell'impianto elettrico

Linee elettriche

1. Generalità	35
2. Linee con conduttori nudi	35
2.1 <i>Conduttori di potenza</i>	35
2.2 <i>Funi di guardia</i>	37
2.3 <i>Isolatori</i>	37
2.4 <i>Sostegni</i>	41
3. Linee in cavo	41
3.1 <i>Materiali impiegati per le parti costituenti un cavo</i>	42
3.2 <i>Caratteristiche costruttive dei principali tipi di cavo</i>	43
3.3 <i>Grandezze elettriche caratteristiche dei cavi</i>	45

3.4 Designazione dei cavi	51
----------------------------------	----

Cap. III_Componenti dell'impianto elettrico

Apparecchi di manovra

1. Classificazione	57
2. Apertura di un circuito percorso da corrente	58
2.1 Arco elettrico	59
2.1.1 <i>Caratteristica statica dell'arco</i>	61
2.1.2 <i>Caratteristica dinamica dell'arco</i>	62
2.2 Processo di interruzione	64
2.2.1 <i>Interruzione in corrente continua</i>	64
2.2.2 <i>Interruzione in corrente alternata</i>	69
3. Chiusura di un circuito	74
4. Gli apparecchi di manovra	74
4.1 Interruttori	74
4.1.1 <i>Alcune grandezze caratteristiche</i>	75
4.1.2 <i>Classificazione e descrizione</i>	77
a) <i>Interruttori in aria a pressione atmosferica</i>	78
b) <i>Interruttori in olio</i>	82
c) <i>Interruttori in aria compressa</i>	84
d) <i>Interruttori in esafluoruro di zolfo</i>	84
e) <i>Interruttori sotto vuoto</i>	86
4.2 Sezionatori	88
4.2.1 <i>Classificazione e descrizione</i>	90
a) <i>Sezionatori a coltelli</i>	90
b) <i>Sezionatori a rotazione</i>	91
c) <i>Sezionatori a pantografo e a ginocchio</i>	92
4.3 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori (IMS)	92
4.3.1 <i>Classificazione e descrizione</i>	94
a) <i>Interruttori di manovra-sezionatori con interruzione in aria</i>	94
b) <i>Interruttori di manovra-sezionatori ad autotrasformazione di gas</i>	95
c) <i>Interruttori di manovra-sezionatori autopneumatici</i>	95
d) <i>Interruttori di manovra-sezionatori in esafluoruro di zolfo (SF6)</i>	95
4.4 Contattori	95
4.4.1 <i>Classificazione e descrizione</i>	96
a) <i>Contattori elettromagnetici</i>	98
b) <i>Contattori pneumatici</i>	98
c) <i>Contattori elettropneumatici</i>	99
d) <i>Contattori sotto vuoto</i>	99
e) <i>Contattori a semiconduttori</i>	99

4.5 Fusibili	100
4.5.1 Principio di funzionamento	101
a) Fase di prearco	103
b) Fase d'arco	104
c) Fase di post-arco	105
4.5.2 Curve caratteristiche di funzionamento	105
a) Caratteristiche tempo/corrente	106
b) Caratteristica di limitazione	107
c) Caratteristiche I^2t	108
4.5.3 Classificazione e descrizione	109
a) Fusibili a cartuccia	110
b) Fusibili a liquido	112
c) Fusibili a soffiaggio	113
5. Confronto tra fusibili ed interruttori	113
6. Quadro di sintesi sulle applicazioni dei vari apparecchi di manovra	115

Cap. IV_Componenti dell'impianto elettrico

Relè

1. Generalità	117
2. Classificazione dei relè	118
3. Relè elettromeccanici	120
3.1 Relè di tipo elettromagnetico	121
3.2 Relè di tipo ad induzione	122
4. Relè termici	125
4.1 Relè a lamina bimetallica	126
4.2 Relè a termocoppia	127
4.3 Relè a resistenza	127
4.4 Relè a immagine termica	127
5. Relè statici	127
5.1 Relè di tipo elettronico	127
5.2 Relè a microprocessore	128
6. Relè differenziale	130

Cap. V_Componenti dell'impianto elettrico

Sistemi di protezione

1. Generalità	133
2. Sistemi di protezione contro le sovracorrenti	133
2.1 Generalità	133
2.1.1 Selettività	133
2.1.2 Schemi elettrici negli impianti elettrici a media e bassa tensione	134

2.2 Linee in MT	136
2.2.1 Sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito nel caso di centro stella isolato	136
a) Linee delle strutture radiale semplice e radiale con richiusura	136
b) Linee della struttura ad anello	144
2.2.2 Sistemi di protezione contro le correnti di cortocircuito nel caso centro stella connesso a terra tramite una induttanza (bobina di Petersen)	144
2.2.3 Sistemi di protezione contro le correnti di sovraccarico	149
2.3 Linee in BT	150
2.4 Trasformatori MT/BT	153
3. Sistemi di protezione contro le sovratensioni	156
 CAP VI_Cabine elettriche di trasformazione	
1. Generalità	161
2. Definizione di cabina elettrica di trasformazione	161
3. Tipi di cabina elettrica di trasformazione	162
4. Quadri elettrici di bassa tensione	164
5. Impianto di terra	168
5.1 Impianto di terra di cabina	168
5.1.1 Impianto di terra negli impianti di II categoria	168
5.1.2 Impianto di terra negli impianti di I categoria	171
5.2 Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore	171
5.2.1 Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore di tipo TT	174
5.2.2 Impianto di terra dell'impianto elettrico in bassa tensione dell'utilizzatore di tipo TN-S	176
Appendice_Definizioni	180
 Cap.VII_Condizioni di funzionamento normali dell'impianto elettrico Il regime permanente	
1. Generalità	187
2. Rappresentazione dei componenti	188
2.1 Linea	188
2.2 Trasformatore a due avvolgimenti	191
2.3 Carico elettrico	192
2.4 Alimentazione	192
3. Modello matematico	192

4. Alcuni problemi del regime permanente	195
4.1 Impianti in MT	197
4.2 Impianti in BT	198
Appendice I_Richiami sui valori relativi	199
Appendice II_Dimensionamento delle linee elettriche	203
Cap.VIII_Condizioni di funzionamento anormali dell'impianto elettrico li corto circuito	
1. Generalità	207
2. Calcolo delle correnti di cortocircuito lato MT	208
3. Calcolo delle correnti di cortocircuito lato BT	212
4. Problemi del cortocircuito	216
Appendice_Applicazione numerica	217
Bibliografia	221

