DISTRIBUTION SOLUTIONS

Quaderno di Applicazioni Tecniche No. 26

Apparecchi di manovra di media tensione: tecnologie e applicazioni

Indice

4	**1.**	**Introduzione**
4	1.1	Principi generali
4	1.2	Un po' di storia
8	**2.**	**L'arco elettrico e la sua interruzione**
8	2.1	L'arco elettrico
13	2.2	L'interruzione della corrente alternata
15	**3.**	**L'interruttore di media tensione**
15	3.1	Tecniche interruttive
15	3.1.1	L'interruttore in SF_6
18	3.1.2	L'interruzione in vuoto
20	3.2	I comandi
20	3.2.1	Il comando a molle
22	3.2.2	Il comando magnetico
23	3.2.3	Il comando a motore
24	3.3	Gli apparecchi
25	3.3.1	Gli interruttori in vuoto e in SF_6
28	3.3.2	Interruttori di manovra-sezionatori
29	3.3.3	Apparecchi multifunzione
31	3.3.4	Apparecchi di manovra sincroni
33	3.3.5	Contattori
35	3.3.6	Dispositivi limitatori di corrente
37	**4.**	**La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie**
37	4.1	Manovra di apertura
37	4.1.1	Le correnti di corto circuito
39	4.1.2	L'interruzione della corrente di corto circuito dei generatori
42	4.2	Manovra di chiusura
42	4.2.1	Inserzione di banchi di condensatori
44	4.2.2	Inserzione di trasformatori a vuoto: corrente di spunto (inrush)
46	4.2.3	Inserzione di motori
53	**5.**	**Le sovratensioni di manovra**
53	5.1	Manovra di apertura
53	5.1.1	La Tensione transitoria di ritorno o Transient Recovery Voltage (TRV)
54	5.1.2	La discordanza di fase
55	5.1.3	Influenza delle capacità sulla TRV
57	5.1.4	L'interruzione di carichi capacitivi
59	5.1.5	L'interruzione su linee brevi
60	5.1.6	L'apertura di banchi di filtri
63	5.1.7	L'interruzione di carichi induttivi: corrente di chopping e riaccensioni
64	5.1.8	Corrente di chopping virtuale
66	5.1.9	Riaccensioni multiple
67	5.1.10	Sovratensioni relative alla manovra di trasformatori
70	5.2	Manovra di chiusura
70	5.2.1	Sovratensioni relative all'alimentazione di linee
71	5.2.2	Sovratensioni relative all'alimentazione di motori
73	5.3	La limitazione delle sovratensioni
73	5.3.1	Scaricatori
75	5.3.2	Filtri RC
77	5.3.3	Reattanze di blocco in serie
78	5.3.4	Interruttori e sezionatori di manovra sincroni
80	**6.**	**Caratteristiche meccaniche**
80	6.1	Le manovre meccaniche
81	6.2	Il carico statico e dinamico durante la manovra
81	6.3	Condizioni climatiche
82	**7.**	**Caratteristiche termiche**
82	7.1	Limiti termici e declassamento per la temperatura ambiente
82	7.2	Temperature-rise test
83	7.3	Aumento di temperatura a seguito di un sovraccarico
84	**8.**	**Caratteristiche dell'isolamento**
84	8.1	Coordinamento dell'isolamento
84	8.2	Sovratensioni
85	8.3	Livello d'isolamento
85	8.4	Test dielettrici sull'interruttore
86	8.5	Fattore di correzione per l'altitudine
86	8.6	Altri test: emissione raggi X
87	8.7	Effetti dell'ambiente esterno: condizioni climatiche particolari e corrosione
88	**9.**	**Applicazioni**
88	9.1	Interruttori per la protezione di trasformatori
90	9.1.1	I relè di protezione per trasformatori
92	9.2	Apparecchi per la protezione e manovra di condensatori
93	9.2.1	I relè di protezione per condensatori
94	9.2.2	Esempio di dimensionamento per singolo un banco di condensatori
97	9.2.3	Esempio di dimensionamento per un banco di condensatori con altri banchi già connessi
100	9.2.4	La manovra sincrona dei condensatori
102	9.3	Interruttori per la protezione di linee e cavi
102	9.3.1	I relè di protezione per linee in cavo
103	9.4	Apparecchi per la protezione e manovra di motori
103	9.4.1	Esempio di avviamento di un motore
104	9.4.2	La scelta del fusibile
107	9.4.3	Esempio di coordinamento fusibile-relè a tempo inverso per sovraccarico
109	9.4.4	I relè di protezione per motori
110	9.5	Apparecchi per la protezione dei generatori
112	9.5.1	Esempio di dimensionamento di un interruttore per generatore
119	9.5.2	I relè di protezione per generatori
120	9.6	Le sovratensioni di manovra: criteri applicativi
122	**10.**	**Conclusioni**
122		Approfondimenti

Indice degli argomenti

004–007	**1.**	**Introduzione**
008–014	**2.**	**L'arco elettrico e la sua interruzione**
015–036	**3.**	**L'interruttore di media tensione**
037–052	**4.**	**La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie**
053–079	**5.**	**Le sovratensioni di manovra**
080–081	**6.**	**Caratteristiche meccaniche**
082–083	**7.**	**Caratteristiche termiche**
084–087	**8.**	**Caratteristiche dell'isolamento**
088–121	**9.**	**Applicazioni**
122–122	**10.**	**Conclusioni**

1. Introduzione

In questo fascicolo si desidera illustrare i principi di base del funzionamento degli apparecchi di manovra in relazione alle diverse tecniche utilizzate fino ad oggi nel controllo e protezione degli impianti elettrici di media tensione.

1.1 Principi generali

Cominciamo dalle definizioni fornite dalle Norme:

- Interruttore (IEC 60050 441-14-20): “Apparecchio meccanico di manovra capace di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali del circuito ed inoltre di stabilire, portare per una durata specificata e interrompere automaticamente correnti in condizioni anormali specificate del circuito, ad esempio quelle di corto circuito”.
- Interruttore di manovra (IEC 60050 441-14-12): “Apparecchio meccanico di manovra capace di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali del circuito che possono includere condizioni operative di sovraccarico specificate e inoltre portare per una durata specificata correnti in condizioni anormali specificate del circuito, ad esempio quelle di corto circuito”.

Le principali funzioni di un interruttore in relazione alle correnti da interrompere sono quindi:

- manovrare la corrente di carico, minore o uguale alla propria corrente nominale e che l’interruttore deve poter portare in modo continuativo
- stabilire, portare e interrompere le correnti di sovraccarico
- stabilire, portare e interrompere le correnti di corto circuito a seguito di un guasto nell’impianto elettrico.

L’interruttore di manovra, viceversa non è in grado di interrompere le correnti di corto circuito, può solo sopportarle per un certo tempo e al massimo stabilirle. Se l’interruttore di manovra è anche sezionatore allora deve anche garantire, in posizione di aperto, i requisiti di isolamento richiesti per un sezionatore.

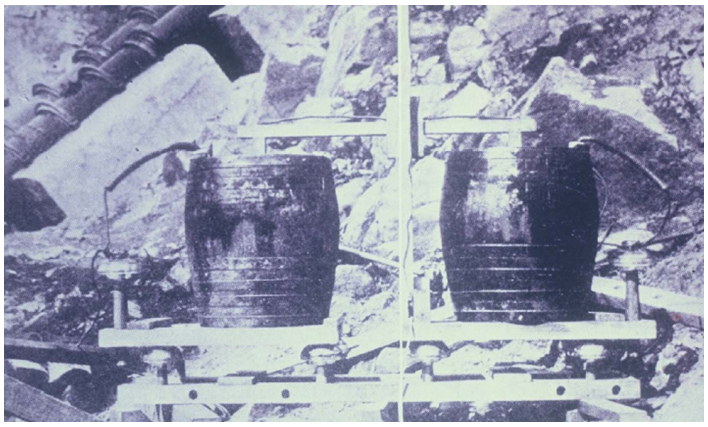
- Contattore: (IEC 60050 441-14-33): Apparecchio meccanico di manovra avente un’unica posizione di riposo, manovrabile anche in modo diverso da manuale, capace di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali del circuito che possono includere condizioni operative di sovraccarico. Il contattore non è in grado di manovrare e sopportare correnti di corto circuito e quindi va opportunamente protetto.

L’interruttore, quindi, è l’unico dispositivo deputato ad interrompere le correnti di corto circuito. Un interruttore è fondamentalmente costituito due contatti che vengono allontanati quando si vuole aprire il circuito elettrico e dal relativo comando di attuazione. Il distacco dei contatti non è seguito istantaneamente dall’interruzione della corrente elettrica in quanto tra i contatti si adesca un arco elettrico che consente alla corrente di continuare a fluire per un certo tempo.
Sintetizzando, quindi, il principio di funzionamento di un interruttore è l’allontanamento ad elevata velocità dei contatti in modo da estinguere l’arco elettrico, e quindi la corrente, al passaggio naturale per lo zero della corrente alternata; inoltre la tensione che si genera tra i due contatti (Tensione transitoria di ritorno), imposta dal circuito in cui avviene l’interruzione, deve essere inferiore a quella capace di reinnescare l’arco stesso (Tensione di riaccensione). È per questa ragione che il mezzo dielettrico per l’estinzione dell’arco interposto tra gli elettrodi è così importante e deve possedere un’alta rigidità dielettrica, considerando l’elevata temperatura e lo stato di ionizzazione del volume circostante l’arco. Qualunque sia la corrente da interrompere e il tipo di manovra, apertura o chiusura, vi può essere un impatto sull’impianto elettrico di tipo energetico o meccanico o sull’isolamento che dipende anche dal tipo di tecnologia interruttiva adottata.

1.2 Un po' di storia

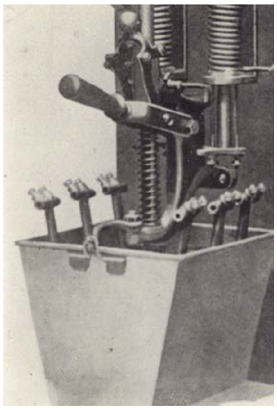
I primi interruttori, furono storicamente utilizzati per i loro esperimenti da Hanz Christian Oersted, Andre Marie Ampere e Michael Faraday e consistevano in due terminali immersi nel mercurio dal quale venivano estratti per interrompere la corrente. Per avere i primi interruttori ad un livello più industriale dobbiamo aspettare gli inizi del 1900; questi consistevano in grossi barili di legno separati gli uni dagli altri, pieni di olio isolante e contenenti i contatti. I contenitori erano collegati in serie e venivano manovrati contemporaneamente. La tensione massima di funzionamento era circa 40 kV.

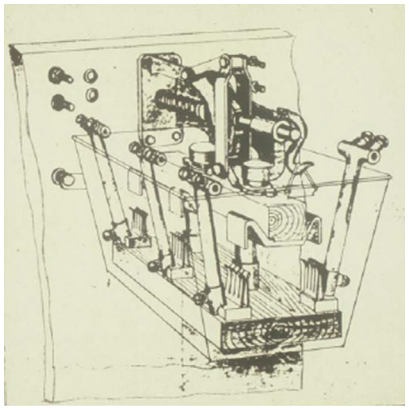
Nella fig. 1.1 vediamo uno di questi interruttori in servizio nel 1901.



—
Fig. 1.1

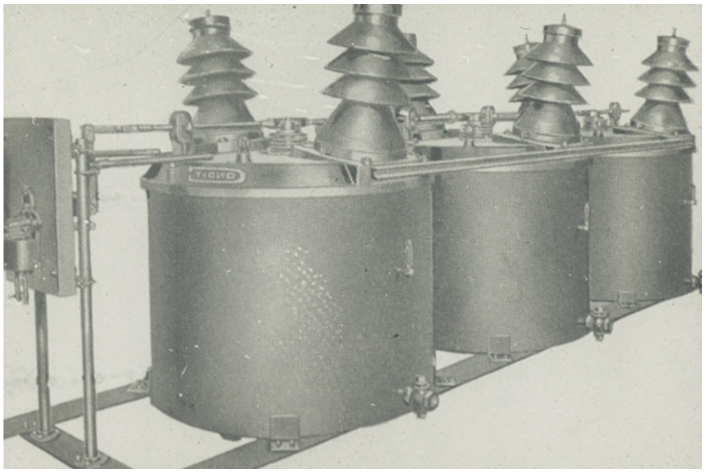
Uno dei primi interruttori progettato nel 1898 da L. L. Elden ed installato nella Boston Electric Light Company (fig. 1.2).





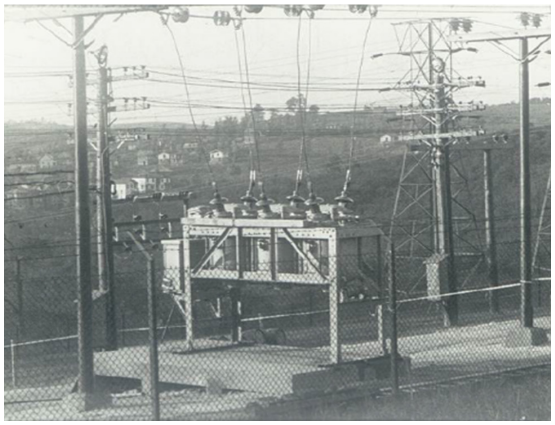
—
Fig. 1.2

L'evoluzione fu, dal quel momento in poi, molto rapida e troviamo già nel 1910 degli interruttori decisamente più industrializzati in contenitori chiusi per ogni fase da 70 kV (fig. 1.3).



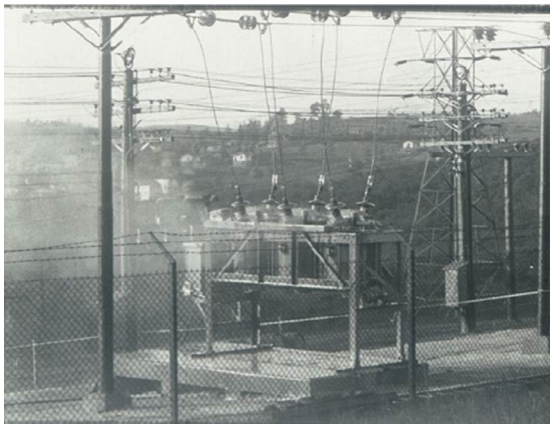
—
Fig. 1.3

Di seguito (fig. 1.4 a,b,c) vediamo le sequenze di un test su un interruttore a 24 kV della Condit Elec. Mfg. Company tenutosi a Pittsburg nel 1926 con un ciclo di chiusura-apertura a 10,5 kA.



—
Fig. 1.4 a

—
Fig. 1.4 b



—
Fig. 1.4 c

1. Introduzione

Questi interruttori a grande volume d'olio furono principalmente usati negli Stati Uniti e vennero sostituiti in Europa all'inizio degli anni '50 dagli interruttori a volume d'olio ridotto.

Fig. 1.5

Nella fig. 1.5 vediamo un interruttore a volume d'olio ridotto della SACE tipo MPR installato presso l'acciaieria Dalmine (ora Gruppo Tenaris), in funzione dal 1958 al 1998 e nella fig. 1.6, il tipo MR come appare su un catalogo del 1968.

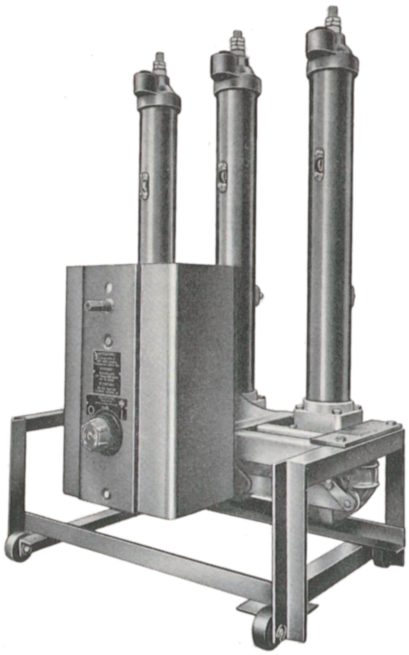


Fig. 1.6

Gli interruttori in aria furono invece sviluppati in Europa inizialmente nel 1926 da Whitney and Wedmore della British Electrical Research Association e con successivi sviluppi principalmente in Germania e Svizzera negli anni '30 e '40. Gli interruttori in aria ebbero il loro massimo sviluppo negli anni '60 per poi essere progressivamente sostituiti dagli interruttori in SF_6. Nella fig. 1.7 un interruttore in aria SACE negli anni '60.

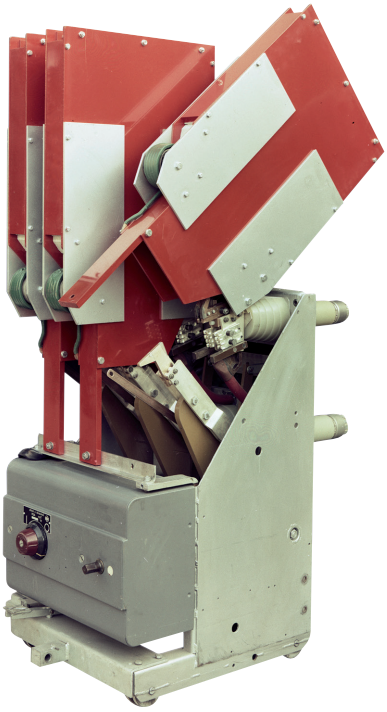


Fig. 1.7

I benefici nell'utilizzo del gas SF_6 nelle applicazioni elettriche fu evidente già all'inizio degli anni '30 ma solo alla fine degli anni '50 fu sviluppato e installato il primo interruttore per alta tensione (AT). A seguire, qualche anno dopo, fu sviluppato il primo interruttore in SF_6 per media tensione. Inizialmente l'interruttore fu sviluppato con gli stessi principi costruttivi degli interruttori in aria utilizzati in AT con una doppia pressione, dove l'SF_6 veniva soffiato in pressione assialmente ai contatti. Questa tipologia ebbe vita breve e già alla fine degli anni '60 fu soppiantata dall'attuali interruttori in SF_6 che sfruttano principi diversi e più innovativi (puffer e self-blast).

Nella fig. 1.8 uno dei primi interruttori SACE in SF_6, l'SFA.

—
Fig. 1.8

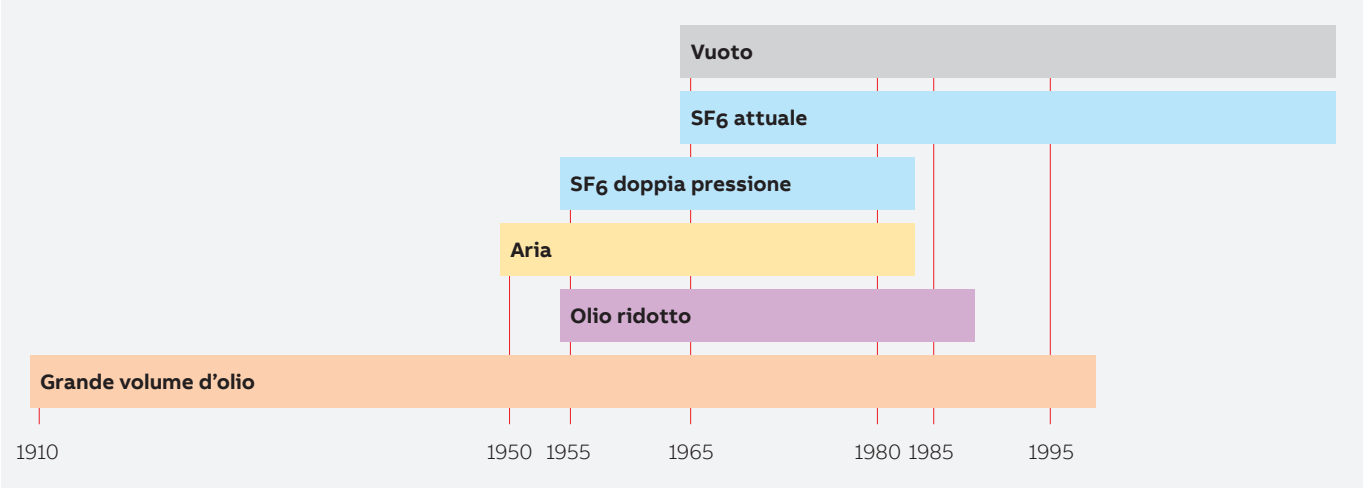
Che il vuoto fosse una delle tecniche ideali di interruzione della corrente fu riconosciuto già intorno al 1890 quando fu depositato il primo brevetto, tuttavia alcune difficoltà tecniche ne limitarono lo sviluppo per parecchi decenni. Inizialmente applicato in AT, oggi gli interruttori in vuoto sono diventati la tecnologia predominante in media tensione (MT).

Nella fig. 1.9 uno dei primi interruttori in vuoto della SACE, il Viarc.

—
Fig. 1.9

Le varie tecniche interruttive hanno convissuto per parecchi anni e in particolare tra gli anni '60 e gli anni '70 sono state tutte presenti sul mercato, utilizzando l'una o l'altra a seconda della consuetudine o del tipo di applicazione (fig. 1.10).

Le due tecnologie dominanti, vuoto e SF_6, non sono tuttavia identiche e la scelta corretta dipende dalle reali caratteristiche dell'impianto da proteggere quali l'età e l'estensione, dal tipo e dalle caratteristiche nominali delle macchine e dal tipo di processo.



—
Fig. 1.10

2. L'arco elettrico e la sua interruzione

2.1 L'arco elettrico

In un normale circuito elettrico induttivo (fig. 2.1), ipotizziamo di avere un interruttore ideale in grado di interrompere istantaneamente la corrente ovvero di passare in tempo zero dallo stato di conduttore a quello di isolante.
Se l'interruzione avviene al naturale passaggio della corrente per lo zero, l'energia accumulata nel circuito ½ Li^2 in quel momento è nulla e quindi è nulla anche la conseguente sovratensione che è pari a L di/dt.

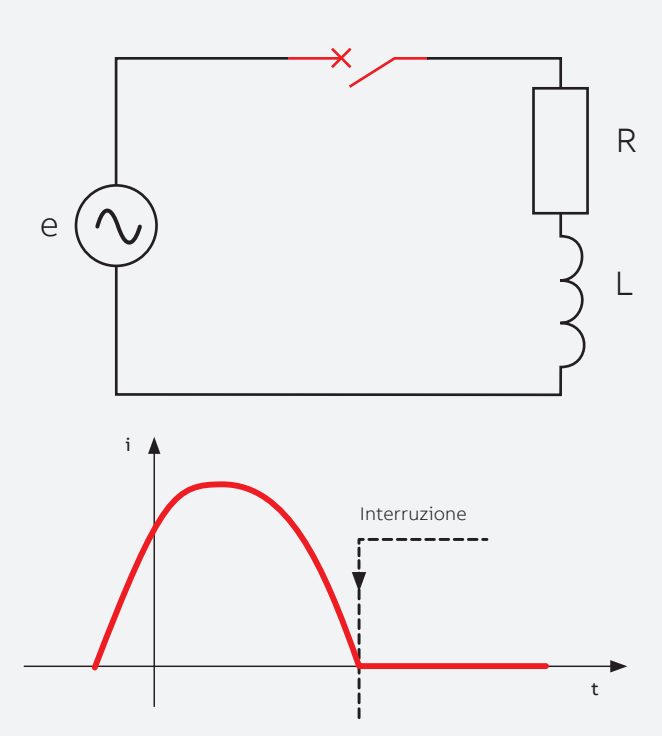
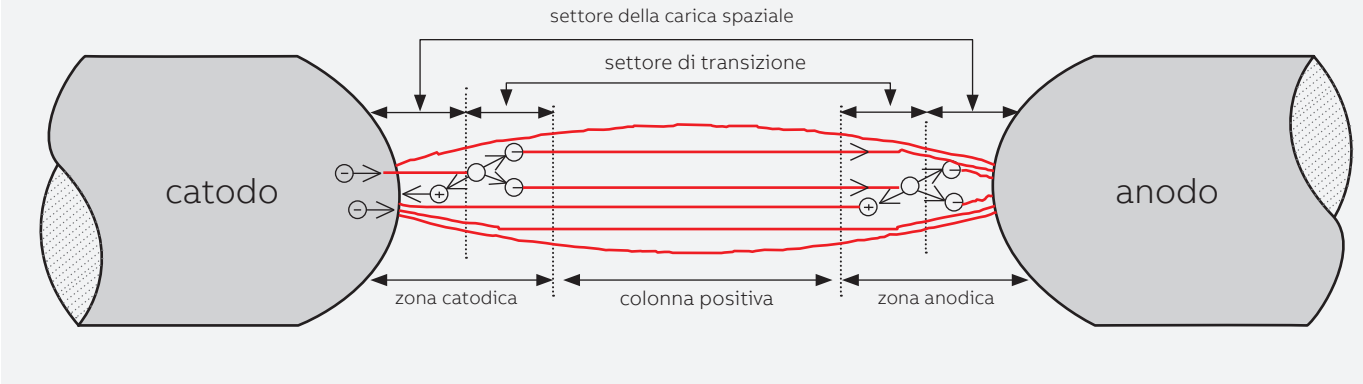


Fig. 2.1

Tuttavia l'interruzione può avvenire in un punto qualsiasi dell'onda di corrente. Quindi esiste un'energia diversa da zero che deve essere dissipata nel circuito; inoltre viene generata una sovratensione che è tanto più elevata quanto più è brusca l'interruzione di corrente, teoricamente infinita in caso di interruzione istantanea.
Sempre nel caso ideale, essendo la tensione non in fase rispetto alla corrente, appare tra i contatti dell'interruttore la tensione di rete che viene chiamata tensione di ritorno. Se quindi l'interruzione fosse istantanea, sarebbe estremamente elevata anche la derivata di tale tensione dV/dt, limitata solo dalle capacità parassite della rete, rendendo difficile se non impossibile la definitiva interruzione della corrente.
In realtà negli interruttori, alla separazione dei contatti, si genera un arco elettrico come conseguenza dell'energia accumulata nel circuito; tramite esso la corrente continua a fluire e il fenomeno dell'interruzione non è quindi istantaneo. Capire il fenomeno dell'arco elettrico e analizzare quanto accade durante l'estinzione dell'arco stesso è quindi fondamentale per comprendere il funzionamento di un interruttore.

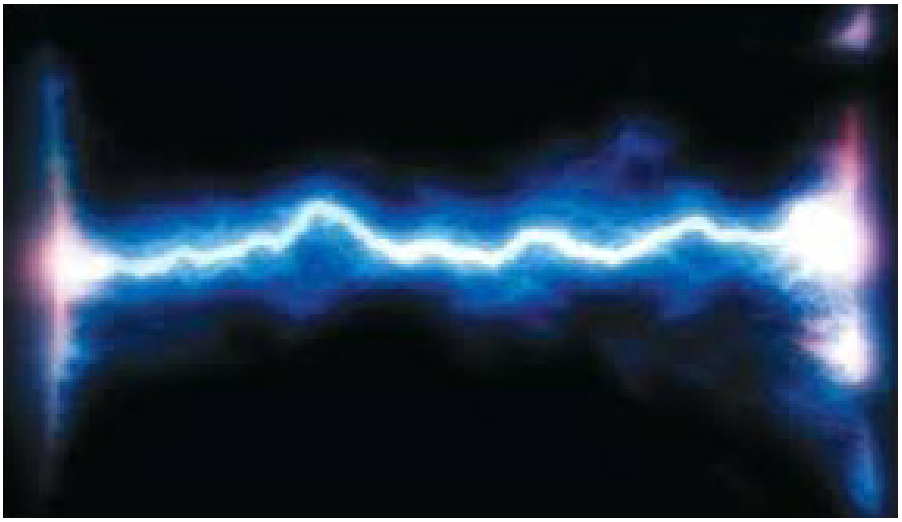
Quando una tensione viene applicata a due elettrodi, il campo elettrico conseguente esercita una forza sulle cariche elettriche nel mezzo interposto. Questa forza costringe gli ioni positivi a muoversi verso il catodo e gli elettroni verso l'anodo. Quando le cariche elettriche colpiscono gli elettrodi, cedono la carica e di fatto producono una corrente che fluisce nel mezzo gassoso.
Ovviamente la corrente può continuare a fluire solo se le cariche elettriche cedute vengono continuamente rimpiazzate il che normalmente avviene con processi ionizzanti quali emissioni fotoelettriche o termoioniche. Inizialmente la corrente è piccola, comunque tende ad aumentare al crescere della tensione applicata agli elettrodi e, di conseguenza, alla maggior produzione di cariche elettriche. Quando viene raggiunto l'equilibrio tra cariche prodotte e cariche cedute si raggiunge una corrente stabile chiamata corrente di saturazione.
Questo equilibrio dipende dall'intensità della ionizzazione, dal volume del gas presente tra gli elettrodi e dalla sua pressione. Questa corrente, quindi, non si autoalimenta essendo dipendente da fenomeni di ionizzazione esterni.
Le forze elettrostatiche, inoltre, conseguenti all'opposta polarità degli elettrodi, hanno come effetto una concentrazione delle cariche elettriche nei pressi degli elettrodi alterando l'omogeneità iniziale delle cariche elettriche. Le concentrazioni di cariche elettriche vicino agli elettrodi vengono chiamate settori di carica spaziale. La concentrazione di cariche nei due settori porta ad un aumento localizzato del campo elettrico e viceversa ad una diminuzione del campo nello spazio intermedio. Tali cadute di potenziale sono note come caduta di potenziale anodica e catodica (fig. 2.2).



—
Fig. 2.2

Se è vero che la corrente, raggiunto il valore di saturazione, non aumenta più all'aumentare della tensione, è pur vero che un campo elettrico più elevato porta ad un aumento della velocità con cui le cariche elettriche si muovono verso gli elettrodi. È ragionevole, quindi, aspettarsi che aumentando l'energia cinetica degli ioni e degli elettroni, le collisioni portino all'emissione per urto di altre cariche o comunque portino gli atomi in una condizione di eccitazione per cui serva meno energia per la ionizzazione all'urto successivo. Il fenomeno può quindi arrivare rapidamente ad autoalimentarsi in forma di una scarica luminescente.
Il colore della scarica luminescente dipende dal tipo di gas; in aria ad esempio, la zona centrale ha un colore blu chiaro e le zone vicine agli elettrodi un color salmone (fig. 2.3).

All'aumentare della corrente, la zona catodica diminuisce di spessore; ciò comporta che un maggior numero di ioni ad energia crescente è in grado di colpire il catodo, aumentandone la temperatura e portando ad una emissione termoionica con conseguente ulteriore aumento della corrente e rapida caduta della tensione di scarica.
A questo punto il fenomeno evolve rapidamente da una scarica luminescente ad un arco elettrico vero e proprio.
L'arco elettrico può portare elevate correnti e si comporta elettricamente come una resistenza non lineare. I gas e i vapori che forniscono gli ioni necessari alla conduzione provengono dall'ambiente circostante e/o dagli elettrodi stessi.



—
Fig. 2.3

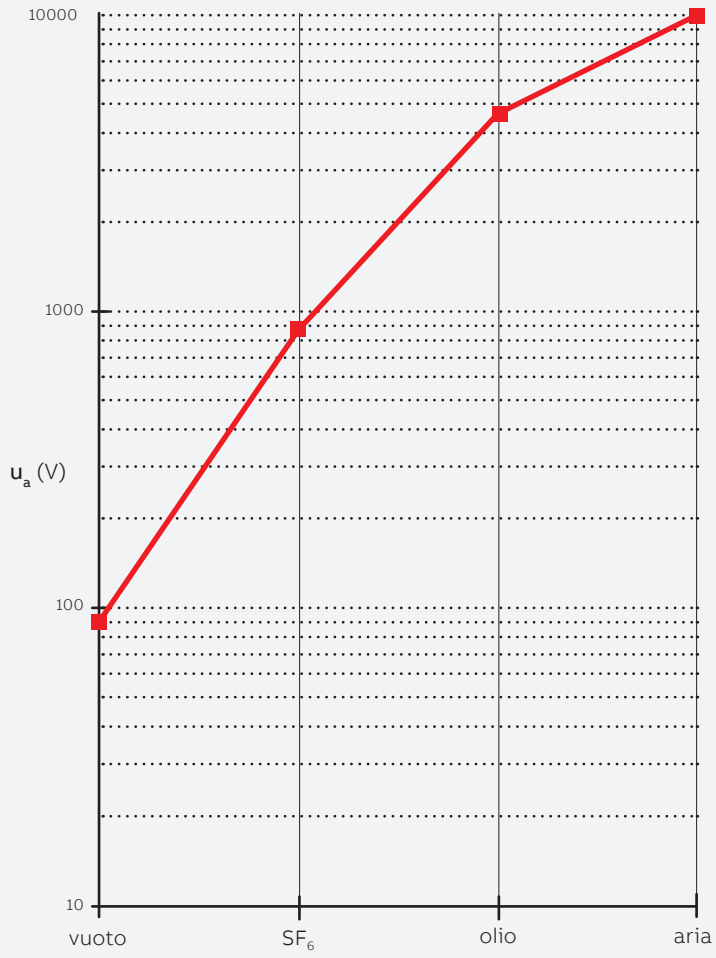
2. L'arco elettrico e la sua interruzione

In letteratura si trova un'ulteriore suddivisione tra arco elettrico ad alta pressione e arco elettrico a bassa pressione. L'arco ad alta pressione è caratterizzato da una colonna molto luminosa costituita dal gas ionizzato che conduce la corrente elettrica. La temperatura è molto alta con conseguente elevata dissociazione del gas. L'arco elettrico è caratterizzato da alta densità di corrente nel plasma (centinaia di A/cm^2) e sugli elettrodi (migliaia o milioni di A/cm^2); elevata temperatura del plasma (5000-20000 ºC).
Anche la tensione d'arco tra i due elettrodi non si distribuisce linearmente ma si distinguono tre zone: le due in vicinanza dei contatti (regione anodica e catodica) e la colonna positiva intermedia.
Nelle prime due la tensione è indipendente dal valore della corrente; gran parte della caduta di tensione è concentrata nei pressi della regione catodica, vale tipicamente dai 10 ai 25 V ed è sostanzialmente funzione del materiale dell'elettrodo. La caduta di tensione nella regione anodica è più bassa, generalmente compresa tra 5 e 10 V. Nella colonna positiva la tensione dipende principalmente dal tipo di gas, dalla sua pressione, dal valore della corrente d'arco e dalla lunghezza dell'arco stesso. Poiché la caduta di tensione diminuisce all'aumentare dell'intensità di corrente, un arco elettrico è assimilabile a un conduttore non lineare, per cui non vale la legge di Ohm. I valori tipici della tensione per la colonna positiva variano da pochi volt per centimetro a centinaia di volt per centimetro. Per il calcolo della tensione d'arco complessiva U_a tra anodo e catodo si può adottare la formula di Ayrton:

$$U_a = A + Bl + \frac{C + Dl}{i}$$

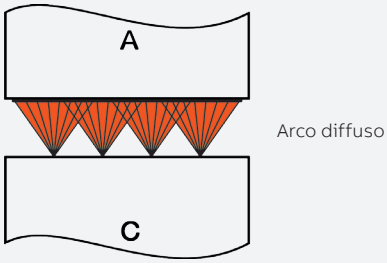
dove l è la lunghezza dell'arco, i è la corrente e A, B, C, D sono coefficienti sperimentali; per elettrodi di rame in aria valgono: A=19, B=11,4, C=21,4, D=3.
Da quanto sopra si può comprendere come diverse tecniche interruttive abbiano diverse tensioni d'arco dipendendo quest'ultima dalle caratteristiche dei materiali e dalla geometria dell'interruttore.

Possiamo, inoltre, notare che l'arco è influenzato dalla presenza di un campo magnetico o dal flusso di fluido ad alta pressione.
La colonna positiva dell'arco è in equilibrio termico e può essere considerata dal punto fisico come una colonna conduttrice di gas caldo soggetta alle leggi della termodinamica e dell'elettromagnetismo e comunque fortemente dipendente dalla temperatura.
Infine, considerando la densità di corrente del catodo, questa si trova ad essere fortemente dipendente dal materiale dell'elettrodo. Per taluni materiali, tra cui il rame, la densità di corrente è dell'ordine di $10^6 – 10^7$ A/cm^2. A tale elevata densità di corrente corrisponde anche un basso punto di ebollizione del materiale che è un fenomeno diverso rispetto alla sublimazione che interessa i materiali refrattari come la grafite. La perdita di materiale per i metalli come il rame è molto più marcata rispetto a quella dei materiali refrattari e questo è un ulteriore parametro di cui tener conto nella scelta dei contatti di un interruttore.
Nel caso di arco a bassa pressione o addirittura in vuoto, la principale differenza rispetto all'arco ad alta pressione è che la colonna positiva è influenzata unicamente dal materiale degli elettrodi, dato che non c'è presenza di gas ionizzato, ed è quindi composta da vapori metallici. La tensione dell'arco va tipicamente dai 40 V ai 100 V, quindi molto più bassa rispetto all'arco in gas. In fig. 2.4 sono indicati i valori tipici di tensione d'arco per i vari dielettrici.



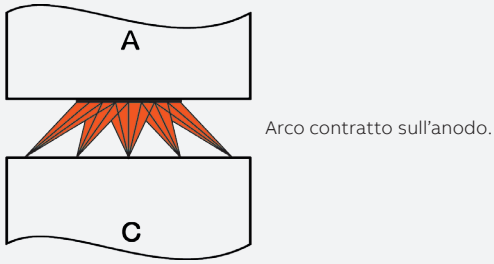
—
Fig. 2.4

Nella modalità diffusa l'arco si presenta come dei punti di concentrazione al catodo che si muovono rapidamente e da cui partono una moltitudine di archi in parallelo (fig. 2.5).



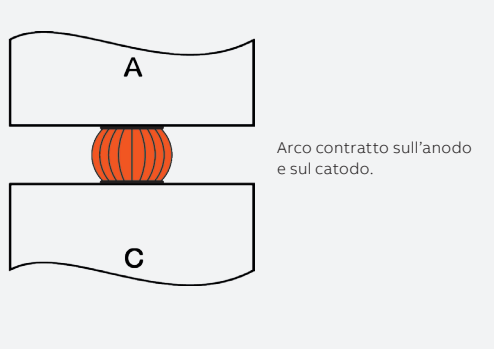
—
Fig. 2.5

All'aumentare della corrente ed oltre un certo limite che dipende dal materiale dei contatti, l'arco si concentra in un'unica zona all'anodo mentre al catodo troviamo dei punti di concentrazione molto vicini e mobili (fig. 2.6).



—
Fig. 2.6

Infine, aumentando ancora la corrente, l'arco si concentrerà in un singolo punto sia sull'anodo che sul catodo (fig. 2.7).

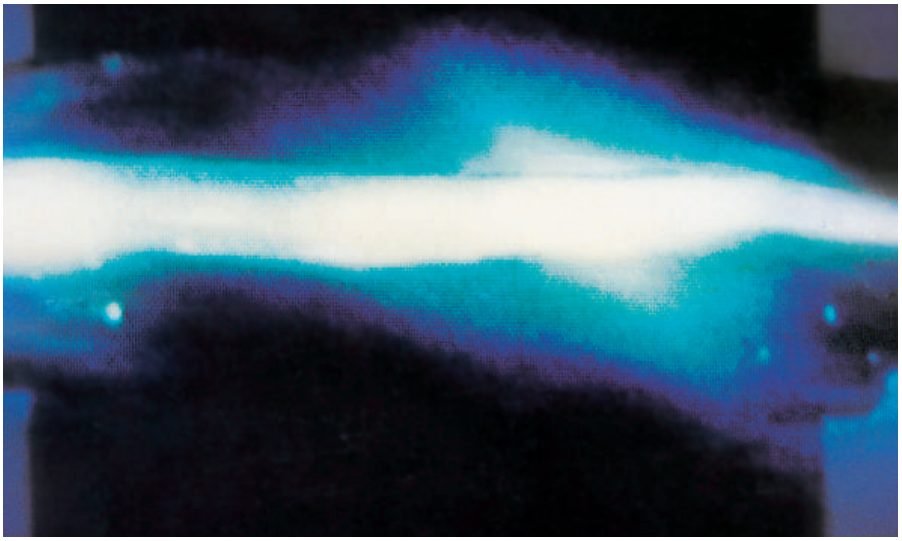


—
Fig. 2.7

Il punto di transizione tra arco diffuso e arco contratto dipende dal materiale dei contatti e dalla loro forma; il valore tipico è intorno ai 15 kA di corrente.

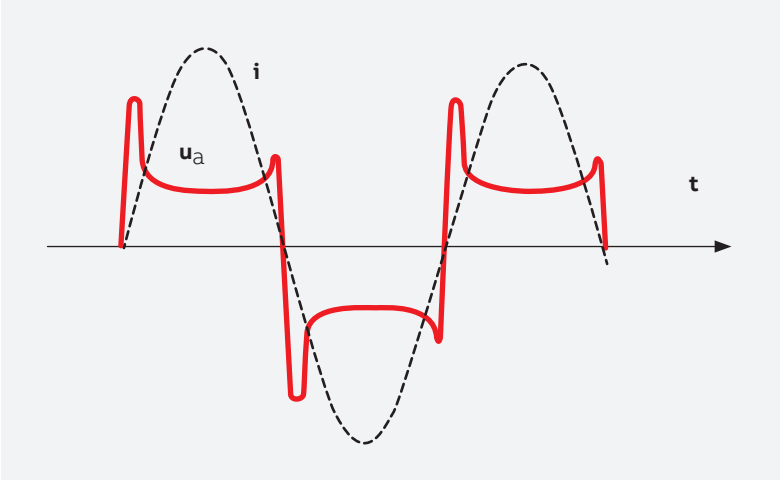
2. L'arco elettrico e la sua interruzione

In caso di guasto di cortocircuito in corrente alternata è quindi logico aspettarsi che l'arco passi da uno stato diffuso ad uno stato contratto prima dello zero naturale di corrente.



—
Fig. 2.8: arco tra i contatti in vuoto

Analizzando il comportamento dell'arco in corrente alternata, la corrente dopo aver raggiunto il picco decresce; conseguentemente decresce anche il livello di ionizzazione mentre cresce la resistenza dell'arco stesso. Poco prima del passaggio per lo zero naturale della corrente, quindi, l'arco si estingue per riaccendersi nuovamente quando la corrente fluisce con verso opposto. Il tempo che intercorre tra l'estinzione e la successiva riaccensione dipende dal mezzo dielettrico interposto e dalle caratteristiche del circuito esterno. In termini energetici, infatti, l'arco è sostenuto dall'energia fornita dal circuito esterno (½ Li^2) mentre l'energia viene dissipata per conduzione (tramite i contatti), convezione (tramite il dielettrico, quindi non nel caso del vuoto) e irraggiamento. Al passaggio dello zero di corrente, mancando l'energia fornita, l'arco si estingue. Durante la fase di azzeramento della corrente si presenta un picco nella tensione d'arco u_a che viene chiamato picco della tensione di estinzione (fig. 2.9). Questa tensione si oppone alla riaccensione immediata dell'arco e quindi esiste un periodo di tempo durante il quale non vi è passaggio di corrente. Durante tale periodo, non essendoci fornitura di energia, inizia una deionizzazione dovuta alle perdite di calore e quindi la tensione necessaria per riaccendere l'arco è più alta, sicuramente più della tensione necessaria per il suo sostentamento dopo l'accensione. Ed infatti, dopo la riaccensione, la corrente cresce e la tensione d'arco decresce fino al valore minimo che rimane costante per la maggior parte del semiperiodo di corrente. Il tempo tra lo zero di corrente e la riaccensione dell'arco dipende dalla pendenza della tensione di ritorno e dalla velocità di deionizzazione del mezzo compreso tra i contatti.



—
Fig. 2.9: andamenti nel tempo della tensione e della corrente d'arco

L'energia dissipata dall'arco è esprimibile in funzione della corrente considerando, con buona approssimazione, u_a costante per una determinata tecnica interruttiva:

$$\int_{to}^{ta} Ua\ idt$$

dove t_0 è il momento d'innesco dell'arco e t_a è il momento dell'estinzione. Considerando i valori tipici della tensione d'arco, a parità di corrente, quindi, il problema energetico sarà inferiore per un interruttore in vuoto viceversa sarà massimo per un interruttore in aria. In ogni caso l'energia dissipata dall'arco avrà un impatto sulla progettazione dell'interruttore che dovrà essere in grado di reggere anche termicamente l'interruzione.

2.2 L'interruzione della corrente alternata

Dato che in corrente alternata il valore della corrente passa due volte per lo zero ad ogni periodo, potrebbe sembrare sufficiente aspettare la deionizzazione naturale dello spazio compreso tra i contatti per avere l'estinzione dell'arco e successivamente cercare di evitarne la riaccensione.
Infatti, nell'ultima parte della semionda di corrente la sezione dell'arco diminuisce molto rapidamente. Il dielettrico vicino ai contatti tende a raffreddarsi velocemente e, mentre gli elettroni migrano verso l'anodo, al catodo si forma in circa 1 µs uno strato di cariche positive in grado di tenere una tensione di 100÷1000 V. Nei primi istanti tutta la tenuta è affidata a questo strato in quanto la ionizzazione non scompare istantaneamente ma gradualmente mentre il dielettrico tende a ripristinare la propria rigidità dielettrica. Infine, al di sotto di una certa temperatura tipica di ogni dielettrico, la conducibilità si annulla e la tensione si distribuisce uniformemente su tutta la distanza tra i contatti. Il bilancio energetico entro i primi 100 µs dall'estinzione sono decisivi per il successo dell'interruzione.
Quindi, la durata del fenomeno ha un'importanza fondamentale nel processo di interruzione (isteresi dell'arco).
Alle frequenze normalmente utilizzate negli impianti di potenza (50-60 Hz), il tempo di zero di corrente potrebbe non essere sufficiente per ridurre la conduttività dell'arco, ovvero perché l'effetto di deionizzazione sia significativo, e quindi evitare la riaccensione dell'arco. L'inversione del verso della corrente d'altra parte aiuta, come evidente dalla fig. 2.10 che illustra l'andamento della tensione d'arco per una corrente alternata, in quanto si genera un picco dato dalla somma della tensione di estinzione della semionda precedente e del picco della tensione di riaccensione della semionda successiva di polarità opposta.

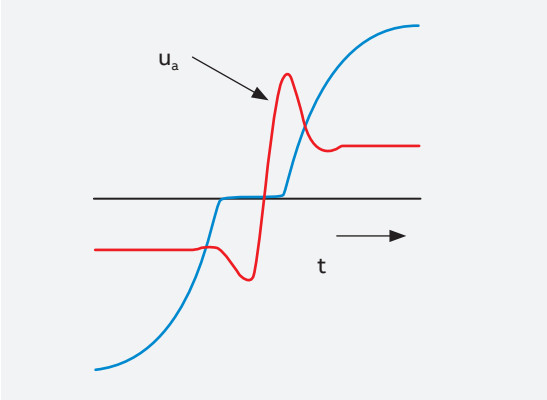


Fig. 2.10

Tornando al funzionamento di un interruttore, la tensione di ripristino V_d, ovvero la tensione necessaria per riadescare l'arco, aumenta rapidamente in relazione alla velocità di apertura dei contatti oltre che dalle caratteristiche del dielettrico (fig. 2.11). A parità di distanza tra i contatti la tensione dipende quindi dal comportamento fisico e chimico del dielettrico. Dal punto di vista del progetto di un interruttore, quindi, migliori sono le caratteristiche del dielettrico minore è la distanza tra i contatti che è necessario raggiungere per estinguere l'arco e quindi minore è l'energia richiesta al comando.

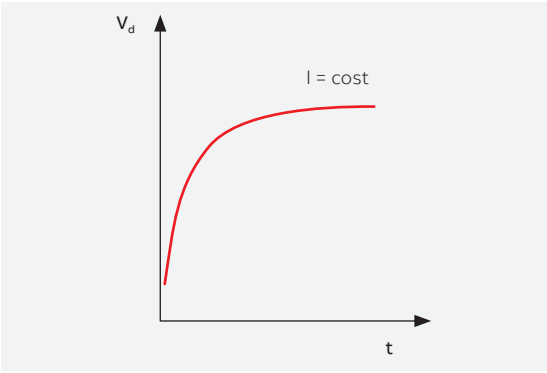


Fig. 2.11

2. L'arco elettrico e la sua interruzione

Ciò detto, l'altra variabile da considerare è la tensione di ritorno imposta dal circuito elettrico che si genera ai contatti dell'interruttore. Esaminando quindi l'andamento nel tempo della tensione di ripristino V_d e della Tensione transitoria di ritorno V_r (o in inglese TRV=Transient Recovery Voltage) si può dire che avremo un riadesco ogniqualvolta $V_r(t) \geq V_d(t)$ per tutto il tempo che intercorre dall'estinzione fino al completamento dell'apertura dei contatti (fig. 2.12).

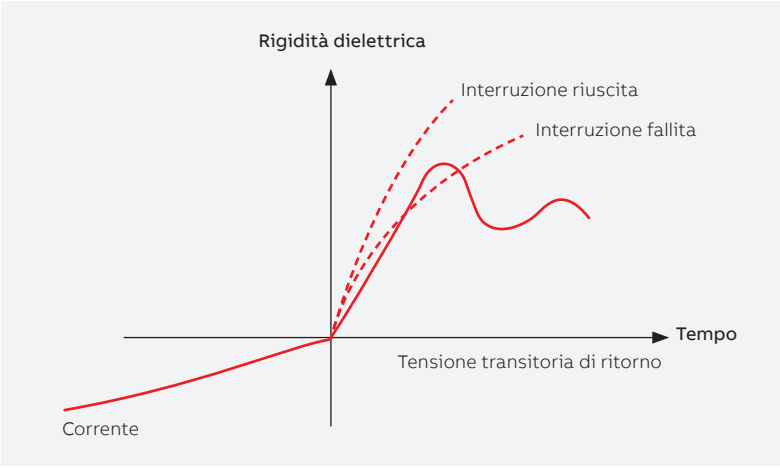


Fig. 2.12

La TRV è quindi determinante per il successo dell'interruzione da parte dell'interruttore, ma essa dipende fondamentalmente dalle caratteristiche dell'impianto elettrico. In realtà è possibile determinarla solo ricorrendo a studi di simulazione del comportamento dell'impianto in regime transitorio tramite strumenti software chiamati EMTP (Electro Magnetic Transients Program).
È evidente che il caso più favorevole è quando la tensione è minima nel momento di passaggio per lo zero della corrente, ovvero tensione e corrente sono in fase, quindi, in caso di carico resistivo. Tuttavia le situazioni impiantistiche sono molto diverse e, a seconda dei carichi, la corrente potrà essere di tipo induttivo o capacitivo, rendendo l'interruzione della corrente più complessa; tali condizioni sono esaminate nei capitoli 4 e 5.
A titolo di esempio nella fig. 2.13 viene illustrata l'interruzione di una corrente di cortocircuito che può essere considerata puramente induttiva.

Dato che il plasma è costituito da particelle cariche elettricamente, il campo magnetico può influire sulla posizione dell'arco allungandolo o spostandolo in posizioni determinate ove sia più facilmente estinguibile o al fine di usurare i contatti in modo uniforme. Utilizzare il campo magnetico generato dalla corrente stessa, studiando geometrie specifiche per i contatti o per la camera interruttiva, è una soluzione utilizzata in quasi tutte le tecniche interruttive.
Per quanto riguarda l'andamento nel tempo della tensione d'arco in corrente alternata si nota che la tensione è in fase con la corrente per cui è normalmente considerato come una resistenza.

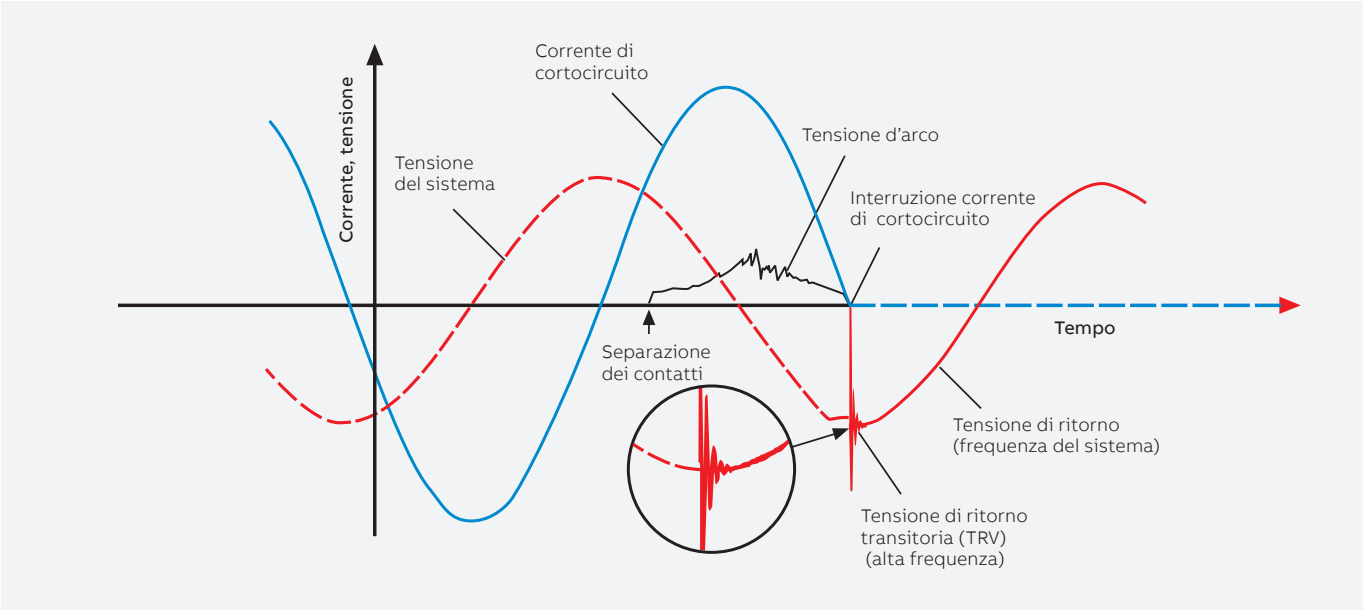


Fig. 2.13

3. L’interruttore di media tensione

3.1 Tecniche interruttive

Riassumendo quanto trattato nel capitolo precedente, possiamo dire che al fine di una ottimale interruzione delle correnti circolanti in un impianto elettrico, il mezzo dielettrico presente nella camera d’arco dell’interruttore deve essere un ottimo isolante a circuito aperto ma all’insorgere dell’arco deve inizialmente diventare un buon conduttore con una buona conduttività termica salvo recuperare rapidamente le proprie caratteristiche dielettriche in modo da evitare riadescamenti successivi; oppure non essere presente, come ad esempio negli interruttori con tecnologia di estinzione in vuoto.

3.1.1 L’interruzione in SF_6

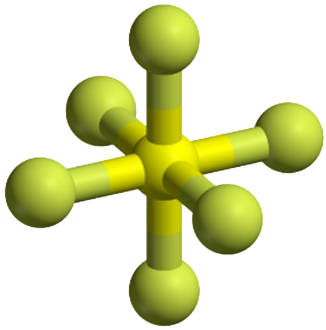
L’esafluoruro di zolfo o SF_6 è un gas sintetico con ottime capacità isolanti e una eccellente stabilità termica e chimica. Grazie a queste caratteristiche viene utilizzato diffusamente sia negli interruttori di AT che di MT migliorandone le prestazioni e l’affidabilità generali.
Attualmente l’80% della produzione mondiale di SF_6 viene utilizzata nell’industria elettrica, là dove sono richiesti dimensioni più compatte e basso rischio d’incendio, rispetto all'isolamento in aria, con manutenzione ridotta.
L’SF_6 è stato scoperto da Henri Moissan nel 1900 e da allora sono stati condotti numerosi studi e ricerche allo scopo di caratterizzare il gas ed individuarne le proprietà. Risale al 1937 la misura della sua rigidità dielettrica, che risultando molto più elevata di quella dell’aria, ha portato al suo uso nell’industria elettrica. Il gas SF_6 è diventato commerciale nel 1947 e da allora il campo di applicazione si è allargato ad altri settori. Il gas SF_6 possiede un elevato valore di rigidità dielettrica, circa 2÷3 volte quella dell’aria alla stessa pressione. Grazie anche alla sua ottima attitudine a scambiare calore ed a catturare elettroni si è rivelato particolarmente adatto all’interruzione dell’arco ed al ripristino delle sue proprietà di isolante in tempi brevi. Queste elevate prestazioni dielettriche e di interruzione di SF_6 derivano dalla sua forte affinità elettronica o elettronegatività, avendo la sua molecola una spiccata tendenza a legare elettroni liberi. Il grande diametro di collisione (~ 4.77 Å) permette la cattura degli elettroni accelerati in un campo elettrico assai prima che essi siano abbiano sufficiente energia per creare ulteriori portatori di corrente. Ciò porta al rallentamento od alla cessazione del meccanismo di scarica. L’utilizzo di SF_6 consente di ottimizzare le prestazioni elettriche delle apparecchiature e le dimensioni di ingombro, perché in pratica vengono dimezzate le distanze fra i contatti e ridotte complessivamente anche le sollecitazioni meccaniche a cui l’apparecchiatura viene sottoposta durante le manovre. Le principali proprietà fisiche di SF_6 sono elencate nella tabella 1.

Proprietà		Valore
Temperatura di sublimazione e punto di ebollizione (°C)		-63.9 a 1.0133 bar
Calore latente di sublimazione (kJ/kg)		153.2
Punto di fusione o punto triplo (°C)		-50.8 a 2.26 bar
Calore latente di fusione (kJ/kg)		34.37
Calore di vaporizzazione (kJ/kg)	a - 20 °C a 0 °C a +20 °C a +40 °C	91.71 78.96 62.54 34.08
Temperatura critica (°C)		45.58 a pressione di 37.59 bar e densità 736 kg/m^3
Densità (g/cm^3):	gas (20 °C e 1 bar) liquido (0 °C, 12.65 bar) solido (-100 °C)	6.07 1554 2770
Calore specifico a pressione costante (J/mole*K)		96.6
Velocita del suono (m/s)		136
Indice di rifrazione		1.000783
Calore di formazione a 25 °C (kJ/mole)		-1221.66
Entropia di reazione a 25 °C (J/mole*K)		-349.1
Solubilità in acqua a 20 °C (cm^3 SF_6 /kg H_2O)		6.31
Solubilità in olio a 27 °C (cm^3 SF_6 /cm^3 olio)		0.408

—
Tab. 1

3. L’interruttore di media tensione

L’SF_6 ha eccellenti capacità di trasferimento del calore, anche se alle alte temperature la sua conducibilità termica λth è inferiore a quella dell’aria e di altri gas. Ciò è dovuto alla sua minore viscosità e ad una maggiore densità che permette il trasporto del calore in modo molto più efficiente. Nei grafici di fig. 3.1 sono mostrati i coefficienti di trasporto per SF_6, Aria ed olio da trasformatore (quest’ultimo per convezione naturale). La sua elettronegatività e l’elevato valore di λth alle basse temperature fra 1550 K e 3000 K, in concomitanza con la dissociazione delle molecole, permettono un decadimento più rapido della conduttanza d’arco e tempi più rapidi di ripristino delle sue proprietà dielettriche.



L’esafluoruro di zolfo allo stato puro ed in normali condizioni atmosferiche (20 °C, 1 atm) è particolarmente stabile grazie alla sua struttura molecolare, in cui i sei atomi di fluoro, ai vertici di un ottaedro, sono uniti all’atomo di zolfo posto al centro; il suo peso molecolare è di 146,05 g/mole.

Si presenta chimicamente inerte: non reagisce con acqua, idrossidi alcalini, ammoniaca ed acido fluoridrico; non provoca corrosione dei metalli e fino a circa 150 °C nemmeno dei materiali come vetro, ceramiche e materiali polimerici in genere. Può essere riscaldato fino a 500 °C in quarzo senza decomporsi. La presenza di alcuni metalli può avviarne la decomposizione a circa 200 °C con effetti che diventano significativi fra 400 °C e 600 °C.

Sotto l’effetto di alta temperatura, dell’energia radiante o di scariche elettriche, gli atomi costituenti la molecola dell’esafluoruro di zolfo possono separarsi e dare luogo a radicali liberi, ioni od altre molecole elettricamente neutre, in dipendenza del tipo di eccitazione e della quantità di energia coinvolta nel fenomeno.
Nel caso dell’arco elettrico si ha una completa dissociazione in zolfo e fluoro a
3000 °C:
$SF_6 + \Delta E \rightarrow SFx + (6\text{-}x)F$ con $0 < x < 6$

A queste temperature anche l’aria o il vapore acqueo, penetrati nelle apparecchiature durante la manipolazione del gas o provenienti da perdite attraverso le guarnizioni o rilasciate dai materiali organici di isolamento, sono dissociate allo stesso modo. A questi atomi e ioni si aggiungono vapori di rame, tungsteno, grafite ed alluminio provenienti dal riscaldamento degli elettrodi e delle pareti di contenimento. La reazione **suddetta** è reversibile. Perciò quando cessa l’apporto di energia, i prodotti di dissociazione si ricombinano riformando principalmente SF_6.

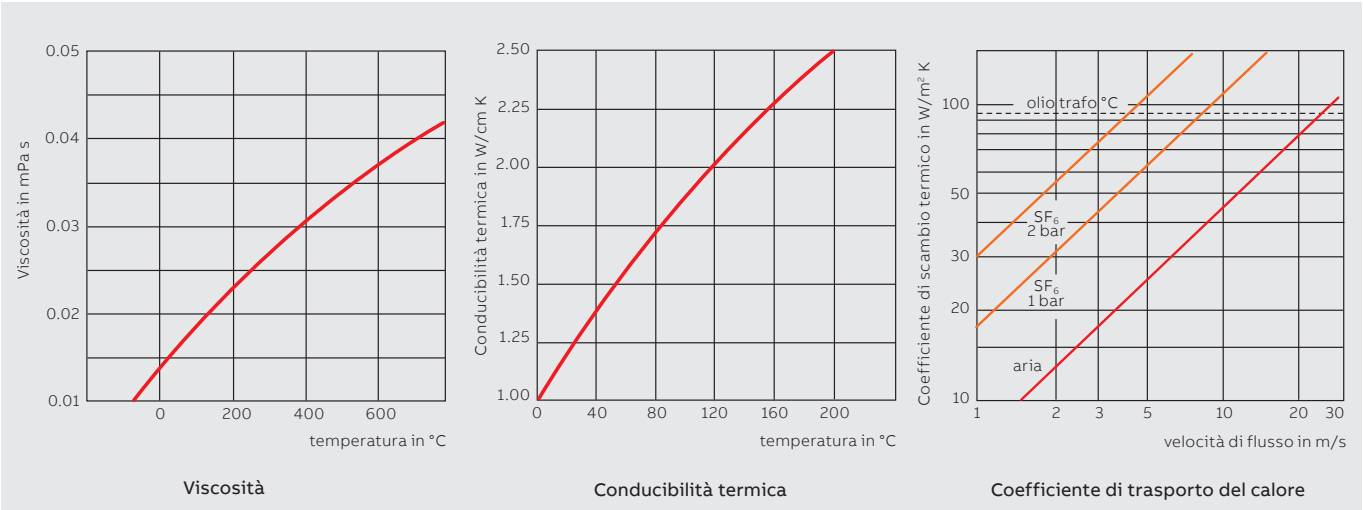
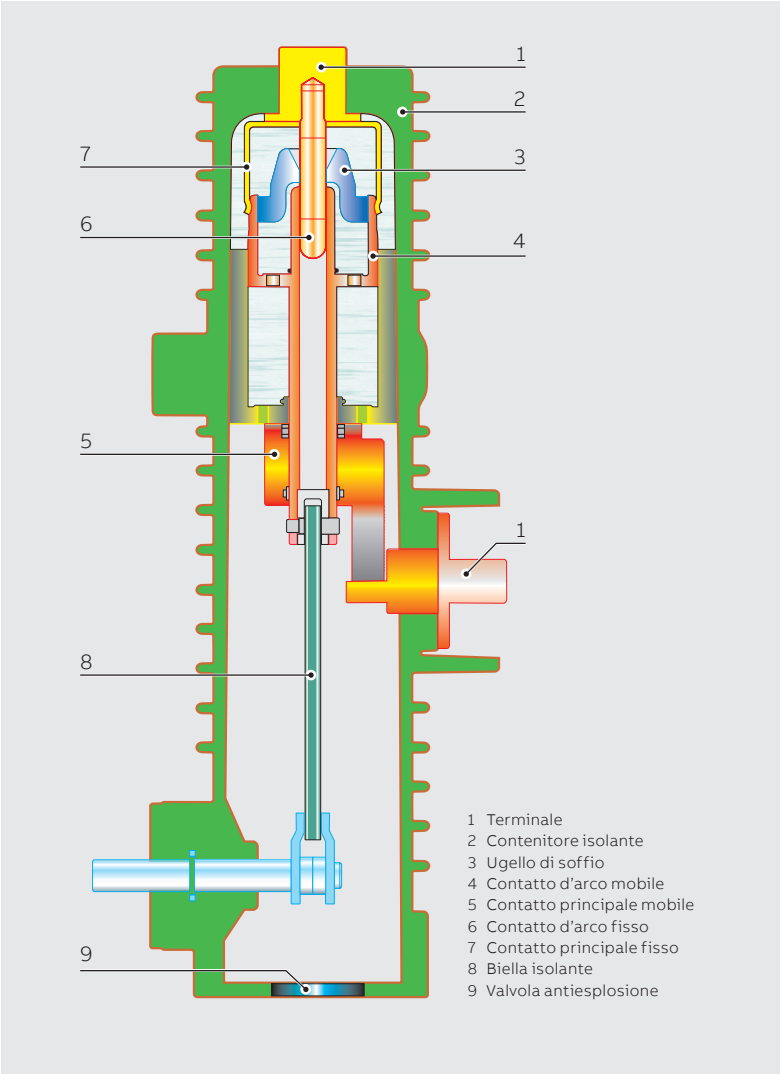
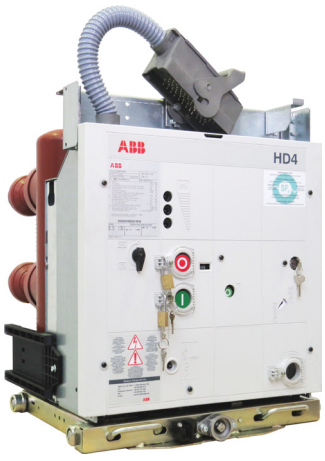


Fig. 3.1: Viscosità, conducibilità termica e coefficiente di trasporto del calore di SF_6

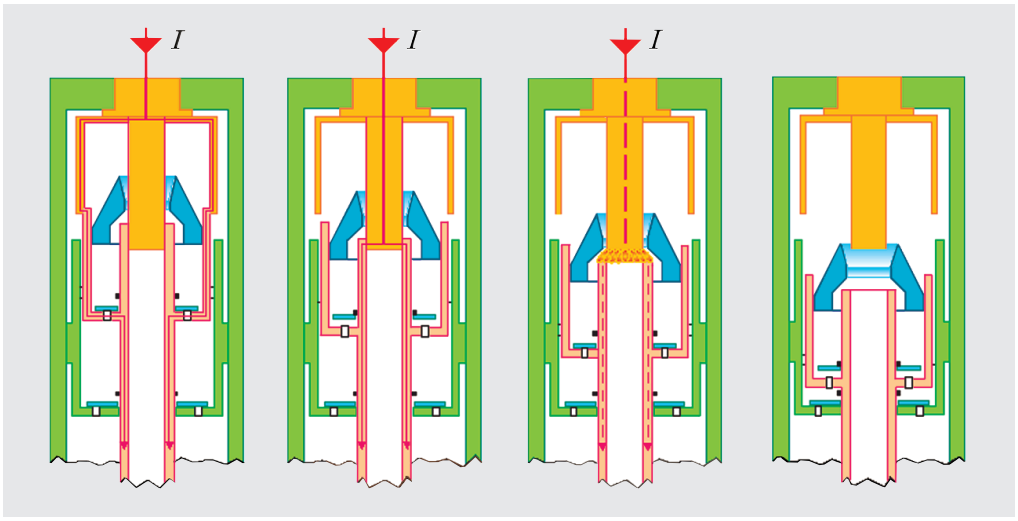


—
Fig. 3.2

La prima generazione di interruttori utilizzava un sistema a doppia pressione, sistema derivato dagli interruttori in aria per AT. La seconda generazione fu progettata per creare un flusso di gas, necessario per l'estinzione dell'arco, grazie alla spinta di un pistone collegato al comando di apertura. Questo tipo di soluzione detto "puffer" richiedeva tuttavia un'elevata energia al meccanismo di comando anche a basse correnti con il rischio di brusche interruzioni della corrente prima del passaggio per lo zero (corrente di chopping). Un'ulteriore evoluzione detta "self-blast" sfruttò l'energia stessa dell'arco per produrre il flusso del gas nella camera d'arco, il che ridusse notevolmente l'energia meccanica richiesta al comando ma, d'altra parte, con il rischio di interruzioni non efficaci a bassi valori di corrente. L'ultima generazione, proposta da ABB nei propri interruttori (figura 3.3), è il cosiddetto interruttore "auto-puffer" che combina entrambe le soluzioni utilizzando la tecnica puffer per correnti fino al 30% del potere di interruzione e la tecnica self-blast per correnti superiori. Questa tecnica mista richiede solo un minimo contributo di energia aggiuntivo al meccanismo di comando rispetto al self-blast ma consente un'ottimale interruzione dell'arco anche a basse correnti di guasto. Ciò consente un'interruzione ottimale anche delle piccole correnti induttive inducendo solo piccole sovratensioni nell'impianto (< 2,5 p.u.).
La famiglia di interruttori ABB tipo HD4 adotta la tecnica descritta dell'auto-puffer; il principio di funzionamento del polo e descritto di seguito (figure 3.2 e 3.4):



—
Fig. 3.3



a) Interruttore chiuso b) Distacco contatti principali c) Distacco contatti rompiarco d) Interruttore aperto

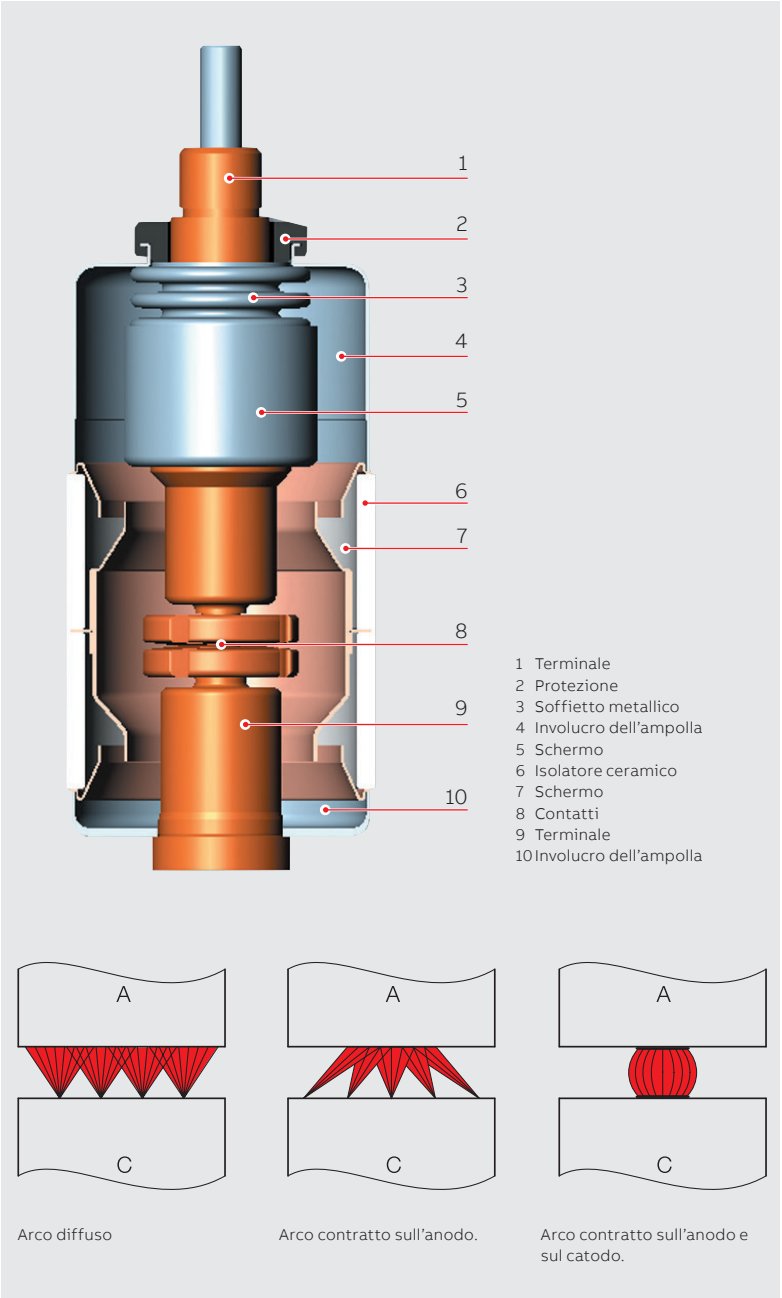
—
Fig. 3.4

3. L’interruttore di media tensione

Partendo dalla condizione di interruttore chiuso (a), in caso di guasto l’interruttore inizia la manovra di apertura ma non si ha nessun arco elettrico in quanto la corrente fluisce attraverso i contatti d’arco (b). Durante la corsa verso il basso, il gas viene compresso e fluisce dalla camera inferiore a quella superiore a pressione costante. Alla separazione dei contatti d’arco (c), si forma l’arco elettrico e la corrente continua a passare. Il gas non può fluire attraverso l’ugello dei contatti d’arco, in quanto il foro è chiuso dal contatto fisso e dall’arco stesso.
Con basse correnti, al passaggio della corrente per lo zero, l’arco si estingue e il gas fluisce attraverso i contatti. La pressione è bassa e quindi non si ha alcun effetto di strappamento dell’arco ma il gas fresco è comunque sufficiente per ripristinare la tenuta dielettrica e impedire riadescamenti a seguito del fronte della tensione transitoria di ritorno.
Con elevate correnti di corto circuito, invece, l’onda di pressione generata dall’arco chiude le valvole di passaggio tra le due camere e l’interruttore si comporta come un puro self-blast. La pressione nella camera superiore aumenta a seguito del riscaldamento rapido del gas. La pressione, che è proporzionale alla corrente d’arco, assicura l’estinzione dello stesso al primo passaggio per lo zero della corrente.
Infine, dopo l’estinzione dell’arco (d), la pressione auto-generatasi diminuisce in quanto il gas fluisce attraverso i contatti. Le valvole si riaprono e nuovo gas fresco affluisce nella camera d’arco raggiungendo il massimo della tensione di tenuta.

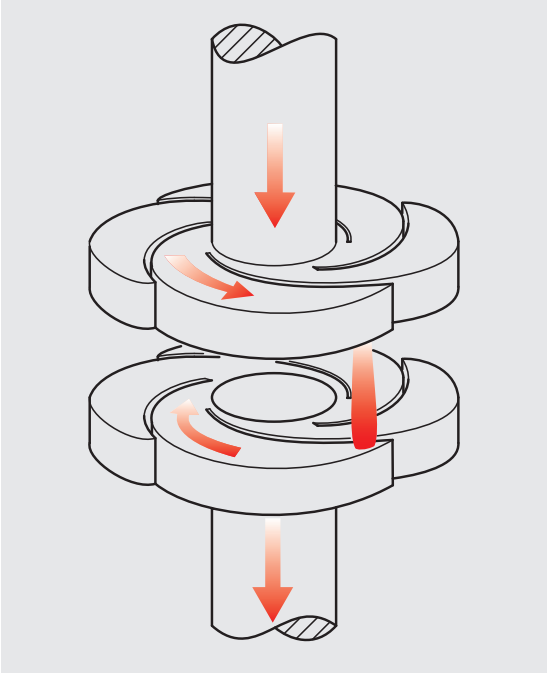
3.1.2 L’interruzione in vuoto

Il problema fondamentale nello sviluppo degli interruttori in vuoto fu trovare un contenitore isolante ermetico che garantisse il vuoto per tempi molto lunghi, fosse meccanicamente robusto e con una buona resistenza ai gradienti termici. Il problema cominciò a trovare una soluzione solo all’inizio degli anni ’60 utilizzando dei contenitori in vetro soffiato, ma la soluzione finale arrivò solo successivamente con lo sviluppo della ceramica di allumina (Al_2O_3) che ha la robustezza e resistenza agli stress termici richiesta. Un ulteriore problema fu trovare il materiale e la forma più idonei per i contatti. I requisiti sono infatti impegnativi: i contatti devono possedere un’elevata resistenza all’erosione dell’arco sia nella manovra di apertura che di chiusura, evitando saldature ma contemporaneamente riducendo al minimo le correnti di chopping.
Inizialmente si pensò che il cromo fosse il materiale idoneo per rispondere ai requisiti richiesti ma solo a seguito di ulteriori ricerche si arrivò a definire una lega di rame/cromo come la migliore soluzione al problema. Oggi la soluzione standard per i materiali dei contatti prevede una lega di Cu/Cr con un contenuto di cromo tra il 20% e il 60% a seconda dell’applicazione dell’interruttore.
È già stato indicato, nella descrizione dell’arco elettrico, che alla separazione dei contatti si formano dei punti molto caldi con produzione di vapori metallici (figura 3.5). La formazione di ioni provenienti dai vapori metallici garantisce, quindi, la formazione dell’arco. Successivamente l’arco si diffonde su tutta la superficie dell’anodo; è questa la condizione tipica fino alla corrente nominale dell’interruttore, con erosione dei contatti molto limitata e quindi un numero di interruzioni molto elevato. L’interruzione delle più elevate correnti di corto circuito richiede una progettazione più sofisticata. Infatti all’aumentare della corrente l’arco elettrico tende a concentrarsi prima sull’anodo e poi ad assumere la tipica forma di un conduttore con elevate temperature nella zona di contatto.



—
Fig. 3.5

Conseguentemente, sono state studiate delle forme particolari di contatti in modo da produrre campi magnetici radiali nella zona dell'arco. Il campo magnetico, infatti, spinge l'arco a muoversi in continuazione su tutta la superficie di contatto, in modo da prevenire eccessivi riscaldamenti e quindi elevate usure localizzate.
Un analogo sviluppo per l'interruzione delle correnti più elevate utilizza un campo magnetico assiale sempre al fine di distribuire l'arco su una superficie di contatto più ampia possibile.
Le bottiglie in vuoto ABB utilizzano una speciale geometria dei contatti a spirale in grado di generare il campo magnetico radiale; l'arco viene spinto sulla circonferenza e auto genera una forza elettromagnetica che agisce tangenzialmente costringendo l'arco a ruotare attorno all'asse del contatto (figura 3.6). L'erosione è quindi limitata al minimo e garantisce un processo di interruzione controllato anche alle temperature più alte.
Al passaggio della corrente per lo zero la temperatura crolla e i vapori condensano rapidamente sullo schermo ripristinando la tenuta dielettrica tra i contatti in pochi microsecondi.



—
Fig 3.6

3. L’interruttore di media tensione

3.2 I comandi

3.2.1 Il comando a molle

Il comando a molle a energia accumulata è ottimizzato per fornire l’energia richiesta dai poli dell’interruttore durante la manovra al fine di evitare rimbalzi dei contatti o eccessivi sforzi che limiterebbero la vita meccanica dell’interruttore. L’energia per la manovra è fornita da molle specifiche precaricate o manualmente tramite la leva di caricamento o automaticamente tramite il motore.

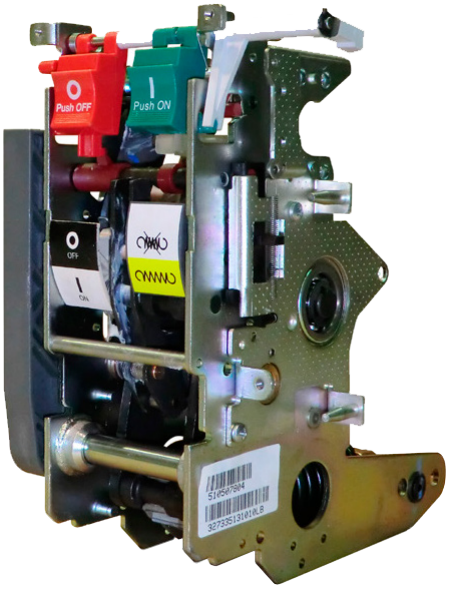


Fig. 3.7: il comando EL utilizzato sulla famiglia degli interruttori in vuoto

L’interruttore può essere aperto e chiuso o meccanicamente tramite i pulsanti di apertura e chiusura o elettricamente tramite le relative bobine. Il dimensionamento delle molle fa sì che durante la manovra di chiusura sia garantita non solo l’energia per la manovra ma anche il caricamento della molla di apertura per una successiva apertura dell’interruttore.
Il comando deve altresì garantire per gli interruttori per la distribuzione anche la sequenza operativa richiesta per l’autorichusura O - 0,3 s – CO normalmente seguita da un ulteriore CO per il quale è tuttavia necessario aspettare almeno il tempo per la ricarica delle molle che è di 15 s.
Nel caso degli interruttori in vuoto, le proprietà dielettriche del vuoto consentono distanze tra i contatti molto ridotte. In una bottiglia in vuoto da 12 kV tale distanza massima è di solamente 10 mm. Non solo, ma la massa dei contatti è estremamente ridotta. Ne consegue che negli interruttori in vuoto la forza richiesta per la manovra è inferiore a quella degli interruttori basati su altre tecniche interruttive; ciò consente, quindi, di realizzare comandi più compatti e ottenere una vita meccanica normalmente più alta. Nella figura 3.9 vediamo come esempio la struttura molto compatta del comando di un interruttore in vuoto:

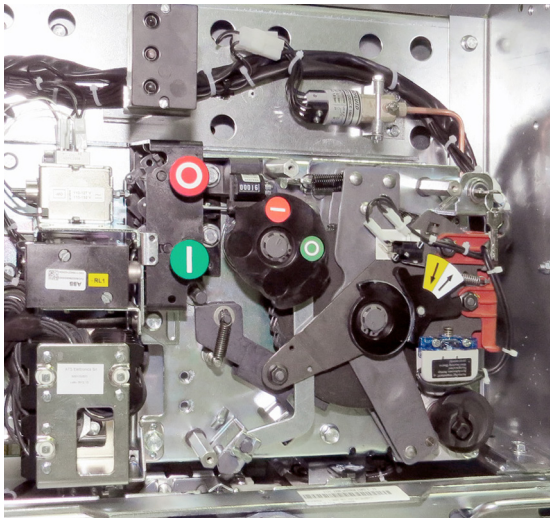
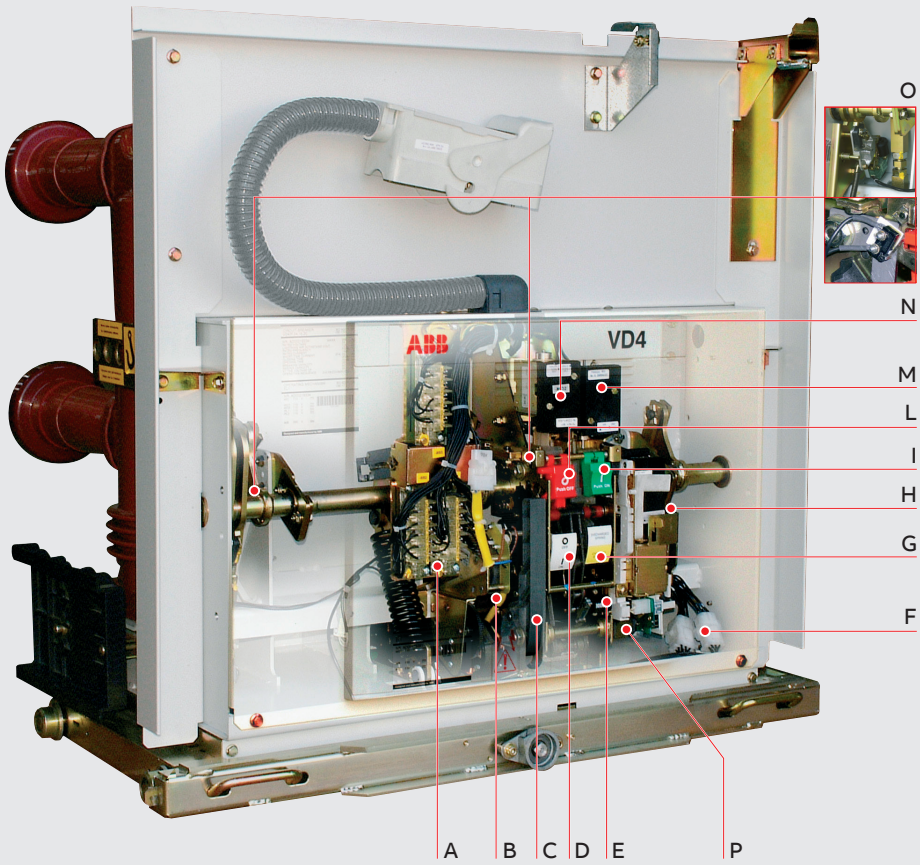


Fig. 3.8: il comando ESH utilizzato sulla famiglia degli interruttori in SF_6



Comando dell'interruttore
A Contatti ausiliari aperto/chiuso
B Motoriduttore carica molla di chiusura
C Leva incorporata di carica della molla di chiusura
D Segnalatore meccanico interruttore aperto/chiuso
E Contamanovre meccanico
F Connettori spina-presa degli accessori elettrici situati nel carrello
G Segnalatore molla di chiusura carica/scarica
H Sganciatori di servizio
I Pulsante di chiusura
L Pulsante di apertura
M Elettromagnete di blocco del comando
N Sganciatore di apertura supplementare
O Contatto transitorio
P Contatti di segnalazione molla carica/scarica

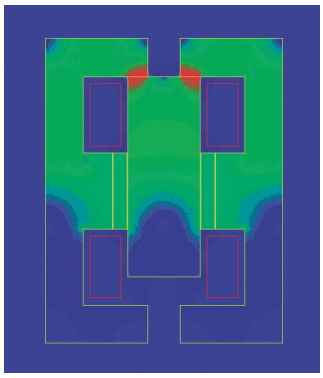
—
Fig. 3.9

3. L'interruttore di media tensione

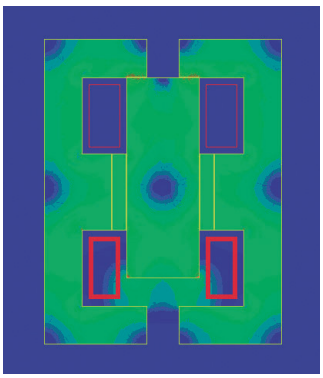
3.2.2 Il comando magnetico

Di base, la funzione che deve espletare il meccanismo di comando di un interruttore è molto semplice: muovere i contatti da posizione di chiuso a posizione di aperto o viceversa e quando la posizione finale è stata raggiunta, assicurare che i contatti rimangano in quella posizione fino al comando successivo. In sostanza, quindi, è un semplice attuatore bistabile. La prima soluzione è stata, ed è tuttora, un comando a molla precaricata con ritenuta meccanica. Tuttavia, grazie anche alle opportunità offerte dall'elettronica di potenza, sono state sviluppate nuove soluzioni, più flessibili e facilmente controllabili come l'attuatore magnetico.

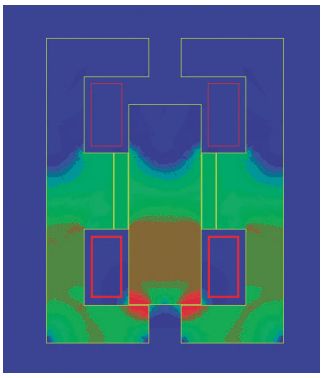
La figura 3.12 mostra la semplicità ed il ridotto numero di componenti di questo meccanismo, costituito fondamentalmente dall'attuatore magnetico vero e proprio, dai condensatori che hanno la funzione di immagazzinare l'energia richiesta per attivare gli elettromagneti per un ciclo completo apertura-chiusura-apertura, dal modulo elettronico che controlla tutto l'interruttore e può ricevere ed inviare segnali di comando e controllo, e dai sensori che hanno la funzione di determinare con esattezza la posizione dell'interruttore.
Una funzione di autodiagnostica completa il sistema, anche se l'attuatore è in grado di effettuare fino a 100.000 manovre, per interruttori fino a 25 kA di potere di interruzione a 1250 A di corrente nominale.



a) Ritenuta magnetica in posizione di fine corsa.



b) Ritenuta magnetica e azione del campo magnetico di una bobina.

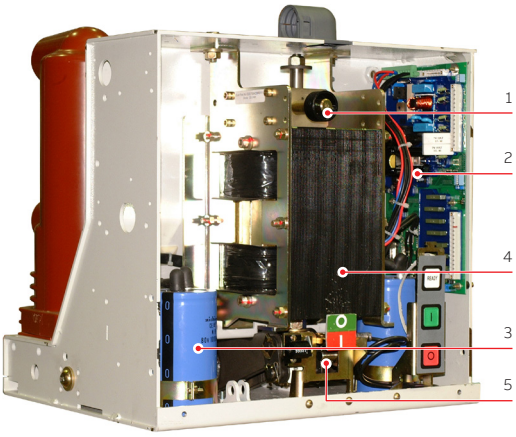


c) Ancora mobile in posizione opposta e ritenuta magnetica di fine corsa.

—
Fig. 3.10

—
Fig. 3.11

Questo consiste in una combinazione di elettromagneti, per attuare il comando, e magneti permanenti, per mantenere stabilmente la posizione raggiunta (figura 3.10 e 3.11).
Gli interruttori in vuoto possono essere equipaggiati con questo meccanismo e vengono mantenuti in posizione di aperto o chiuso dai magneti permanenti senza alcuna energia esterna. Il cambio di stato è comandato fornendo corrente elettrica agli elettromagneti; l'energia fornita è controllata dall'elettronica che la modula in funzione del tipo di interruttore. Il risultato è un meccanismo estremamente semplice che riduce al minimo il numero di componenti meccanici e ne riduce la manutenzione.

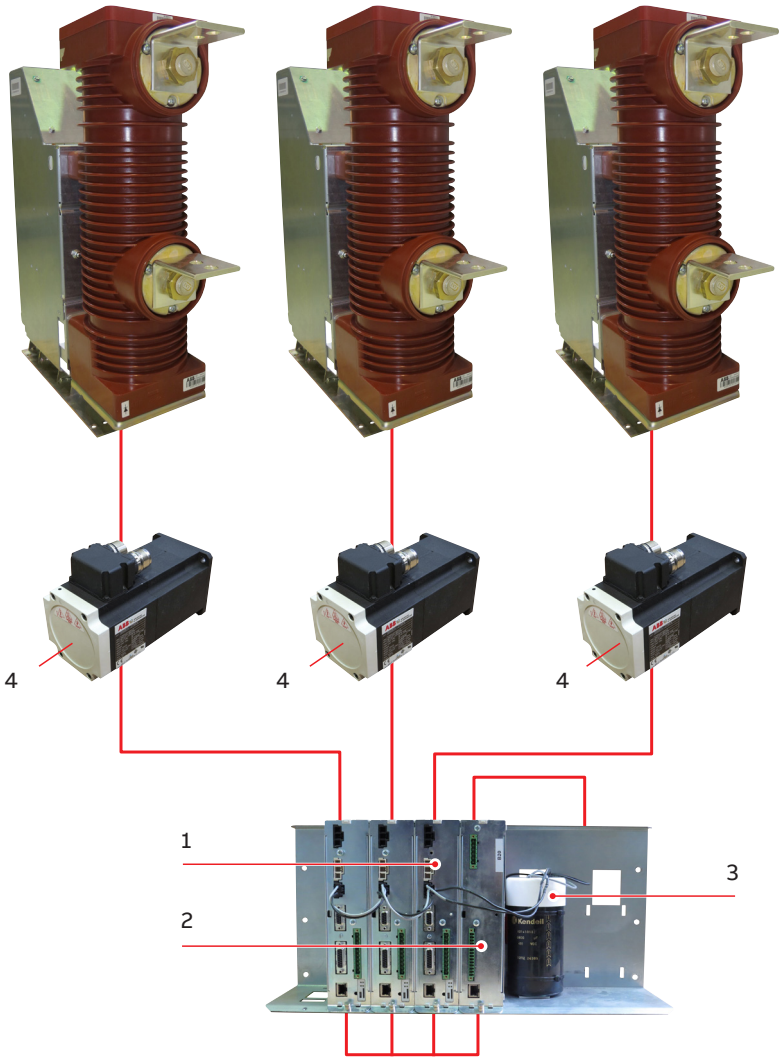


1 Dispositivo manuale di apertura d'emergenza
2 Scheda di controllo
3 Condensatore
4 Attuatore magnetico
5 Sensore di posizione

—
Fig. 3.12

3.2.3 Il comando a motore

L'ultima frontiera nel campo dei comandi per interruttori è rappresentato dal comando tramite servomotori "brushless". In questa tipologia di comandi, ad ogni polo è associato un motore in grado di effettuare la manovra di apertura e chiusura. I motori sono controllati direttamente da un'unità elettronica.
L'architettura di questo comando è illustrata in figura 3.13.



—
Fig. 3.13

L'unità di controllo elettronica (1) è integrata nel dispositivo e pre-calibrata in fabbrica; essa consiste in tre moduli ciascuno dei quali controlla il proprio servomotore (4). Nell'unità di controllo è presente anche un modulo di alimentazione (2), con il compito di alimentare i tre moduli precedenti e di caricare il condensatore di attuazione (3). Lo scopo del condensatore è quello di garantire energia ai motori anche in assenza di alimentazione ausiliaria. Questa architettura consente di comandare in modo indipendente i tre poli, a seconda dell'applicazione richiesta; normalmente, il primo modulo si configura come "master" mentre gli altri due come "slave" in modo da funzionare in modo coordinato. L'unità di controllo effettua anche funzioni di diagnostica del comando, in particolare:

- lo stato della catena cinematica, periodicamente in posizione di chiuso, tramite micro-movimenti per verificare coppia, velocità e posizione ogni 24 h. Questo controllo ha il compito importante di verificare lo stato della catena di attuazione prima che il comando venga impartito, alfine di garantire la massima affidabilità della manovra;
- il controllo completo del movimento, subito dopo il completamento della manovra, verificando la posizione, la velocità e la coppia dei servomotori al fine di informare l'utente circa il modo in cui l'operazione è stata eseguita;
- lo stato dei servomotori, continuamente, verificando i cablaggi e gli avvolgimenti per garantire la piena funzionalità dei servomotori stessi;
- lo stato del condensatore di attuazione, verificandone periodicamente la tensione, per verificare che il condensatore sia sempre carico e in grado, quindi, di fornire energia ai servomotori quando necessario;
- lo stato dell'unità di controllo stessa, continuamente, tramite funzioni di auto-diagnostica.

Ulteriori funzioni di diagnostica sono altresì finalizzate al controllo del polo e delle modalità di funzionamento dell'apparecchio.

3. L’interruttore di media tensione

La figura 3.14 mostra il comando integrato nell’apparecchio.
Si può prevedere che questo innovativo tipo di comando possa aprire le porte a numerose interessanti applicazioni, irrealizzabili con le precedenti tecnologie, grazie all’elevata flessibilità e all’accuratissimo controllo del movimento dei poli.

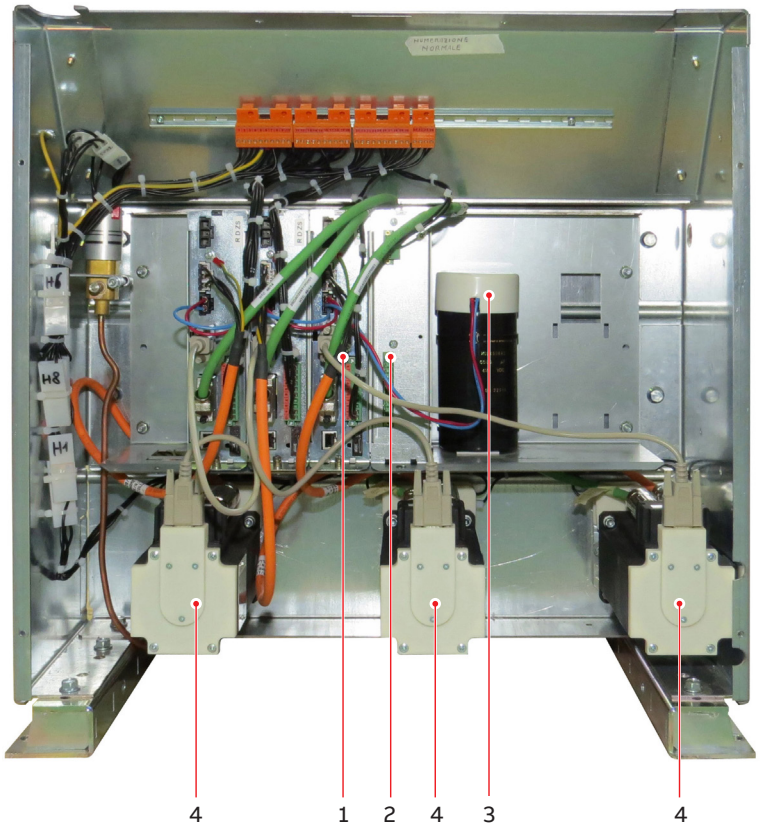
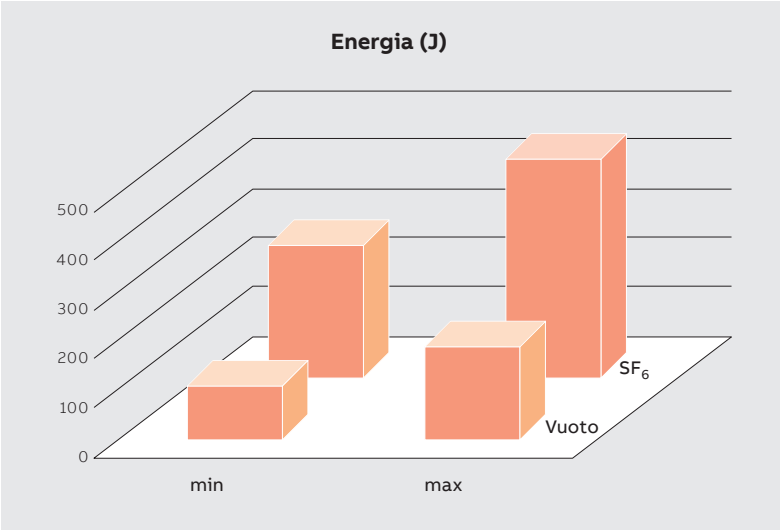


Fig. 3.14

3.3 Gli apparecchi

In generale, la struttura di un interruttore sia esso in SF6 o in vuoto è composta da un'unità interruttiva, dal mezzo isolante, dai conduttori e isolatori e dal comando. Il mezzo interruttivo può comportare, oltre ad una diversa unità interruttiva, altre differenze costruttive nell'interruttore: ad esempio, troviamo che mentre l'SF6 può fornire sia il mezzo d'interruzione che l'isolamento, nel caso del vuoto quest'ultimo è sempre confinato nella bottiglia ceramica mentre l'isolamento viene realizzato con altri materiali (isolamento solido o in gas). Ulteriore caratteristica che può generare delle differenze costruttive è la dissipazione del calore prodotto dal passaggio della corrente in quanto l'SF6 ha un ottimo coefficiente di scambio termico per convezione e quindi favorisce la dissipazione, mentre nel caso del vuoto la trasmissione del calore avviene esclusivamente per conduzione attraverso i contatti. E' più facile quindi raggiungere elevate correnti nominali con interruttori in SF6 piuttosto che con il vuoto. Infine, l'energia richiesta per lo spostamento dei contatti è superiore negli interruttori in SF6 rispetto a quelli in vuoto con un impatto diretto sul dimensionamento del comando.



L'utilizzo delle tecniche di interruzione e dei comandi visti nei capitoli precedenti consente di sviluppare le famiglie omogenee di apparecchi descritte successivamente. Esulano da questo contesto differenziandosi notevolmente i dispositivi limitatori di corrente, basati su un particolare utilizzo dei fusibili, che verranno trattati nel paragrafo 3.3.6.

3.3.1 Gli interruttori in vuoto e in SF_6

Fanno parte di questa grande famiglia gli interruttori in vuoto con comando a molle precaricate e con comando magnetico e gli interruttori in SF_6 con comando a molle precaricate.
Gli interruttori rispondono alla Norma IEC 62271-100, High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers nel caso di interruttori per la distribuzione primaria e secondaria e alla Norma IEC/IEEE 62271-37-013, High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating-current generator circuit-breakers per la manovra e protezione dei generatori. Nel portafoglio sono presenti anche versioni in conformità alle Norme ANSI/IEEE (ANSI/IEEE C37.04-C37.06-C37.09).
La famiglia di interruttori in vuoto comprende le serie ADVAC, AMVAC e VMAX/A , sviluppati specificamente per il mercato americano a Norme ANSI e le serie VMAX, VD4 e VM1 per il mercato a Norme IEC. Abbiamo invece un'unica serie di interruttori in SF_6 denominata HD4 (tabella 2).

Caratteristiche		ADVAC	AMVAC	VMAX/A	VMAX	VD4	VM1	HD4
Potere di interruzione	Max 40 kA e inferiore	•	•			•	•	•
	Max 50 kA	•	•			•	•	•
	Max 63 kA	•						
	Provato ANSI	•	•	•	•		•	
	Provato IEC				•	•	•	•
	Approvato UL	•	•	•	•		•	
Tipo di interruttore	Sezionabile	•	•	•	•	•	•	•
	Fisso	•	•		•	•	•	•
Mezzo di interruzione	In vuoto	•	•	•	•	•	•	
	In gas SF_6							•
	Ampolla incapsulata nel polo	•	•			•	•	•
Comando	A molla	•		•	•	•		•
	Magnetico		•				•	

—
Tab. 2

—
Fig. 3.15

La serie ADVAC comprende una serie di interruttori in vuoto con bottiglia incapsulata nel polo e comando a molle precaricate per tensioni nominali fino a 15 kV.
L'applicazione tipica è la distribuzione dell'energia nei mercati a Norme ANSI con indubbi vantaggi di modularità e affidabilità. Il range di correnti va da 1200 a 3000 A con poteri di interruzione da 25 kA fino a 63 kA (figura 3.15).

—
Fig. 3.16

La serie AMVAC è anch'essa una serie di interruttori in vuoto con bottiglia incapsulata ma utilizza l'innovativo comando magnetico al fine di fornire una soluzione con un numero elevato di manovre meccaniche per le applicazioni in mercati ANSI che richiedano condizioni di servizio gravose. Le tensioni nominali arrivano fino a 27 kV, con correnti nominali fino a 3000 A e poteri di interruzione fino a 50 kA (figura 3.16).

3. L’interruttore di media tensione

Fig. 3.17

Gli interruttori della serie VMAX sono gli interruttori più semplici e compatti della famiglia degli interruttori in vuoto per applicazioni sia in mercati ANSI che IEC laddove le prestazioni richieste non siano particolarmente severe. Questi interruttori montano un comando tradizionale a molle precaricate. Il range di tensioni previsto va da 12 a 17,5 kV per la versione IEC e fino a 15 kV per la versione ANSI. Le correnti nominali arrivano fino a 1250 A con poteri di interruzione fino a 31,5 kA (figura 3.17).

Fig. 3.18

La serie di interruttori in vuoto VD4 (figura 3.18) rappresenta sicuramente l’interruttore di maggior successo di ABB con qualche centinaia di migliaia di interruttori in servizio. Questa serie monta bottiglie in vuoto incapsulate nel polo ed è dotata di comando a molle precaricate. L’utilizzo tipico è nel campo della distribuzione elettrica in mercati IEC anche in condizioni di servizio gravose.

Fig. 3.19

È prevista anche una versione per la distribuzione secondaria con comando meccanico laterale (figura 3.19).

Le tensioni nominali arrivano fino a 40,5 kV. Le correnti nominali vanno da 630 a 4000 A con poteri di interruzione fino a 50 kA.
È prevista, inoltre, una serie per la protezioni di generatori in conformità alla Norma IEC/IEEE 62271-37-013, High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating-current generator circuit-breakers per la manovra e protezione dei generatori; la serie è denominata VD4G (figura 3.20) è ha superato tutte le prove richieste dalla Norma in termini interruzioni di correnti di cortocircuito con grado di asimmetria fino al 130%, interruzione di correnti di guasto dovute a condizioni di chiusura in discordanza di fase e fronti di salita della tensione transitoria di ritorno (TRV) più severi rispetto a quelli previsti per gli interruttori normali dalla IEC 62271-100.

Fig. 3.20

—
Fig. 3.21

L'interruttori della serie VM1 si caratterizzano in quanto montano l'innovativo comando magnetico, analogamente all'AMVAC, ma finalizzato ad applicazioni nel mercato IEC (figura 3.21). Anche in questo caso lo scopo è quello di fornire una soluzione con un numero elevato di manovre meccaniche per le applicazioni che richiedano condizioni di servizio gravose. Le tensioni nominali arrivano fino a 24 kV, con correnti nominali fino a 4000 A e poteri di interruzione fino a 40 kA.

—
Fig. 3.22

Una possibile applicazione di questa tecnica interruttiva è la commutazione rapida tra due diverse sorgenti di energia in caso di guasto di una delle due. Soluzioni precedenti comportavano elevati costi dei componenti mentre con l'attuatore magnetico è possibile ridurre al minimo il tempo di manovra dell'interruttore e, con l'ausilio di un'opportuna elettronica di controllo, effettuare la commutazione in meno di 40 ms. Il sistema ABB, denominato SUE 3000, permette quindi di risolvere gran parte dei problemi legati ai carichi sensibili alla mancanza di tensione, garantendo la continuità di esercizio (figura 3.22).

—
Fig. 3.23

Infine, abbiamo la serie di interruttori in SF_6 denominata HD4 equipaggiata con comando a molle precaricate (figura 3.23). Questo interruttore è caratterizzato dalle ottime prestazioni dell'interruzione in SF_6 soprattutto in termini di riduzione delle sovratensioni di manovra. Secondo la Norma di riferimento, la IEC 62271-100, l'apparecchio è classificato come "sealed pressure system" ovvero come un apparecchio sigillato in quanto non sono richiesti interventi relativi al gas durante la sua vita operativa, in questo caso per 30 anni. Questo affidabilissimo interruttore è previsto per tensioni nominali fino a 40,5 kV, correnti fino a 3600 A e poteri di interruzione fino a 50 kA

—
Fig. 3.24

Come nel caso del VD4, è prevista anche una versione per la distribuzione secondaria con comando meccanico laterale (figura 3.24).

3. L'interruttore di media tensione

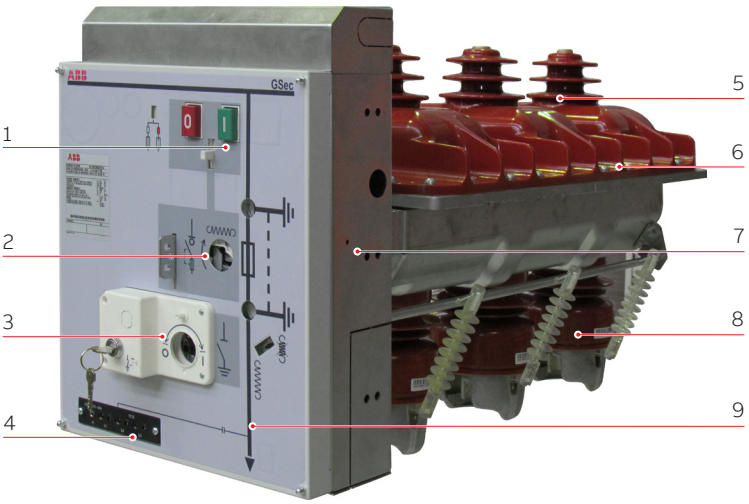
3.3.2 Interruttori di manovra-sezionatori

Questi apparecchi rispondono alle Norme IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches, , IEC 62271-103 High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV, e IEC 62271-105 High-voltage switchgear and controlgear – Part 105: Alternating current switch-fuse combinations for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV.

Negli interruttori di manovra-sezionatori le tecniche interruttive utilizzate sono sostanzialmente due: l'aria e l'SF_6. La soluzione in gas offre versioni più compatte a parità di prestazioni per cui gli sforzi in termini di sviluppo si sono concentrati su questa tecnica interruttiva. Analizziamo, quindi, in particolare quest'ultima. Dal punto di vista del contenitore si possono trovare tre tipi di soluzioni: contenitori completamente in materiale isolante, contenitori completamente in metallo e contenitori misti in materiale isolante-metallo.

Quest'ultima, illustrata in figura 3.25, è la soluzione innovativa di ultima generazione. Il contenitore è infatti formato da due semi gusci; quello superiore in resina epossidica isolante consente di ridurre al minimo le distanze verso le pareti del quadro elettrico e quindi di ottenere soluzioni

Fig. 3.25



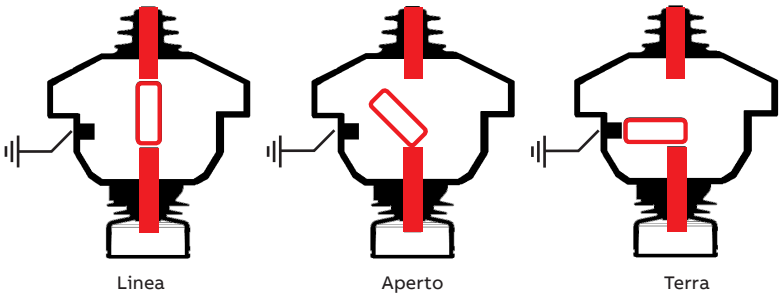
1. Pulsanti di chiusura e di apertura
2. Innesto leva per la manovra di linea
3. Innesto leva per la manovra di terra
4. Lampade presenza tensione (se previste)
5. Isolatori superiori
6. Involucro (power part)
7. Sede del comando
8. Isolatori inferiori
9. Schema sinottico

Fig. 3.26

particolarmente compatte. Il semi guscio inferiore, invece, è di acciaio inossidabile e consente la segregazione metallica tra il comparto sbarre e il comparto cavi del quadro elettrico, consentendo la messa a terra dei due compartimenti e quindi al personale di operare nella massima sicurezza. Grazie a questa soluzione è possibile progettare quadri elettrici classificati come PM (metallic Partitions) tra i comparti sbarre e cavi.
L'interruttore di manovra-sezionatore di ABB tipo GSec, illustrato in figura 3.26, segue appunto questa filosofia costruttiva. In accordo alla norma IEC 62271-1, l'apparecchio è classificato come "sealed pressure system" ovvero come un apparecchio sigillato in quanto non sono richiesti interventi relativi al gas durante la sua vita operativa, in questo caso per 30 anni. Anche l'elevato numero di manovre meccaniche (classe M2=5000 manovre con comando a molla singola e classe M1=1000 manovre con comando a doppia molla) ed elettriche (classe E3 sui contatti di linea con 5 chiusure su correnti di corto circuito e 100 interruzioni alla corrente nominale) contribuisce a farne un dispositivo con bassi costi di manutenzione. A migliorare ulteriormente la compattezza contribuisce anche l'integrazione delle prese capacitive e degli attacchi cavi direttamente sugli isolatori inferiori. Il quadro può quindi montare un sistema VPIS (Voltage Presence Indicating System) ovvero un sistema di segnalazione di presenza della tensione sui cavi collegati all'apparecchio stesso in accordo alla norma IEC61958.
A completamento delle misure in favore della sicurezza troviamo la segnalazione meccanica della posizione dell'apparecchio (figura 3.27), segnalazione collegata direttamente all'albero di manovra dello stesso (come da Annex A delle IEC 62271-102).

3.3.3 Apparecchi multifunzione

Questi apparecchi rispondono alle seguenti Norme: IEC 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers e alle IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.
Ultimamente sono state sviluppate soluzioni integrate e molto compatte di apparecchi che uniscono le funzioni di tre diversi dispositivi: l'interruttore, il sezionatore di linea e il sezionatore di terra. La soluzione integrata è stata sviluppata per l'utilizzo nei quadri di media tensione per la distribuzione secondaria.



—
Fig. 3.27

3. L’interruttore di media tensione

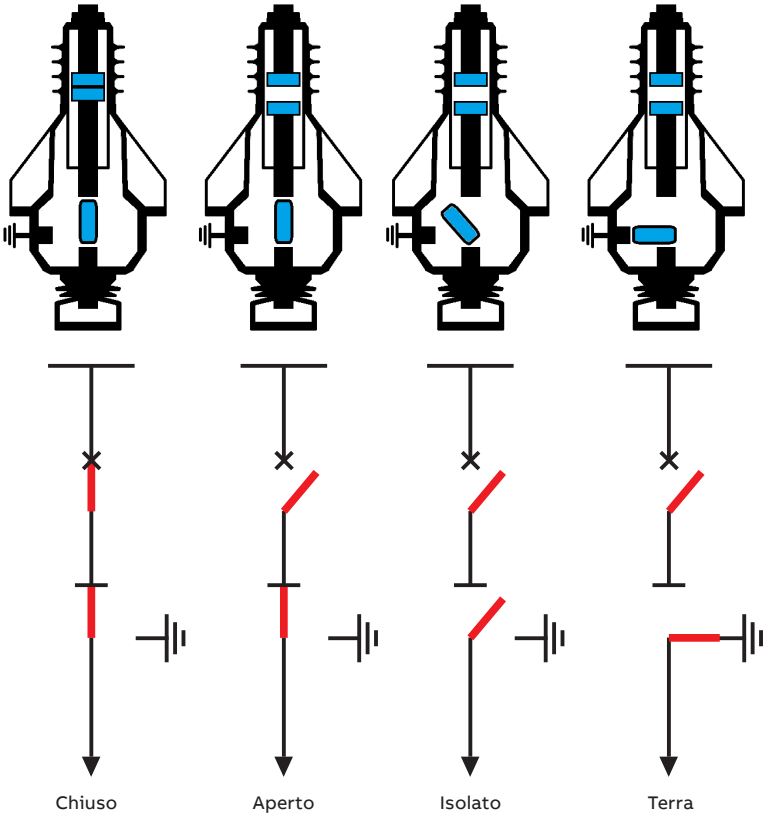
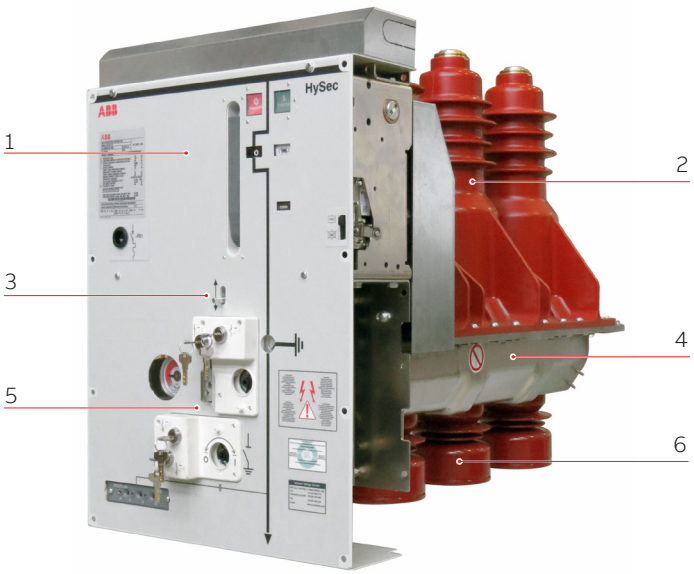


Fig. 3.28



1. Comando della parte interruttiva
2. Involucro in resina della parte interruttiva
3. Interblocco meccanico tra sezionatore di linea e sezionatore di terra
4. Parte inferiore in acciaio inossidabile
5. Comando del sezionatore di linea e del sezionatore di terra
6. Isolatori inferiori con le prese capacitive integrate

Fig. 3.29

Come si può vedere nella figura 3.28, nella parte superiore è integrata la funzione di interruttore e a tal scopo nel semi guscio superiore è alloggiato un interruttore in vuoto. Il semi guscio inferiore alloggia un sezionatore di linea (per isolare i cavi dalle sbarre) e un sezionatore di terra (per mettere a terra i cavi stessi).
L’utilizzo delle ampolle in vuoto per l’interruzione delle correnti di corto circuito consente di isolare in modo brillante la camera d’arco dell’interruttore dal restante ambiente, riempito di SF_6, che è quindi finalizzato all’isolamento e al funzionamento del sezionatore. L’interruzione in vuoto, inoltre, garantisce elevate prestazioni elettriche.
ABB ha sviluppato in quest’ottica l’apparecchio multifunzione denominato HySec, illustrato in figura 3.29; come nel caso del GSec, la parte inferiore in acciaio inossidabile consente la segregazione metallica tra il comparto cavi e il comparto sbarre garantendo la massima sicurezza per l’operatore durante l’installazione o la manutenzione del quadro ma, al tempo stesso, garantendo un'elevata continuità di servizio.
Sempre a proposito di sicurezza, è da considerare che gli interblocchi tra le varie funzioni fanno parte dell’apparecchio stesso e sono quindi testate in fabbrica.
L’isolamento interno è garantito dal gas SF_6 e ciò consente, unitamente all’utilizzo della resina epossidica isolante nella parte superiore, un risultato estremamente compatto, di soli 500 mm di profondità, unitamente a prestazioni elettriche importanti pur con soli 300 g di SF_6.
L’apparecchio è molto flessibile in quanto può essere utilizzato sia come unità di ingresso che di uscita. Inoltre il numero molto limitato di componenti che caratterizza questa soluzione integrata e il fatto che sia testata come un unico apparecchio la rende intrinsecamente molto affidabile. In accordo alla norma IEC 62271-1, l’apparecchio è classificato come “sealed pressure system” ovvero come un apparecchio sigillato in quanto non sono richiesti interventi relativi al gas durante la sua vita operativa, in questo caso per 30 anni. A migliorare ulteriormente la compattezza contribuisce anche l’integrazione delle prese capacitive e degli attacchi cavi direttamente sugli isolatori inferiori.

3.3.4 Apparecchi di manovra sincroni

Questi apparecchi sono classificati dalla Norma IEC 62271-103 High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV, come "special purpose switch" per la manovra di banchi di condensatori in classe C2. I test per la manovra delle correnti capacitive sono stati eseguiti in conformità alla Norma IEC 62271-100 in quanto questa Norma definisce delle condizioni di test più impegnative rispetto alla IEC 62271-103. Tali test sono paragonabili a quelli richiesti dalla Norma IEEE C37.09a.

Anche se i moderni interruttori sono stati progettati per minimizzare l'eventualità di riaccensioni multiple dell'arco elettrico, la probabilità statistica di avere riaccensioni occasionali nel caso di manovre frequenti di carichi capacitivi esiste. L'utilizzo di metodi tradizionali per limitare l'effetto dei transitori così generatisi, quali filtri o scaricatori, non risolve completamente il problema e in ogni caso non lo affronta alla radice. Questo rischio può essere eliminato utilizzando tecniche di manovra controllate quali la chiusura o apertura sincronizzata.

In pratica, la chiusura e l'apertura del apparecchio di manovra sono sincronizzate in modo tale che la chiusura o la separazione dei contatti avvenga nell'istante ottimale relativamente all'angolo di fase. In quest'ambito ABB propone l'interruttore di manovra DS1 (figura 3.32). Con riferimento alla figura 3.30, prima che il banco di condensatori sia alimentato siamo nella situazione a) con il sezionatore in posizione di aperto e il banco isolato dalla rete. Successivamente in b) il contatto mobile collega i diodi e il banco viene naturalmente alimentato allo zero di tensione. Infine in c), dopo un quarto di ciclo, il contatto mobile chiude il sezionatore permettendo il passaggio della corrente senza perdite.

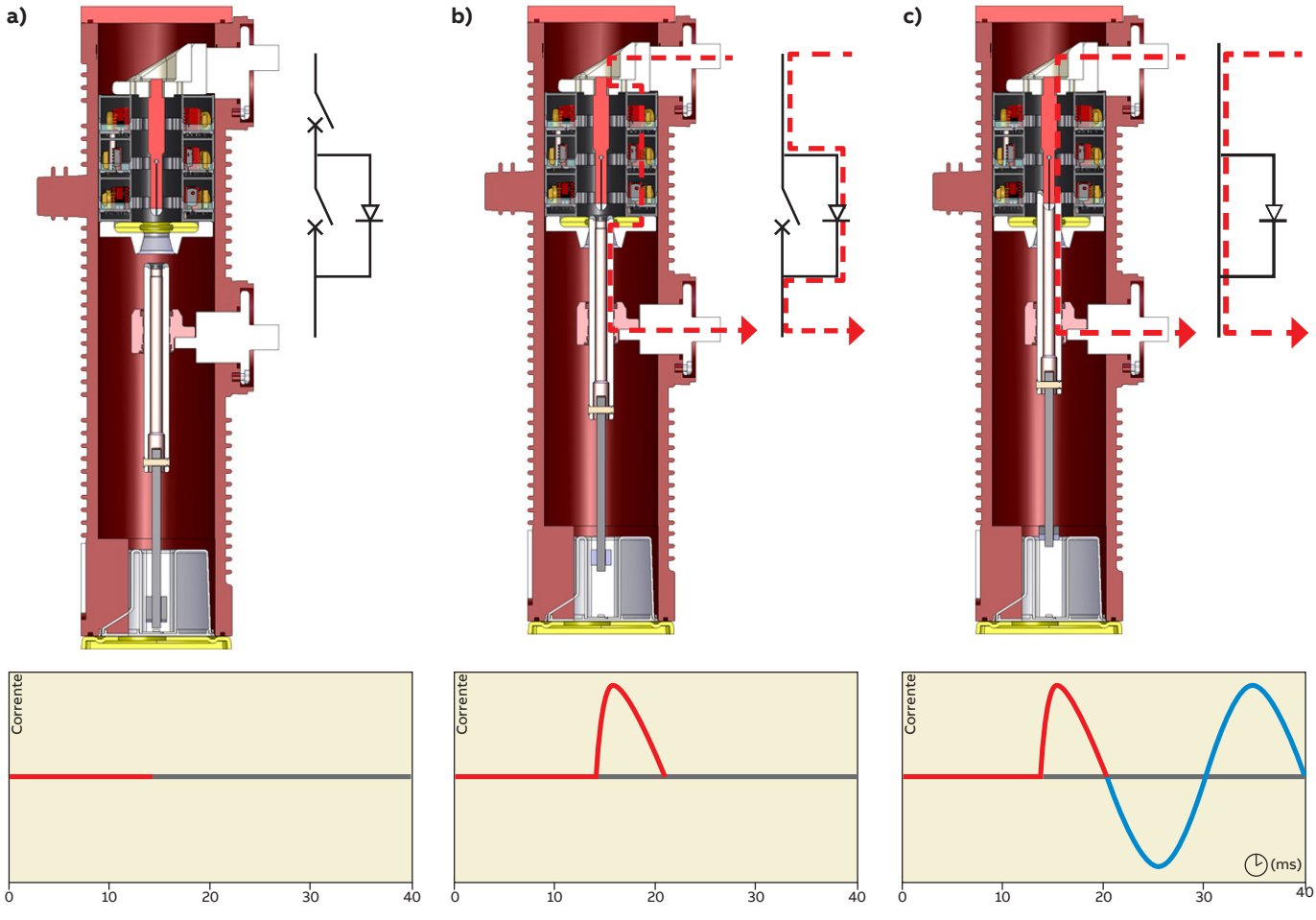


Fig. 3.30: chiusura del DS1 completamente

3. L’interruttore di media tensione

L’apparecchio è in grado quindi di alimentare il banco di condensatori nell’istante corretto minimizzando i transitori conseguenti alla manovra.
Analogamente, l'apertura del banco di condensatori viene effettuata senza causare alcun disturbo nella rete. In figura 3.31 si vede inizialmente l'interruttore in posizione di chiuso, quindi con il banco collegato alla rete (a). Successivamente in (b), il contatto mobile connette i diodi che iniziano a condurre. Mezzo ciclo dopo i diodi interrompono il passaggio della corrente alla zero e vengono infine scollegati dall'apertura dei contatti principali (c).

Ovviamente tutti i poli devono essere singolarmente ed indipendentemente azionati da altrettanti attuatori in modo tale che ogni polo possa essere aperto o chiuso nel punto più opportuno della corrente o della tensione della relativa fase.
La stessa energia che viene dissipata all’interno della camera d’arco è ridotta al minimo consentendo soluzioni particolari dal punto di vista del progetto.
Per conseguire questo risultato è necessario un controllo accurato dell’andamento delle grandezze elettriche in modo da sincronizzare il completamento della manovra dei contatti con il

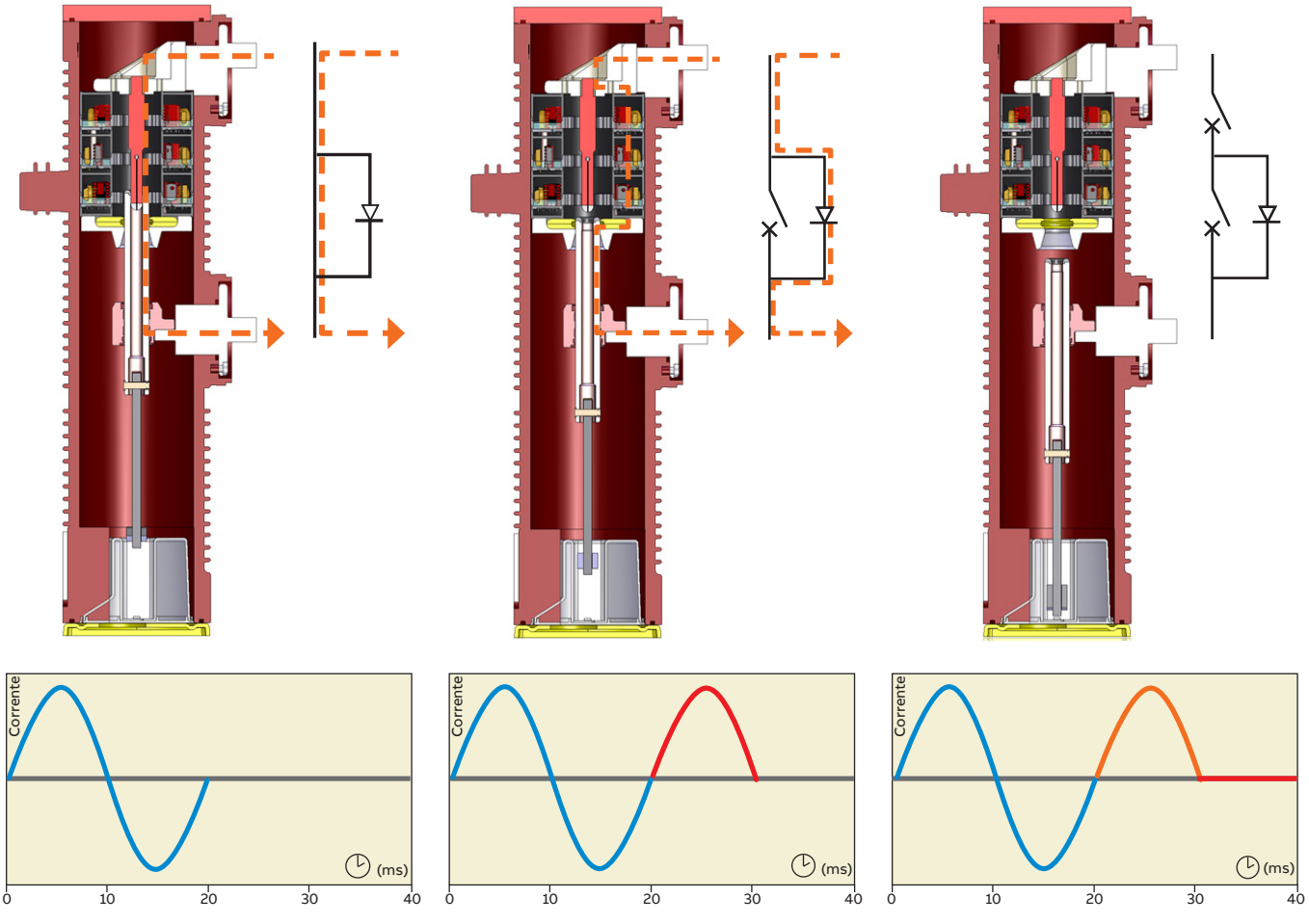


Fig. 3.31

passaggio per lo zero della corrente o della tensione in ogni fase. La manovra meccanica deve essere molto precisa e costante nel tempo e al variare delle condizioni ambientali e della tensione ausiliaria di alimentazione.
A tal fine è previsto l'utilizzo del comando a motori descritto nel capitolo 3.2.3 con tre motori comandati dal controllore.
La stessa elettronica verifica con estrema precisione il passaggio dello zero della tensione e della corrente e sincronizza la manovra dell'apparecchio. Le applicazioni di questo dispositivo sono molto interessanti. Una prima naturale applicazione è la manovra di banchi di condensatori ma qualsiasi altra possa trarre beneficio da una manovra sincronizzata può essere sviluppata grazie alla flessibilità del controllore elettronico.

a)

b)

—
Fig. 3.32

3.3.5 Contattori

Questi apparecchi fanno riferimento alla Norma IEC 62271-106 High-voltage switchgear and controlgear – Part 106: Alternating current contactors, contactor-based controllers and motorstarters.
I contattori, oltre ad avere la capacità di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali del circuito, comprese condizioni di sovraccarico, si differenziano dalle altre categorie di apparecchi di manovra per avere, normalmente, un'unica posizione stabile di riposo (posizione di aperto) mentre la posizione alternativa (posizione di chiuso) è mantenuta grazie ad una alimentazione ausiliaria o, in alcuni casi, da una ritenuta meccanica. Il non doversi "preoccupare" dell'interruzione delle correnti di corto circuito consente di progettare i contattori in modo da avere un numero molto elevato di manovre meccaniche ed elettriche; ciò fa del contattore il dispositivo ideale per la manovra di carichi quali ad esempio i motori, caratterizzati da un alto numero di inserzioni. Nei contattori in vuoto il materiale dei contatti, quindi, deve garantire un elevato numero di manovre e una bassissima corrente di chopping dato che l'apparecchio interromperà tipicamente correnti normali e molto probabilmente induttive. Le ampolle in vuoto per i contattori sono conseguentemente diverse da quelle per gli interruttori sia nella forma che nel materiale dei contatti.

3. L’interruttore di media tensione

La tecnica interruttiva insieme all’applicazione nell’impianto elettrico differenzia i contattori tra loro. Riguardo alla prima, in media tensione ormai la tecnica utilizzata è quella in vuoto, mentre ad esempio in bassa tensione il dielettrico prevalente è l’aria. In accordo alla norma IEC 62271-106, per quanto riguarda l’applicazione, possiamo distinguere tra due categorie: la manovra di carichi induttivi (categoria AC, tabella seguente) e la manovra di carichi capacitivi (classe C1 o C2).

Tabella 3 - Categorie di utilizzazione

Categoria	Applicazione tipica
AC-1	Carichi induttivi o leggermente induttivi, forni a resistenza
AC-2	Avviamento e frenatura per inversione di fase - motori ad anello
AC-3	Avviamento e arresto di motori in marcia - motori a gabbia di scoiattolo
AC-4	Avviamento, frenatura per inversione di fase e manovra a impulsi - motori a gabbia di scoiattolo

Ogni categoria è caratterizzata da determinati valori di correnti, tensioni e fattore di potenza.
Per quanto riguarda la manovra di carichi capacitivi, la norma prevede due classi. La classe C1 con bassa probabilità di riadescamenti durante l’interruzione della corrente e la classe C2 con bassissima probabilità di riadescamenti (e comunque non vi devono essere riadescamenti durante le prove).

Per quanto riguarda le manovre meccaniche, queste vanno espresse in milioni di manovre secondo i valori preferenziali 0,01 - 0,03 – 0,1 – 0,3 – 1 – 3. Mentre per le manovre elettriche il costruttore deve dichiarare per ciascuna classe di utilizzo il massimo numero di manovre senza riparazioni o sostituzioni.
Nel campo dei contattori in vuoto ABB propone il V-Contact VSC, illustrato nella versione fissa ed estraibile nelle figure 3.33 e 3.34. Dato che uno dei problemi della maggior parte dei contattori, non essendo degli apparecchi bistabili, è quello dell’energia richiesta per mantenere la posizione di chiuso, il VSC utilizza un comando a magneti permanenti per mantenere la posizione in aperto o chiuso; il contattore si comporta, quindi come un apparecchio bistabile, senza consumare energia inutilmente. L’energia per il comando è accumulata in un condensatore e non fornita direttamente dall’alimentazione ausiliaria. Ciò garantisce la costanza nei tempi di manovra del contattore. ABB ha quindi applicato anche ai contattori la tecnica del comando a magneti permanenti già ampiamente studiato ed utilizzato nel campo degli interruttori. La semplicità meccanica della soluzione e le ridotte energie in gioco consentono di raggiungere i due milioni di manovre meccaniche. La corrente di chopping è molto limitata rendendo trascurabili i valori di sovratensione all’interruzione.

Fig. 3.33

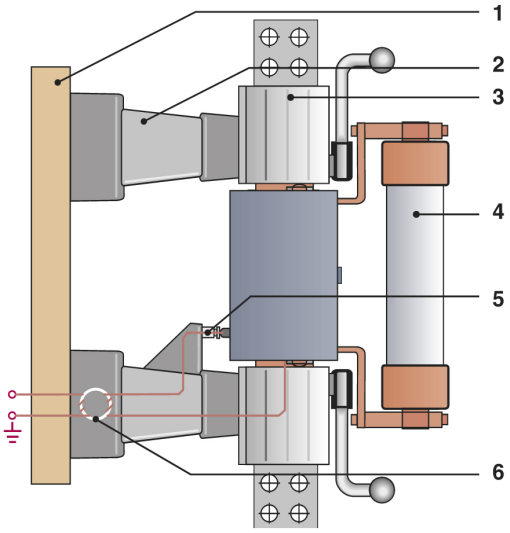
Fig. 3.34

3.3.6 Dispositivi limitatori di corrente

Questi dispositive sono conformi alla Norma IEC 60282-1 High-voltage fuses – Part 1: Current-limiting fuses.

I dispositivi limitatori di corrente sono stati sviluppati nella seconda metà degli anni 50 e sono in grado di interrompere rapidamente le correnti di corto circuito, riducendone gli effetti sui componenti dell'impianto elettrico. Questi dispositivi infatti sono in grado di rilevare ed interrompere la corrente di corto-circuito durante il primo fronte di salita, intervenendo in qualche millisecondo. Sostanzialmente questo dispositivo consiste di una parte con funzione di sostegno dell'inserto limitatore (figura 3.35), dell'inserto limitatore stesso (figura 3.36), del trasformatore di corrente di protezione e del dispositivo elettronico di misura e intervento. In caso di guasto, il dispositivo elettronico invia un impulso alla carica esplosiva contenuta nell'inserto, tramite un trasformatore ubicato nell'isolatore di sostegno. A seguito della piccola esplosione controllata, il conduttore principale si interrompe e la corrente fluisce attraverso il fusibile ad alto potere di interruzione collegato in parallelo, la cui fusione prima limita e infine interrompe la corrente al primo passaggio per lo zero. La corrente viene costantemente controllata dal sistema elettronico esterno che misura la derivata della corrente ed è quindi in grado di decidere rapidamente se sia necessario o meno far intervenire il limitatore di corrente. La combinazione del conduttore e del fusibile in parallelo consente di contenere, in condizioni di normale funzionamento, le perdite al minimo. In definitiva, rispetto ad altri dispositivi di limitazione, questa soluzione consente basse perdite in esercizio e di limitare efficacemente la corrente di corto circuito a valle. ABB ha sviluppato un dispositivo di questo tipo denominato Is-limiter. Il dispositivo, che può anche essere fornito in un proprio pannello su un carrello estraibile (figura 3.37), copre un'ampia gamma di tensioni da 750 V a 36 kV e di correnti da 1250 a 5000 A.

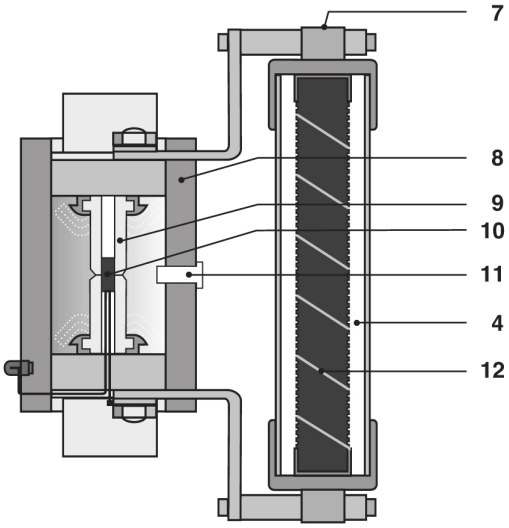
L'I_s-limiter può trovare utilizzo in un'ampia tipologia di situazioni impiantistiche; la più interessante è quando viene installato con la funzione di congiuntore tra due sistemi di sbarre alimentati da due fonti diverse come illustrato in figura 3.38. Nel caso di guasto che interessi una delle due alimentazioni, l'I_s-limiter interviene al



1Base
2 Isolatore
3 Polo con dispositivo di attacco
4 Fusibile
5 Contatto telescopico
6 Isolatore con trasformatore a impulso

—

Fig. 3.35: I_s-limiter supporto con cartuccia, 12 kV, 2000 A



4 Fusibile
7 Indicatore fusibile
8 Tubo isolante
9 Cartuccia
10 Carica esplosiva
11 Indicatore contatto principale
12 Fusibile

—

Fig. 3.36: Inserto dell'I_s-limiter

3. L’interruttore di media tensione

Fig. 3.37

primo fronte di corrente prima che la corrente stessa raggiunga livelli elevati. La tensione nella porzione di sistema non interessata dal guasto ha una brevissima caduta di frazioni di millisecondo e conseguentemente tutti i carichi rimangono alimentati. Inoltre, come si può vedere dall’esempio, il dispositivo interviene così rapidamente da poter considerare nullo il contributo della seconda sorgente di alimentazione e, quindi, consentendo di dimensionare il quadro per una corrente di corto circuito inferiore.

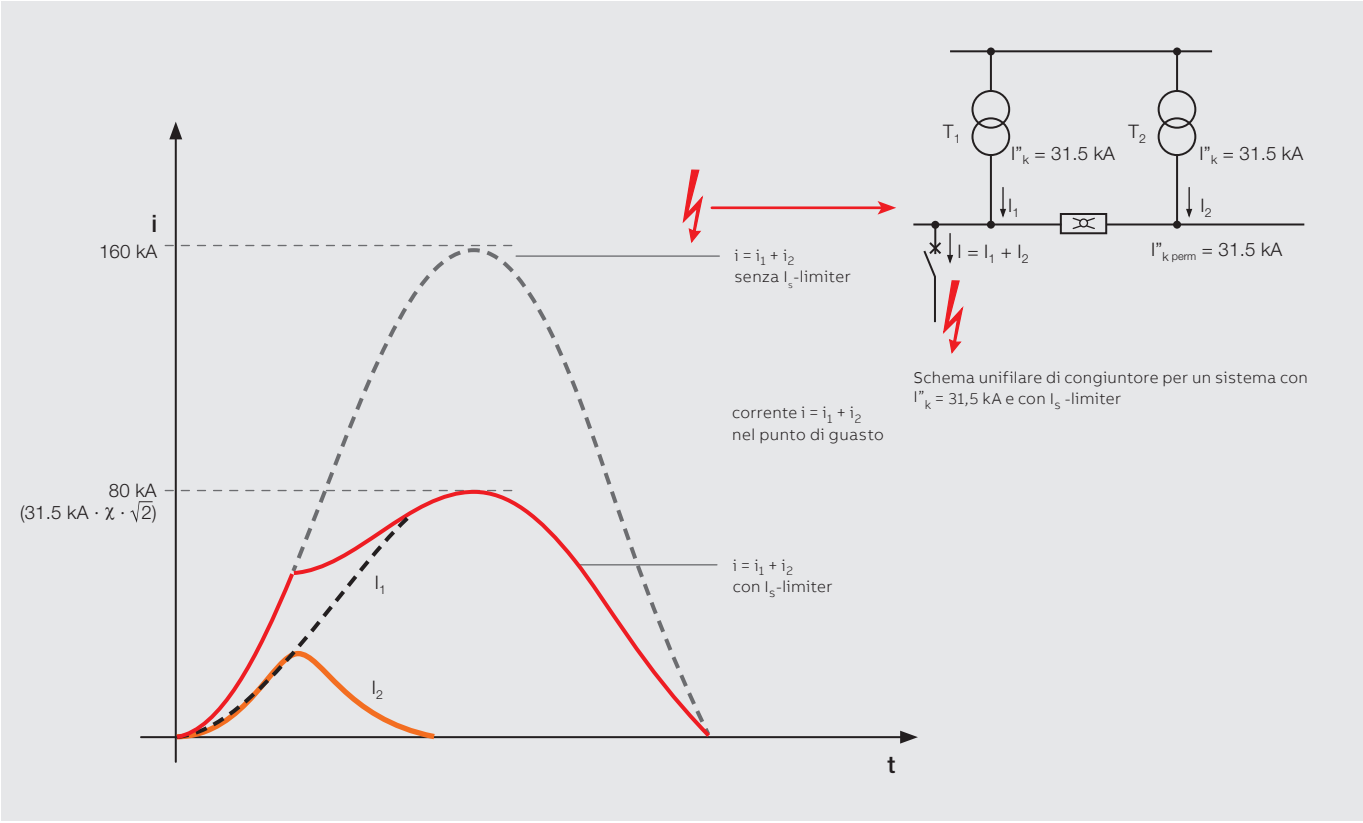


Fig. 3.38

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

Le situazioni impiantistiche nelle quali gli interruttori si possono trovare ad operare sono molteplici e l'interazione con i componenti presenti nella rete è un fattore molto importante da considerare.
Pur essendo gli interruttori adatti per l'interruzione di tutti i carichi fino alla massima corrente di corto circuito tuttavia talune configurazioni di impianto possono risultare particolarmente critiche e gravose sia per l'interruttore che per gli altri componenti dell'impianto elettrico.

4.1 Manovra di apertura

4.1.1 Le correnti di corto circuito

Nell'analizzare il comportamento di un interruttore, qualunque sia la tecnica di interruzione, che si trovi ad operare in un circuito reale, dobbiamo inizialmente considerare l'andamento della corrente di corto circuito in assenza dell'interruttore stesso ovvero come se sostituissimo l'interruttore con un conduttore di impedenza trascurabile. Questa corrente prende il nome di corrente presunta. Questo perché, durante l'interruzione, si genera l'arco elettrico che con le sue caratteristiche elettriche introduce nel circuito un ulteriore elemento di carattere transitorio che modifica, anche sostanzialmente, l'andamento della corrente stessa.
La corrente presunta dipende, quindi, esclusivamente dai parametri del circuito elettrico così come la tensione che appare ai terminali di un polo dell'interruttore dopo l'interruzione della corrente. Piuttosto che quest'ultima, per l'interruttore è molto più importante la tensione che appare ai terminali di un polo durante l'interruzione che ha un carattere transitorio, oscillatorio o meno, e che dipende anche dalle caratteristiche dell'interruttore stesso. Come già visto, questa tensione viene chiamata tensione transitoria di ritorno V_r (o in inglese TRV=Transient Recovery Voltage).
Il potere di interruzione di un interruttore è definito come la massima corrente presunta che l'apparecchio è in grado di interrompere ad una determinata tensione e in un determinato circuito, in altre parole con una determinata TRV che la Norma definisce esattamente al fine di standardizzare le condizioni di test.

L'interruttore deve essere in grado di interrompere sia correnti di corto circuito presunte simmetriche che asimmetriche; una corrente asimmetrica consiste in una componente simmetrica sovrapposta ad una componente continua che decresce nel tempo.
Consideriamo ora una semplice rete elettrica, come quella illustrata in fig. 4.1. In condizioni normali nel punto A transita la normale corrente di carico.

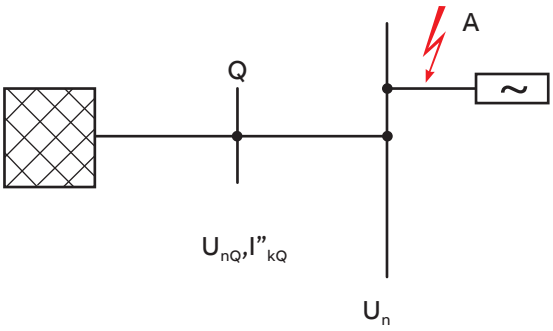


Fig. 4.1

In caso di guasto di corto circuito, la corrente aumenta di due o tre ordini di grandezza e può essere calcolata rappresentando la rete con un circuito equivalente come quello rappresentato nella fig. 4.2 che permette il calcolo dell'impedenza equivalente vista dal punto di guasto:

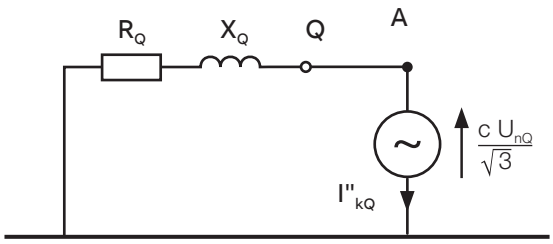


Fig. 4.2

dove $Z_Q = c\,U_{nQ} / (\sqrt{3}\, I''_{kQ})$ con U_{nQ} valore della tensione di alimentazione e I''_{kQ} la corrente iniziale di cortocircuito della rete di alimentazione. Il fattore "c" dipende dalla tensione del sistema e tiene conto dell'influenza dei carichi e della variazione della tensione di rete. La reattanza, dato che il circuito è fondamentalmente induttivo, è prevalente rispetto alla resistenza R che rappresenta le perdite nel circuito, normalmente il 5% - 10% della reattanza, quindi:

$X_Q = 0.995\, Z_Q$

$R_Q = 0.1\, X_Q$

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

Immaginiamo di disegnare in un grafico l'andamento della tensione e della corrente nel punto A (fig. 4.3).

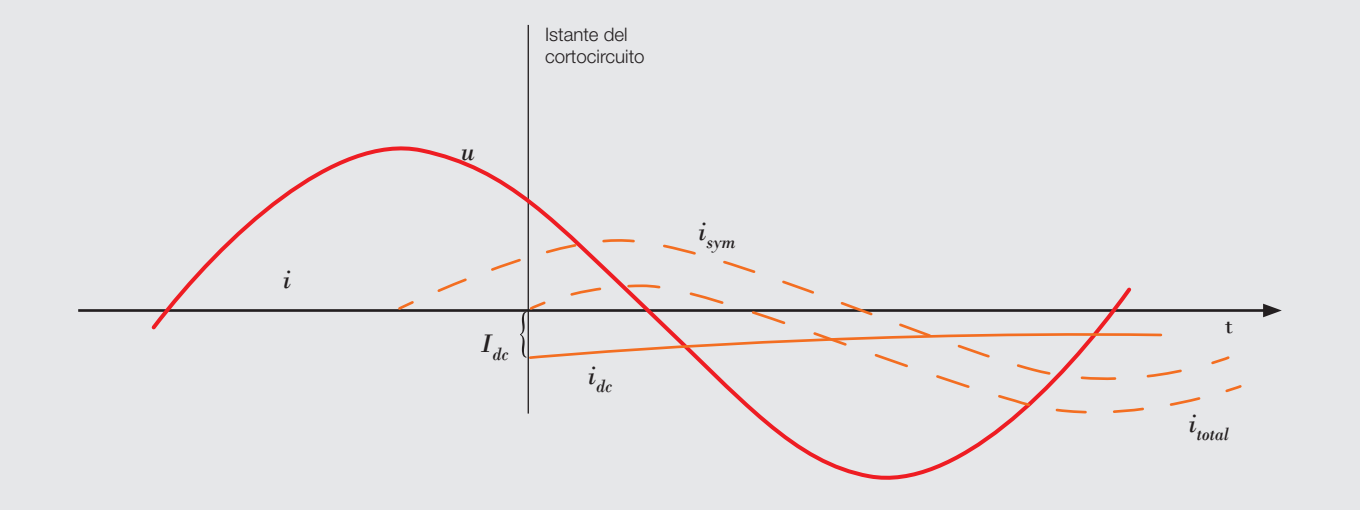


Fig. 4.3

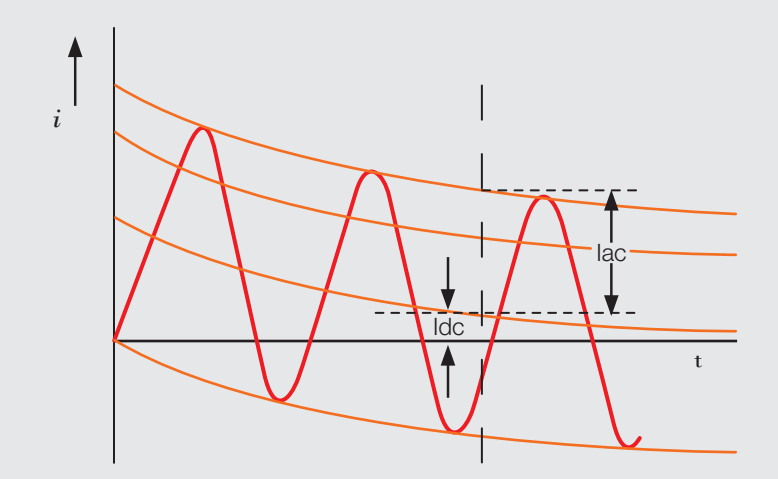


Fig. 4.4

Inizialmente fluisce la corrente di carico che, essendo trascurabile rispetto a quella di corto circuito, viene rappresentata con valore zero. Nell'istante in cui si manifesta il guasto, la corrente tenderà a raggiungere il valore di regime simmetrico i_{sym}. Essendo il circuito quasi puramente induttivo, lo sfasamento sarà circa 90° e la corrente, non potendo avere discontinuità, sarà composta anche da una componente continua i_{dc} tale che:

$$i_{total} = i_{sym} + i_{dc}$$

ovvero, la componente continua avrà lo stesso valore della componente simmetrica ma di segno opposto in modo da consentire la transizione senza discontinuità tra la corrente di carico e la corrente di corto circuito.

La componente continua avrà un andamento decrescente nel tempo

$$i_{dc} = I_{dc}\, e^{-t/\tau}$$

dove t è il tempo dall'inizio del guasto e τ è la costante di tempo del circuito pari a L/R.
La Norma IEC 62271-100 utilizza una costante di tempo τ standard pari a 45 ms che copre i casi dove il punto di installazione dell'interruttore è sufficientemente lontano dai generatori che alimentano la rete. In questi casi per la scelta dell'interruttore basta verificare che il potere di interruzione sia non inferiore al valore della corrente simmetrica di corto circuito nel punto di installazione.
In altri casi, invece, quando l'interruttore viene installato vicino ai generatori, la componente continua può essere molto più alta. In questi casi la corrente di corto circuito potrebbe addirittura non avere zeri di corrente per un certo numero di cicli.
Il valore di asimmetria della corrente ad un certo istante è dato dal valore percentuale della componente continua rispetto al valore di picco della corrente simmetrica. Con riferimento all'oscillogramma seguente, la percentuale della

componente continua può essere calcolata facilmente come:

$$dc_{\%} = 100 \cdot \frac{I_{dc}}{I_{ac}}$$

I_{ac} è il valore di picco della componente simmetrica della corrente di cortocircuito all'apertura dei contatti:

$$I_{ac} = \sqrt{2} \cdot I_{sym}$$

quindi:

$$dc_{\%} = \frac{I_{dc}}{I_{ac}} = \frac{I_{dc}}{\sqrt{2} \cdot I_{sym}}$$

per cui si ottiene:

$$I_{dc} = \sqrt{2} \cdot dc_{\%} \cdot I_{sym}$$

La corrente di cortocircuito asimmetrica è data dalla seguente formula:

$$I_{asym} = \sqrt{I_{asym}^{\ 2} + I_{dc}^{\ 2}}$$

Come esempio, prendiamo una I_{sym} = 50 kA con una dc% = 30%. Otteniamo:

$$I_{dc} = \sqrt{2} \cdot dc_{\%} \cdot I_{sym} = \sqrt{2} \cdot 0{,}3 \cdot 50 = 21{,}2 \text{ kA}$$

$$I_{asym} = \sqrt{I_{sym}^{\ 2} + I_{dc}^{\ 2}} = 54{,}3 \text{ kA}$$

La percentuale della componente continua che un interruttore è chiamato ad interrompere dipende dalla costante di tempo τ ed è il valore calcolato all'istante di separazione dei contatti (ovvero al momento di innesco dell'arco).
Come si può vedere dall'oscillogramma, la componente continua contribuisce anche ad aumentare il valore di picco della corrente. Tale valore è massimo quando il corto circuito si genera al passaggio della tensione per lo zero. Pur essendo la probabilità che ciò avvenga molto bassa, tuttavia bisogna tenerne conto nel dimensionamento dei componenti dell'impianto.

Nel caso peggiore la componente continua iniziale sarà:

$$I_{dc} = \sqrt{2}\, I_{sym}$$

Il massimo valore di picco si avrà mezzo periodo dopo ovvero a 50 Hz, 10 ms dopo. Ipotizzando la costante di tempo standard τ = 45 ms avremo quindi:

$$I_p = \sqrt{2}\, I_{sym} \left(1 + e^{-\frac{10}{45}}\right) = 2{,}5\, I_{sym}$$

Mentre a 60 Hz si ottiene:

$$I_p = \sqrt{2}\, I_{sym} \left(1 + e^{-\frac{8{,}3}{45}}\right) = 2{,}6\, I_{sym}$$

Al fine di determinare il potere di chiusura di un interruttore, la Norma IEC 62271-100 specifica esattamente i due valori suddetti; inoltre per costanti di tempo maggiori di 45 ms la Norma prescrive di utilizzare un fattore 2,7 sia a 50 Hz che a 60 Hz.

4.1.2 L'interruzione della corrente di corto circuito dei generatori

In generale, il guasto alimentato da un generatore rispetto ad un guasto alimentato dalla rete, è caratterizzato da:

1. Una corrente di guasto simmetrica normalmente più bassa rispetto a quella alimentata dalla rete.
2. Una componente alternata la cui ampiezza decade in funzione della costante di tempo transitoria e sub transitoria del generatore.
3. Una componente continua che, nel momento di separazione dei contatti dell'interruttore, potrebbe essere maggiore del valore di picco della componente alternata.
4. Possibilità di mancato passaggio per lo zero della corrente per un certo tempo, come conseguenza dei punti precedenti.

Quest'ultima è una condizione molto critica per gli interruttori che possono interrompere la corrente solo al passaggio per lo zero e che quindi devono sopportare la corrente di guasto e posticipare l'interruzione fino al primo zero conseguente al decadimento della componente continua. L'arco elettrico, comunque, introduce una resistenza non lineare che contribuisce a ridurre la componente continua diminuendone la costante di tempo.

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

Con riferimento alla fig. 4.5, CB1 è l'interruttore che potrebbe essere interessato ad un'interruzione con zeri di corrente ritardati. Il caso peggiore, infatti, si ha con un'alta costante di tempo della componente continua e, quindi, dato che questa vale $\tau = L/R$, nel punto in cui la componente ohmica è più bassa ovvero il più vicino possibile al generatore.

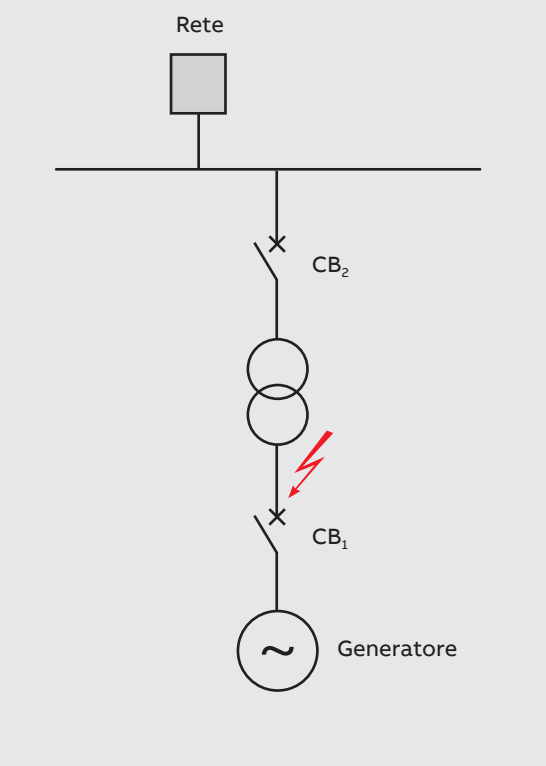


Fig. 4.5

Negli impianti industriali alimentati da linee di trasmissione aeree o in cavo, invece, la reattanza di questi elementi riduce sia la componente continua che la costante di tempo.
In generale, per guasto tra l'interruttore ed il trasformatore, si considera come caso particolare di inizio del guasto il momento in cui la tensione su una fase è a zero; ciò comporta che la corrente nella fase corrispondente ha la massima asimmetria. Abbiamo visto che per grado di asimmetria si intende il rapporto tra la componente continua e il valore di picco della componente alternata determinati dal diagramma tempo corrente del guasto. Mentre lo smorzamento della componente alternata è dato dalle costanti di tempo transitoria e sub transitoria del generatore, lo smorzamento della componente continua è dato dalla costante di tempo di armatura T_a. Le due componenti hanno, quindi, andamenti diversi e in alcuni casi può capitare che la componente simmetrica della corrente di guasto decada più velocemente della componente continua; come conseguenza può accadere che, nel momento di separazione dei contatti dell'interruttore, il valore della componente continua sia maggiore del valore di picco della componente simmetrica. Abbiamo cioè un grado di asimmetria maggiore del 100% con conseguente mancanza di zeri di corrente. Da considerare che se il generatore prima del guasto lavorasse in sotto-eccitazione, il grado di asimmetria sarebbe ancora maggiore. Dall'esame del comportamento di generatori con diversi rating si può affermare che in alcuni casi il grado di asimmetria può essere molto alto e superare il 130%.
Considerando il contributo del generatore alla corrente di cortocircuito, causa la dissimmetria assiale del generatore, quest'ultimo deve essere scomposto secondo due assi di riferimento fittizi (detto modello di Park): l'asse diretto e l'asse in quadratura. Assumendo la tensione uguale su tutti i componenti interni otteniamo una formula semplificata per la corrente del generatore:

$$I = \sqrt{2} \cdot \left[(I''_d - I'_d) \cdot e^{\frac{t}{T''_d}} + (I'_d - I_d) \cdot e^{\frac{t}{T'_d}} + I_d \right] \cdot$$

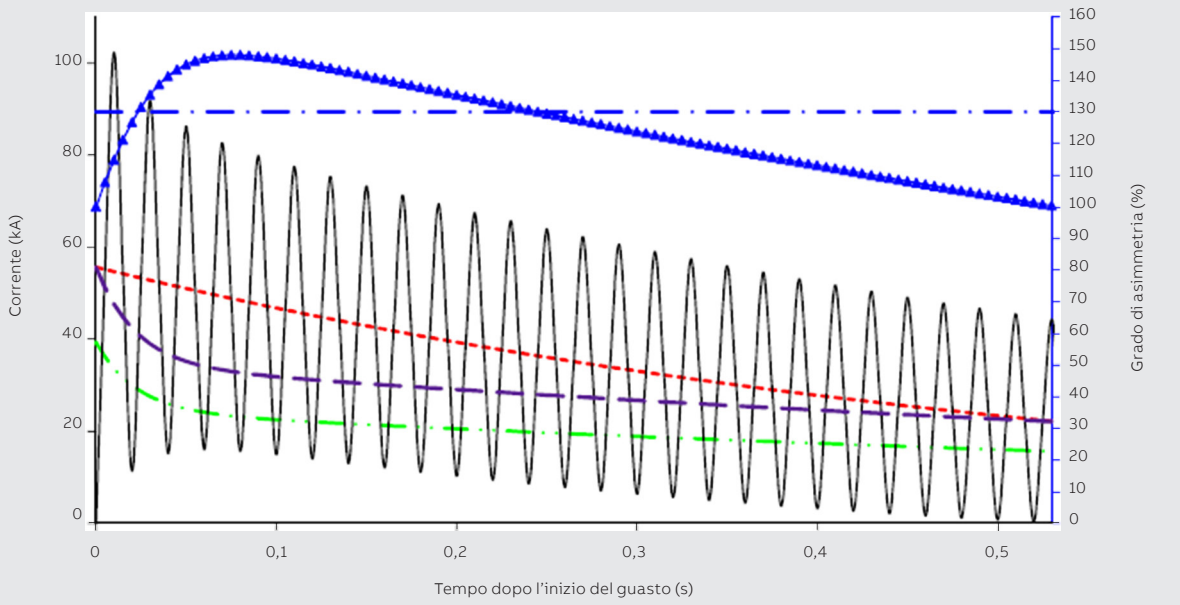
$$\cdot \sin(\omega t - \varphi) + \sqrt{2} \cdot I''_d \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot \sin(\varphi)$$

Dove:

$$I''_d = \frac{V}{X''_d} \qquad I'_d = \frac{V}{X'_d} \qquad I_d = \frac{V}{X_d}$$

I''_d, I'_d, I_d sono le correnti sub transitoria, transitoria e sincrona secondo l'asse diretto, T''_d e T'_d sono le costanti di tempo in cortocircuito sub transitoria e transitoria del circuito equivalente secondo l'asse diretto, T_a è la costante di tempo statorica pari a $X''_d/(\omega R_a)$ con R_a resistenza di fase statorica.

Nella fig. 4.6 precedente si è assunto un cortocircuito trifase netto con inizio del guasto nel momento in cui la tensione della fase è a zero. Si può notare che la corrente ha uno zero circa 520 ms dopo l'inizio del guasto. Normalmente un interruttore inizia la separazione dei contatti dopo 40-50 ms dall'inizio del guasto; ciò dipende dal tempo di rilevamento del guasto da parte del relè di protezione (circa 20 ms) più il tempo di sgancio del meccanismo di apertura e di movimento iniziale dei contatti fino all'adescamento dell'arco elettrico (circa 20-30 ms). Da questo momento in poi l'arco elettrico insiste all'interno del polo dell'interruttore che deve essere in grado di gestirne l'energia; ovviamente, più lo zero di corrente è ritardato e più l'interruttore è sollecitato. In realtà l'arco introduce una resistenza non lineare che interagisce con le altre impedenze dell'impianto; nell'andamento della tensione si evidenzia una caduta di tensione che per gli interruttori in SF_6 è dell'ordine di 300-500 V con un picco che può raggiungere i 1500 V. per gli interruttori in vuoto con arco rotante, a causa della diversa tecnica interruttiva, il valore della tensione d'arco è tipicamente di 100 V.
Dato che un andamento simile è difficilmente riproducibile in laboratorio, la Norma IEC/IEEE 62271-37-013 prescrive di effettuare i test ad una asimmetria costante del 130%, rappresentata nella figura dalla linea tratteggiata orizzontale.
In conclusione quindi, l'interruzione della corrente di corto circuito nei pressi di un generatore è un fenomeno complesso che, per generatori di media e grande potenza, va analizzato in dettaglio con simulazioni del transitorio effettuata con opportuni strumenti di calcolo.



—
Fig. 4.6

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

4.2 Manovra di chiusura

4.2.1 Inserzione di banchi di condensatori

Un caso che merita di essere esaminato è l'inserzione di banchi di condensatori (fig. 4.7) in quanto è spesso accompagnato da sovratensioni e sovracorrenti transitorie.
Il caso peggiore si ha quando si inserisce un banco di condensatori con altri banchi già connessi (così detta manovra back-to-back). In questo caso infatti l'ampiezza e la frequenza della corrente di inserzione (detta corrente di inrush) possono essere molto elevate.
Prendendo in esame il circuito di fig. 4.8 (vedi IEC 62271-100, Annex H e IEC 62271-306 cap. 9.2.2 e cap. 9.4.10), il caso dell'inserzione di una banco singolo lo si ottiene considerando aperto l'interruttore del banco 2.

Fig. 4.7

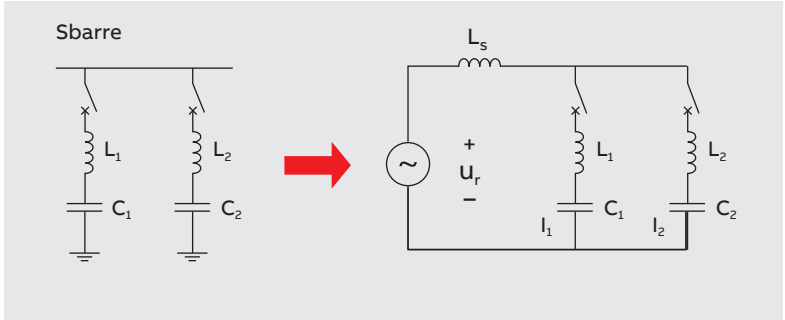


Fig. 4.8

L'induttanza della sorgente L_s è molto più grande delle induttanze parassite L_1 e L_2, sicché l'unico limite all'ampiezza della corrente $\hat{i}_i$ ed alla relativa frequenza f_i è data da L_s.

Quindi abbiamo per $L_s \gg L_1$:

$$i = U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1}{L_s + L_s}} \approx U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1}{L_s}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{C_1 (L_s + L_1)}} \approx \frac{1}{2\pi \sqrt{C_1 L_s}}$$

Nel caso in cui il banco 2 sia già stato precedentemente alimentato abbiamo un'inserzione back-to-back, dove la carica del secondo banco è fornita dal primo e quindi la corrente di inrush è limitata solo da L_1 e L_2:

$$i = U_r \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1 C_2}{(C_1 + C_2)} \cdot \frac{1}{(L_1 + L_2)}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{\frac{C_1 C_2}{(C_1 + C_2)} (L_1 + L_2)}}$$

Se i condensatori sono uguali e quindi $L=L_1=L_2$ e $C=C_1=C_2$, le formule si semplificano e diventano:

$$i = U_r \sqrt{\frac{C}{6L}} \quad \text{e} \quad f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

Nel caso di n condensatori già connessi possiamo dire che:

$$L'' = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \cdots \frac{1}{L_n}} \quad \text{e} \quad C'' = C_1 + C_2 + \cdots C_n$$

In particolare, se i condensatori sono tutti uguali otteniamo $L''= L/n$ e $C''=nC$, quindi sostituendo nelle formule precedenti L_1 con L'' e C_1 con C'' otteniamo:

$$i = U_r \frac{n}{n+1} \sqrt{\frac{2C}{3L}} \quad \text{e} \quad f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

Se scriviamo L_s in funzione della frequenza di rete f_s, della tensione U_r e della corrente di corto circuito I_{sc}, otteniamo:

$$L_s = \frac{U_r}{2\pi f_s \cdot I_{sc}}$$

Ed infine sostituiamo la capacità C_1 con la relativa corrente capacitiva I_1 utilizzando la formula seguente:

$$I_1 = 2\pi f_s \cdot C_1 \cdot U_r$$

Le formule per l'inserzione di un singolo banco di condensatori diventano:

$$\hat{i}_i = \sqrt{2}\sqrt{I_{sc} I_1} \qquad \text{e} \qquad f_i = f_s \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}}$$

E le formule per l'inserzione di un banco di condensatori in back-to-back:

$$i_i = \sqrt{\frac{10^3 U_r I_1 I_2}{\pi f_s \sqrt{3} \times 10^{-6} L_{eq} (I_1 + I_2)}} =$$

$$= 13\,556 \sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq} (I_1 + I_2)}} \approx 13\,500 \sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq} (I_1 + I_2)}}$$

$$f_i = \frac{1}{2\pi} \times 10^{-3} \sqrt{\frac{2\pi f_s 10^3 U_r (I_1 + I_2)}{\sqrt{3} \times 10^{-6} L_{eq} I_1 I_2}} \approx 9{,}5 \sqrt{\frac{f_s U_r (I_1 + I_2)}{L_{eq} I_1 I_2}}$$

con $L_{eq} = L_1 + L_2$ espressa in µH, U_r in kV , f_s in Hz e le correnti in A.

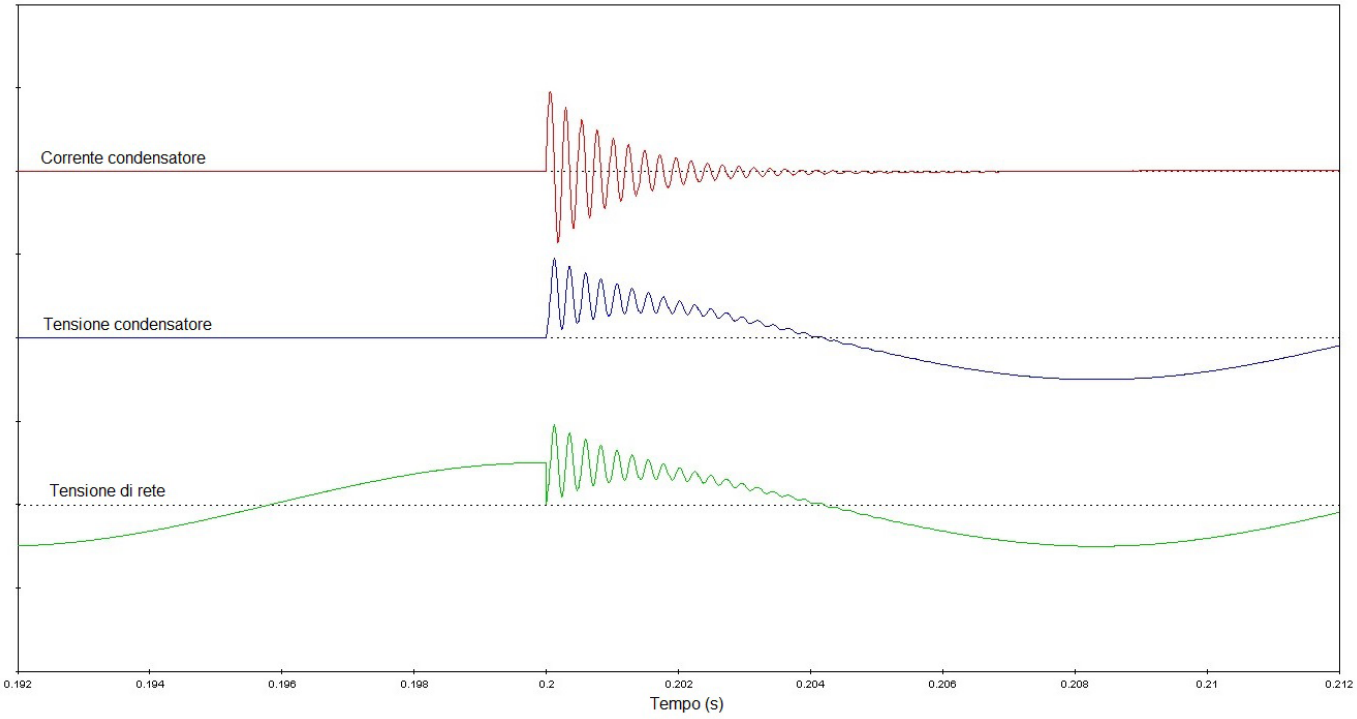
Riassumendo le formule semplificate in tab. 3 abbiamo:

Condizione	Grandezza	Formula
Alimentazione di un banco di condensatori	i_i (A)	$1{,}41\sqrt{I_{sc} \times I_1}$
	f_i (Hz)	$f_s\sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}}$
Alimentazione di un banco di condensatori più un altro derivato dalle stesse sbarre	i_i (A)	$13\,500\sqrt{\frac{U_r I_1 I_2}{f_s L_{eq}(I_1 + I_2)}}$
	f_i (kHz)	$9{,}5\sqrt{\frac{f_s U_r (I_1 + I_2)}{L_{eq}(I_1 \times I_2)}}$
Alimentazione di un banco di condensatori più un altro identico derivato dalle stesse sbarre	i_i (A)	$9545\sqrt{\frac{U_r I_1}{f_s L_{eq}}}$
	f_i (kHz)	$13{,}5\sqrt{\frac{f_s U_r}{L_{eq} I_1}}$

—
Tab. 3

Di seguito, in fig. 4.9, troviamo un esempio di oscillogramma che visualizza le sovratensioni e le sovracorrenti generatesi all'inserzione di un banco di condensatori

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie



—
Fig. 4.9

Valori tipici per la sovracorrente per l'inserzione di condensatori in back-to-back sono di parecchi kA con frequenze che vanno da 2 a 5 kHz. Da considerare che i banchi di condensatori sopportano normalmente correnti al massimo fino a 100 volte la loro corrente nominale.
In ogni caso, quando più di due banchi di condensatori sono installati sulla stessa sbarra è opportuno effettuare un calcolo più preciso dei parametri della corrente di spunto (inrush) utilizzando strumenti software opportuni (EMTP).

—
Fig. 4.10

4.2.2 Inserzione di trasformatori a vuoto: corrente di spunto (inrush)

Quando un trasformatore viene disalimentato, nel suo nucleo rimane un flusso magnetico residuo che dipende dalle proprietà del materiale magnetico di cui è costituito. Il flusso residuo può arrivare fino all'80% del flusso magnetico del normale funzionamento a carico. Quando il trasformatore viene nuovamente alimentato si genera una sovracorrente transitoria il cui valore dipende dall'istante in cui la tensione è applicata e dal valore e dalla direzione del flusso magnetico residuo. In alcuni casi, il flusso transitorio può raggiungere e superare il limite di saturazione del materiale ferromagnetico del nucleo prima che la tensione applicata cambi segno.
L'ampiezza della corrente transitoria magnetizzante può allora raggiungere valori anche molto elevati fino ad un massimo che può essere maggiore della corrente nominale e avvicinarsi addirittura alla corrente di corto circuito del trasformatore.

Nelle figg. 4.11, 4.12 e 4.13 sono illustrati tre casi:

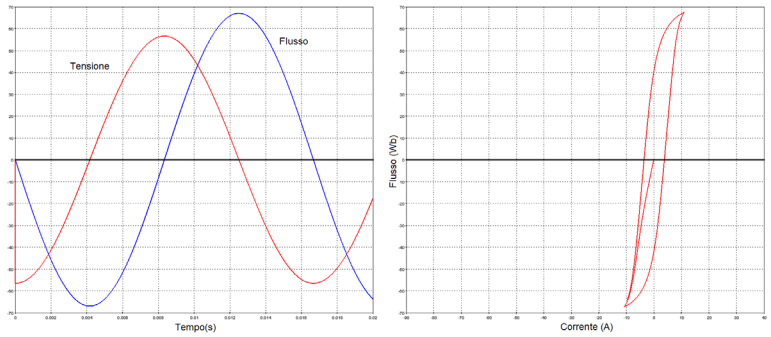


Fig. 4.11: caso migliore, nessun transitorio

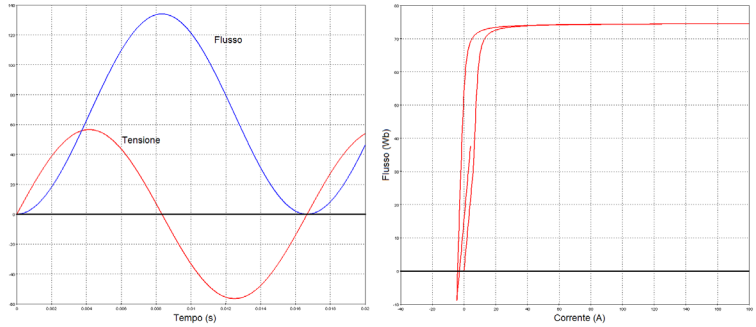


Fig. 4.12: massima sovrapposizione

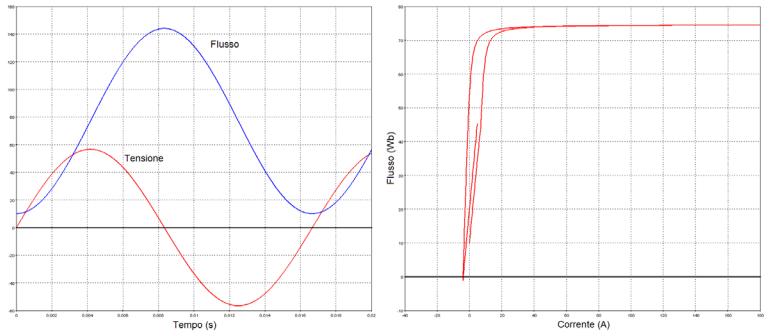


Fig. 4.13: caso peggiore, massima sovrapposizione con valore negativo

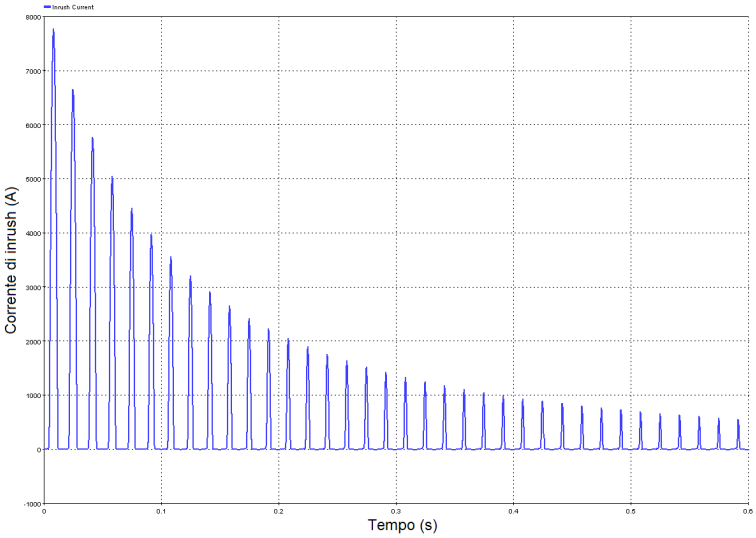


Fig. 4.14

È evidente come il fenomeno sia assolutamente casuale e si verifichi saltuariamente in relazione alla frequenza con cui il trasformatore è alimentato a vuoto. Le correnti di inrush hanno sempre una sola polarità e contengono quindi una componente continua che decade normalmente in meno di qualche secondo. La costante di tempo τ_{rush} dipende comunque dal tipo di trasformatore ed è maggiore per trasformatori con nucleo a basse perdite e di grande potenza. Nella fig. 4.14 vediamo un esempio di corrente di inrush.

Il valore di picco decade in modo esponenziale con la formula:

$$\hat{i}_{rush}(t) = \hat{I}_{rush} e^{-\frac{t}{\tau_{rush}}}$$

Dove: $\hat{i}_{rush}(t)$ è il valore di picco in funzione del tempo, $\hat{I}_{rush}$ è il massimo picco ovvero il primo, τ_{rush} è la costante di tempo. Il valore della corrente di inrush è in genere espresso in multipli della corrente nominale del trasformatore:

$$n_{rush} = \frac{\hat{I}_{rush}}{I_n}$$

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

4.2.3 Inserzione di motori

I motori di media tensione presentano un'ampia varietà di caratteristiche elettriche e tecnologiche. Le famiglie principali si caratterizzano per il tipo di indotto o rotore:

- motori asincroni a gabbia di scoiattolo, a singola o a doppia gabbia
- motori asincroni a rotore avvolto con collettore ad anelli
- motori sincroni

Ciascuna tipologia di motori ha diverse caratteristiche di corrente e coppia in funzione del numero di giri.
Dal punto di vista elettrico troviamo motori alimentati da 380 V fino a 13,8 kV, con potenze da 140 a 23.000 kW e frequenze di 50 e 60 Hz.
Il motore asincrono (fig. 4.16) è il motore elettrico più semplice, economico, robusto ed affidabile che la tecnica conosca. È conseguentemente il dispositivo più diffuso nell'utilizzazione dell'energia elettrica come 'forza motrice'.

La differenza tra singola e doppia gabbia è in termini di diversa caratteristica coppia/velocità dove il motore a singola gabbia ha una coppia iniziale e una corrente di avviamento un po' più basse mentre il motore a doppia gabbia ha una coppia ed una corrente di avviamento iniziale leggermente più alte.

I motori asincroni a rotore avvolto con collettore ad anelli presentano il vantaggio di poter collegare all'esterno gli avvolgimenti del rotore e, quindi, di poter modificare la loro resistenza. Ciò consente di modificare la caratteristica coppia/velocità ottimizzando la coppia massima rispetto al carico e riducendo il problema delle alte correnti di avviamento iniziale. Queste macchine sono tuttavia più complesse delle precedenti.
Infine parliamo dei motori sincroni. Questi motori sono caratterizzati dal fatto di avere una velocità fissa di rotazione detta velocità di sincronismo. Il rotore è di tipo avvolto ed è alimentato in corrente continua; regolando la corrente di eccitazione il motore può variare il fattore di potenza e in particolare fornire potenza reattiva quando sono sovra eccitati. Questa caratteristica fa sì che siano utilizzati anche per il rifasamento di carichi induttivi in sostituzione dei banchi di condensatori. Tuttavia, data la velocità costante, sono utilizzabili solo con carichi molto regolari.

Fig. 4.15: esempi di motori di MT

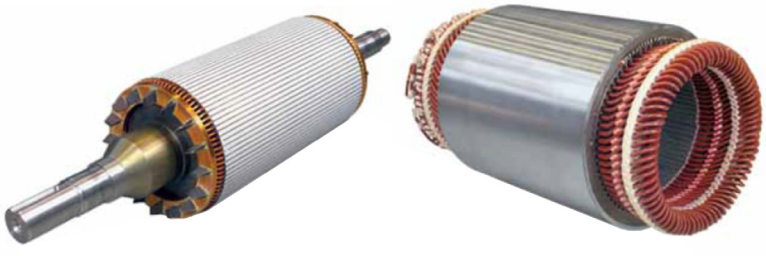


Fig. 4.16: rotore e statore di un motore asincrono

Consideriamo ora i principali metodi di avviamento per motori a gabbia di scoiattolo e sincroni.

Avviamento diretto: il motore semplicemente si avvia alla chiusura dell'interruttore S (fig. 4.17). Essendo l'azionamento semplicissimo, questo tipo di avviamento è molto economico e robusto.

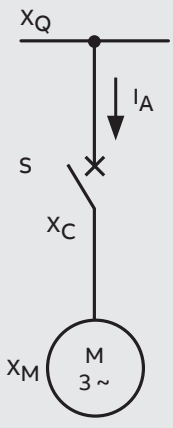


Fig. 4.17

Le correnti di spunto all'avviamento, tuttavia, sono piuttosto elevate e vanno da 3,5 a 7 volte la corrente nominale in funzione della potenza e della velocità nominale. La corrente di avviamento vale:

$$\frac{I_{A1}}{I_N} = \frac{I_A}{I_N} \cdot \frac{X_N}{X_M + X_C + X_Q}$$

dove I_A/I_N è la corrente di avviamento data dal costruttore come multiplo della corrente nominale, X_M è la reattanza del motore, X_C la reattanza del cavo e X_Q la reattanza della rete. Da notare che durante il transitorio le componenti resistive sono trascurabili rispetto al valore delle reattanze per cui la corrente di avviamento può essere con buona calcolata approssimazione dalle sole reattanze. La coppia di avviamento reale T_{s1} risulta ridotta rispetto alla coppia di avviamento nominale T_s a causa della caduta di tensione causata dalle reattanze a monte, quindi:

$$\frac{T_{s1}}{T_n} = \frac{T_s}{T_n} \cdot \left(\frac{X_M}{X_M + X_C + X_Q} \right)^2$$

Tipicamente, anche per motori di grossa potenza, il fattore di potenza non supera lo 0.25; questo porta ad un assorbimento di potenza, e quindi di corrente, reattiva durante la fase di avviamento che provoca una caduta di tensione sulle induttanze a monte con un conseguente impatto sulla coppia del motore (ricordiamo che la coppia è proporzionle al quadrato della tensione). Per ovviare a tale problema durante l'avviamento diretto, una possibile soluzione potrebbe essere quella di installare un banco di condensatori durante la fase di avviamento. Quest'ultimo verrà successivamente disinserito quando la corrente comincia a diminuire, in modo da aumentare il cos fi del "carico" e, conseguentemente, abbattere le cadute di tensione.

I metodi di avviamento successivi sono chiamati **avviamenti a tensione ridotta** ovvero quando, avendo correnti di avviamento elevate, si mira essenzialmente a limitare la corrente di spunto riducendo la tensione di alimentazione. Va detto che in questo modo si riduce anche la coppia di spunto che è proporzionale al quadrato della tensione applicata al motore come si vede ad esempio nella fig. 4.18; questo metodo, quindi, può essere usato solo quando la coppia resistente all'avviamento è piccola, oppure quando il motore possiede una coppia di spunto tanto elevata per cui la riduzione di tensione non pregiudica l'avviamento.

Avviamento con una reattanza: anche questo metodo è molto semplice (fig. 4.19). La corrente di avviamento si riduce in relazione all'aumentare della reattanza aggiuntiva X_A. Il motore si avvia alla chiusura di S1 con in serie la reattanza X_A. Successivamente, ad avviamento avvenuto, si cortocircuita la reattanza X_A chiudendo l'interruttore S_2 ed evitando così dissipazione e caduta di tensione aggiuntiva. Per contro, poiché

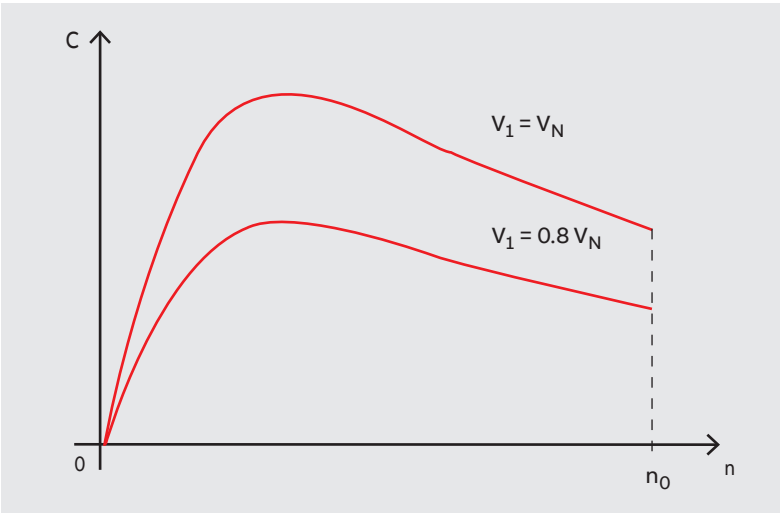


Fig. 4.18

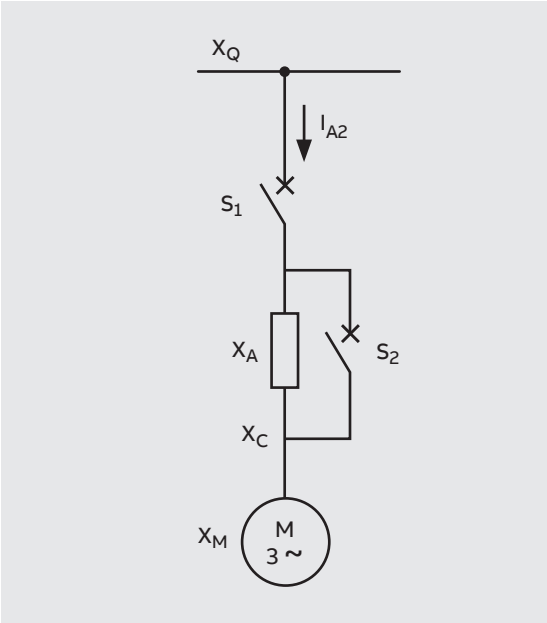


Fig. 4.19

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

si riduce anche la coppia iniziale, il valore della reattanza deve essere un compromesso tra la diminuzione della corrente e la coppia richiesta dal carico. La corrente di avviamento vale:

$$\frac{I_{A2}}{I_N} = \frac{I_A}{I_N} \cdot \frac{X_M}{X_M + X_C + X_Q}$$

E la coppia di avviamento reale:

$$\frac{T_{s2}}{T_n} = \frac{T_s}{T_n} \cdot \left(\frac{X_M}{X_M + X_C + X_A + X_Q} \right)^2$$

Avviamento con autotrasformatore:
Come illustrato in fig. 4.20, il motore si avvia alla chiusura dell'interruttore S_1 e con S_2 chiuso e S_3 aperto. In questo modo la corrente passa per l'autotrasformatore che può ridurre la tensione di alimentazione e, proporzionalmente, la coppia di avviamento. L'autotrasformatore consente quindi un ottimo bilanciamento tra la corrente e la coppia di avviamento al variare della presa collegata (a_1 … a_3). Poco prima del raggiungimento della velocità nominale viene aperto l'interruttore del centro stella S_2 in modo che il motore sia alimentato tramite la parte collegata dell'avvolgimento dell'autotrasformatore e può essere escluso successivamente chiudendo l'interruttore S_3 e alimentando quindi il motore alla piena tensione di rete.

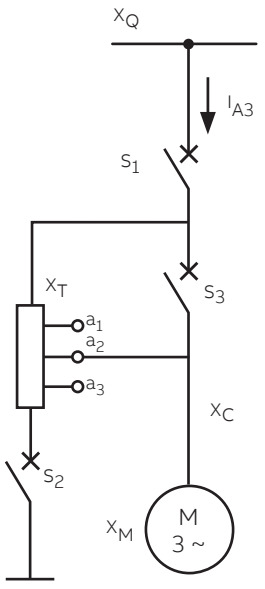


Fig. 4.20

Lo svantaggio di questo tipo di avviamento è il costo e la complessità dell'apparecchiatura aggiuntiva. La corrente di avviamento si calcola nel modo seguente (fig. 4.21):

$$\frac{I_{A3}}{I_N} = \frac{I_\mu}{I_N} + \frac{I_A}{I_N} \cdot \alpha^2 \cdot \frac{X_M}{X_M + X_C + X_Q}$$

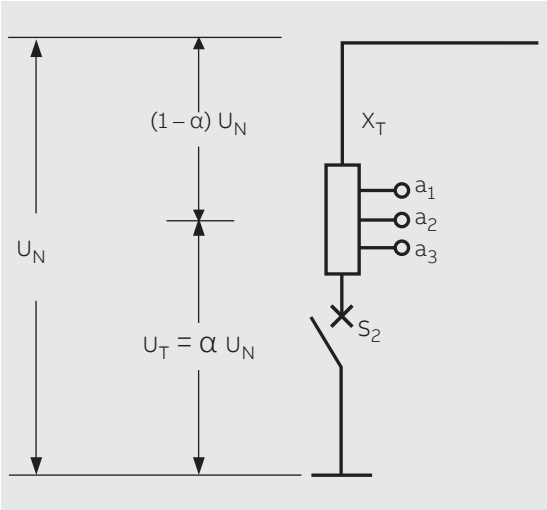


Fig. 4.21

dove I_{A3} è la corrente d'avviamento reale, I_μ è la corrente a vuoto del trasformatore, α è il rapporto tra la tensione ridotta e la tensione nominale U_T/U_N.
La coppia di avviamento reale, ovviamente, sarà:

$$\frac{T_{s3}}{T_n} = \frac{T_s}{T_n} \cdot \alpha^2 \cdot \left(\frac{X_M}{X_M + X_C + X_Q} \right)^2$$

Altri tipi di avviamento quali avviamento stella-triangolo e tramite resistenza sono comuni in bassa tensione ma poco utilizzati in media tensione.
In media tensione sono invece interessanti i sistemi di avviamento rotorici relativi ai motori asincroni a rotore avvolto con collettore ad anelli. Questi sistemi risolvono teoricamente tutti i problemi che insorgono durante l'avviamento dei motori in quanto riducono la corrente di spunto, adattano la coppia al carico e consentono avviamenti progressivi.

Avviamento reostatico a n gradini:
si ottiene inserendo, mediante un sistema di anelli e spazzole, delle resistenze addizionali in serie agli avvolgimenti rotorici. L'inserimento di una resistenza rotorica addizionale all'atto dell'avviamento e con tensione di alimentazione costante, comporta da un lato l'aumento dell'impedenza rotorica con una conseguente diminuzione della corrente assorbita dal motore all'avviamento; dall'altro l'aumento della resistenza comporta una diminuzione dello sfasamento delle correnti rotoriche con conseguente aumento del valore della coppia di avviamento.
Le resistenze addizionali vengono calcolate di norma in modo da ridurre a circa 1/3 l'assorbimento di corrente all'avviamento e assicurare una coppia di spunto dell'ordine del 60÷90% della coppia nominale. Questo metodo presenta l'inconveniente di un numero limitato di avviamenti consecutivi a causa della dissipazione di potenza per effetto Joule sul reostato rotorico.
Nel circuito illustrato nella fig. 4.22, il motore viene avviato chiudendo l'interruttore S_1 con tutti i contattori C_n aperti e quindi con tutte le resistenze inserite.

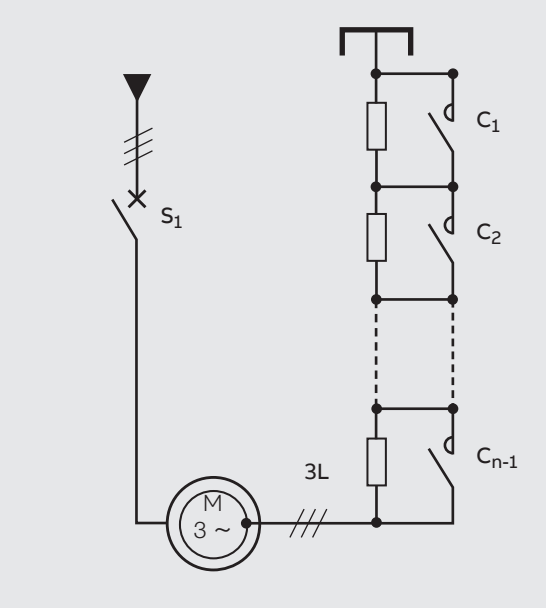


Fig. 4.22

Successivamente le resistenze vengono disinserite progressivamente cortocircuitandole con la chiusura del corrispondente contattore a partire da C_1 e fino alla completa esclusione.
Questo avviamento tuttavia non è lineare, come si vede dall'esempio del grafico di fig. 4.23 della

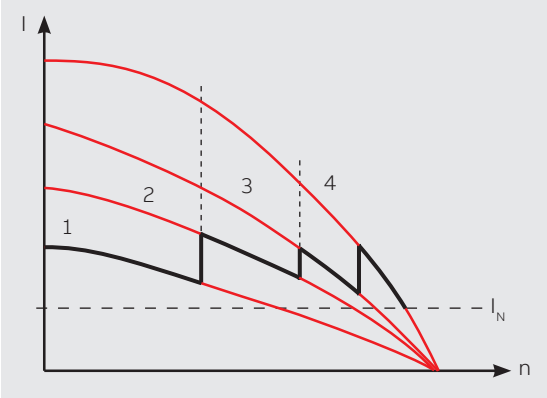


Fig. 4.23

corrente per n=4, per cui volendo adattare la coppia del motore alla coppia resistente del carico bisogna ricorrere ad altri tipi di avviamento.
Un metodo moderno per realizzare l'avviamento è quello di utilizzare avviatori statici elettronici. L'utilizzo di questi dispositivi permette di ridurre la corrente di avviamento, determinare la coppia ottimale in funzione del carico e impostare il tempo di avviamento; ciò rende possibile un'alimentazione del motore molto graduale al fine di ottenere un avviamento lineare, evitando sollecitazioni elettriche o alle parti meccaniche.

Avviamento con soft starter
Si tratta di un avviamento a tensione ridotta, realizzato con dei componenti elettronici in grado di parzializzare la tensione di alimentazione riducendone di fatto il valore efficace (fig. 4.24). Questo sistema consente di programmare una rampa di salita della tensione di alimentazione e quindi controllare la corrente di avviamento ma ha lo svantaggio di tutti i sistemi di avviamento a tensione ridotta dato che si riduce anche la coppia all'avviamento. Inoltre il contenuto armonico generato è considerevole.

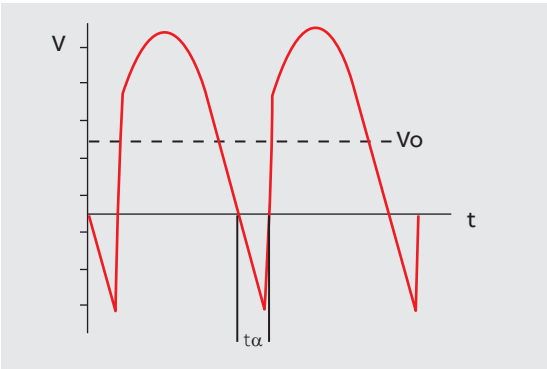


Fig. 4.24

4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

Avviamento con raddrizzatore/invertitore
Questi sistemi sono in grado di alimentare il motore con una tensione di ampiezza e frequenza variabile.
Dato che i motori asincroni hanno una coppia proporzionale al quadrato della tensione di alimentazione (a velocità costante, fig. 4.25) e inversamente proporzionale alla frequenza di alimentazione (a tensione costante, fig. 4.26) si può affermare che questi sistemi consentono la massima flessibilità nella gestione del motore.

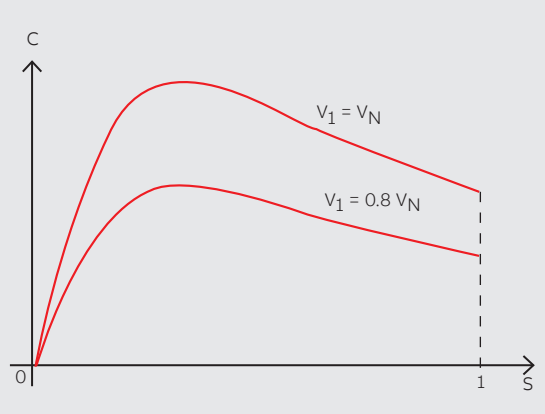


Fig. 4.25

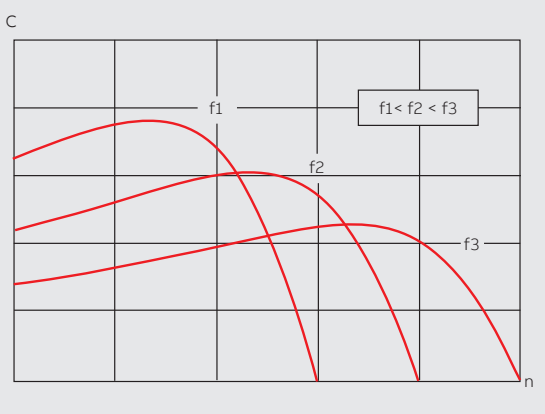


Fig. 4.26

In generale questi avviatori sono costituiti da un modulo raddrizzatore ed un modulo invertitore (fig. 4.27).

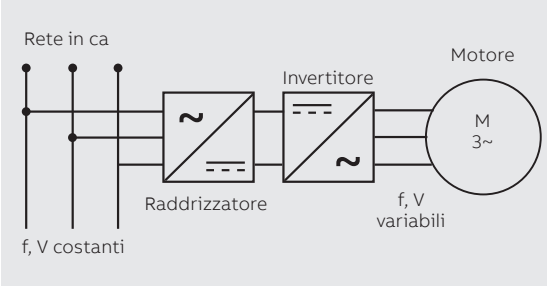


Fig. 4.27

In particolare, per ritrasformare la corrente continua in alternata si adottano due diverse metodologie.
La prima si basa sulla regolazione diretta della tensione (chiamata tecnicamente conversione a tensione impressa). La regolazione permette di ottenere in uscita una tensione a onda quadra che è possibile comunque regolare in ampiezza e frequenza (fig. 4.28).

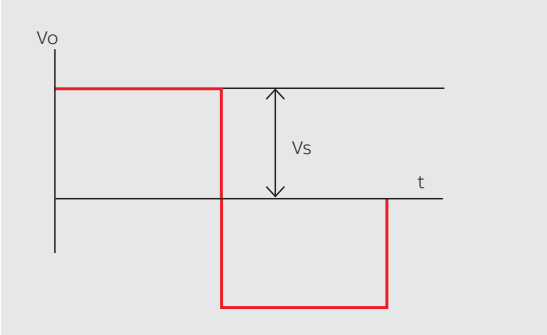


Fig. 4.28

La tecnica di modulazione più utilizzata è detta PWM (Pulse Width Modulation), che funziona in base al principio di sintetizzazione di un'onda sinusoidale per mezzo della modulazione a durata di impulsi (fig. 4.29).

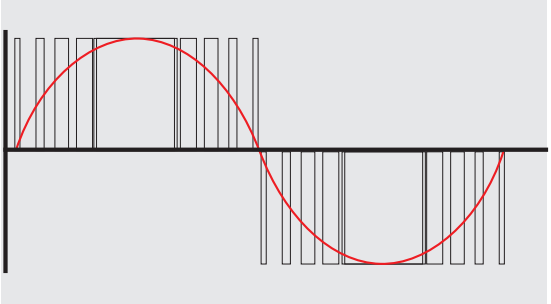


Fig. 4.29

Un terzo tipo, infine, vede il raddrizzatore funzionare come un generatore di corrente continua e quindi l'invertitore funziona a corrente impressa (CSI o Current Source Inverter).

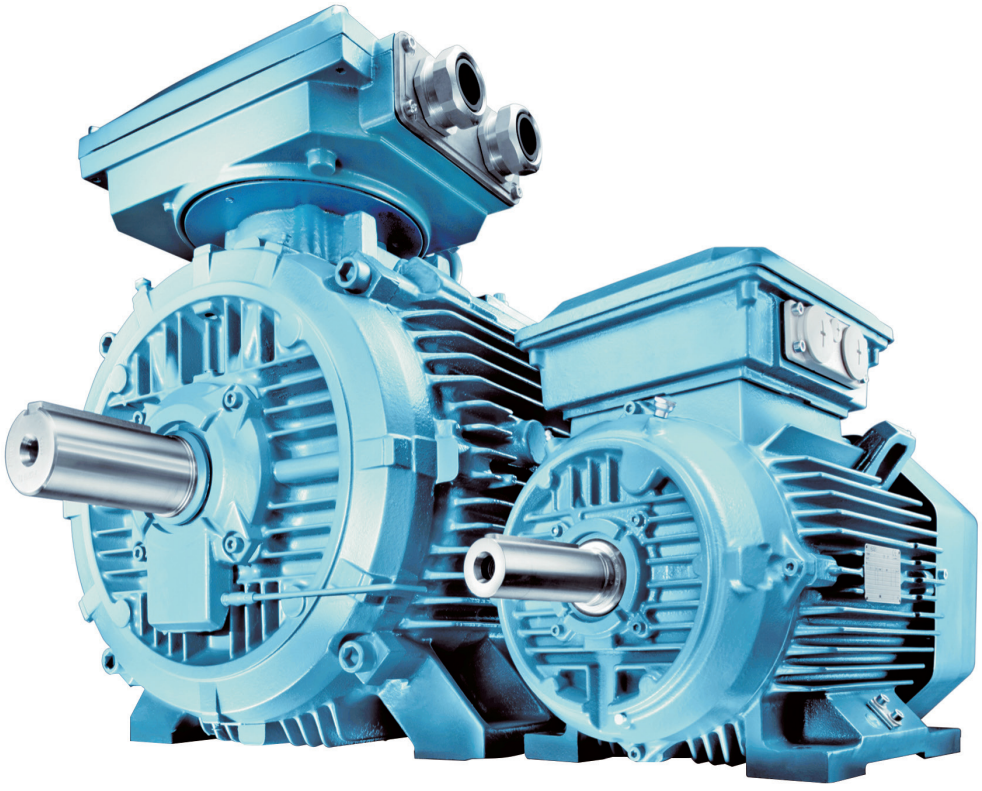
A fronte della grande flessibilità vi sono degli gli aspetti negativi. Innanzi tutto la modalità di commutazione nel convertitore genera armoniche di tensione non presenti nell'alimentazione. Queste armoniche sono presenti sia come armoniche di corrente nel motore sia come armoniche di tensione nell'alimentazione.
Inoltre, alcune modalità comportano uno sfasamento della componente fondamentale della tensione d'uscita, e conseguentemente della corrente del carico influenzando il fattore di potenza.

Altri tipi di avviatori elettronici
Esistono altri tipi di tecnologie per l'avviamento e il controllo della velocità del motore quali ad esempio il ciclo-convertitore e la cascata sub sincrona. L'impiego di questi variatori è proprio di settori e applicazioni particolari e non è trattata in questa guida.

In tab. 4 si ricapitola quanto trattato nei paragrafi precedenti in termini di correnti di avviamento dei motori:

Tipo di avviamento	**Diretto**	**A reattanza**	**Auto-trasformatore**	**Reostatico a gradini**	**Soft starter**	**Raddrizzatore/ invertitore**
Formula	$I_{A1}/I_N = I_A/I_N \cdot X_M/(X_M+X_C+X_Q)$	$I_{A2}/I_N = I_A/I_N \cdot X_M/(X_M+X_C+X_A+X_Q)$	$I_{A3}/I_N = I_\mu/I_N + I_A/I_N \cdot \alpha^2 \cdot X_M/(X_M+X_C+X_Q)$			
Corrente di avviamento tipica	Da 3,5 a 7 I_N	Da 3,5 a 7 $I_N \cdot$ (Va/Vn)	Da 3,5 a 7 $I_N \cdot \alpha^2$	Tipicamente da 3,5 a 7 $I_N \cdot$ (1/3)	Da 3,5 a 7 $I_N \cdot$ (Va/Vn)	Da 1 a 1,5 I_N

Tab. 4



4. La manovra delle correnti di guasto e sovracorrenti transitorie

Valutazione del tempo di avviamento
Il tempo di avviamento di un motore è fondamentalmente legato alla sua coppia motrice T_M, alla modalità di avviamento ed al tipo di carico connesso che presenta una determinata coppia resistente T_L.
La coppia di avviamento T_{acc} necessaria potrà essere espressa come $T_{acc} = T_M - T_L$ e dovrà essere ben calibrata per evitare che sia troppo bassa così da rendere l'avviamento lungo e faticoso con pericolo di surriscaldamento del motore, o troppo alta per evitare sollecitazioni meccaniche troppo elevate sui giunti o alle macchine operatrici. Il tempo di avviamento è quindi parametro fondamentale per il corretto dimensionamento dell'avviamento del motore ma non è semplice da calcolare a priori. Di seguito vedremo come calcolare il tempo di avviamento in caso di avviamento diretto.
È possibile esprimere la coppia di accelerazione, differenza tra la coppia motrice e resistente, in funzione del momento d'inerzia del motore "J_M", del carico "J_L" e dell'accelerazione angolare, ottenendo la seguente espressione:

$$(T_M - T_L) = (J_M + J_L) \cdot \frac{d\omega}{dt}$$

e poiché $\omega = \frac{2\pi n}{60}$, ne consegue che $d\omega = \frac{2\pi dn}{60}$ e integrando per la variazione di velocità all'avviamento da 0 a n_0 otteniamo l'espressione seguente:

$$t_a = \int_0^{n_0} \frac{2\pi (J_M + J_L)}{60} \cdot \frac{dn}{(T_M - T_L)}$$

che esprime il tempo di avviamento del motore.

Poiché nel catalogo del costruttore di motori non si trova direttamente la coppia motrice T_M, è necessario introdurre, come semplificazione, la formula che esprime T_M in funzione di T_S o coppia allo spunto e T_{max} o coppia massima del motore:

$$T_M = 0{,}45 \cdot (T_S + T_{max})$$

La seconda ipotesi semplificativa è quella di categorizzare il tipo di carico, definendo per ogni categoria l'andamento della coppia del carico stesso e, quindi, moltiplicando T_L con un coefficiente K_L che ne corregge il valore. Nella tab. 5 diamo il valore di K_L per alcune categorie di carichi:

	Categoria del carico			
Coefficiente di carico	Montacarichi	Ventilatori	Pompe a pistoni	Volani
Andamento della coppia	Incremento costante	Incremento con legge quadratica	Incremento lineare	Coppia nulla
K_L	1	0,33	0,5	0

Tab. 5

quindi:

$$T_{acc} = (T_M - T_L) = 0{,}45\,(T_S + T_{max}) - K_L \cdot T_L$$

Sostituendo il termine precedente e integrando otteniamo infine:

$$t_a = \frac{2\pi\, n_0\, (J_M + J_L)}{60\, T_{acc}}$$

Noto il tempo di avviamento è possibile scegliere correttamente i dispositivi di manovra e protezione.

5. Le sovratensioni di manovra

5.1 Manovra di apertura

5.1.1 La Tensione transitoria di ritorno o Transient Recovery Voltage (TRV)

Consideriamo il seguente circuito equivalente di fig. 5.1, analogo a quello visto precedentemente con l'aggiunta delle capacità parassite della rete verso l'alimentazione:

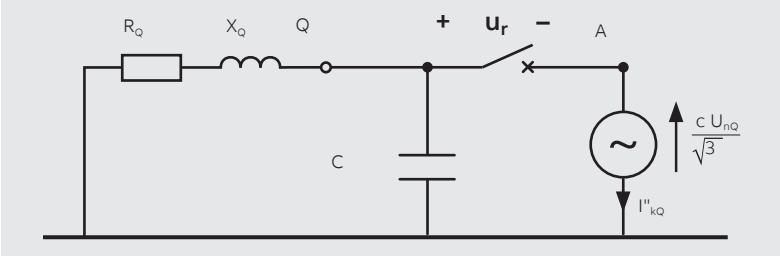


Fig. 5.1

La TRV dipende dalla configurazione e dalle caratteristiche della rete nonché dal tipo di interruttore installato. Quando l'interruttore apre, le due reti, lato alimentazione e lato carico, sono scollegate e ciascuna di esse libera la propria energia immagazzinata sviluppando una tensione che appare ai rispettivi terminali dell'interruttore e la cui somma viene chiamata tensione transitoria di ritorno o TRV. Dato che l'interruttore può interrompere la corrente solo al passaggio per lo zero, la tensione nel circuito quasi puramente induttivo sarà, in quel momento, al suo massimo. Fino ad allora la tensione tra i terminali del polo dell'interruttore è molto bassa, pari alla tensione d'arco (dai circa 100 V per l'interruttore in vuoto ai quasi 1000 V per quello in SF_6) ma successivamente cresce fino ad valore della tensione di alimentazione con un andamento che dipende dai valori di L e C della rete. I valori assunti dalla TRV in termini di valore di picco e di velocità di salita in aggiunta al valore della corrente di guasto sono i parametri che determinano la severità dell'interruzione per un interruttore.
Dipendendo dalla combinazione dei suddetti parametri, la TRV può assumere diverse forme e valori: può essere oscillatoria con singola frequenza o multifrequenza o avere un andamento esponenziale. L'esatto calcolo della TRV, quindi, è estremamente complesso e necessita di appositi software di simulazione chiamati Electro Magnetic Transients Program (EMTP) e di tecnici dotati di notevole esperienza.
In generale può essere preso in considerazione il solo guasto trifase franco in quanto i valori più elevati si verificano per questo tipo di guasto. La TRV più critica è comunque relativa al primo polo che apre.

Con riferimento alla figu. 5.2, vediamo che, nel caso del circuito equivalente di una rete trifase con centro stella a terra, data la simmetria del sistema, all'apertura del primo polo dell'interruttore il sistema diventa bifase e il punto di riferimento a terra si porta a metà tra U_c e U_b. Sul polo aperto, rispetto all'altro terminale la tensione U_{ra} vale quindi 1,5 U_a, ovvero 1,5 volte la tensione stellata di rete (fig. 5.3).

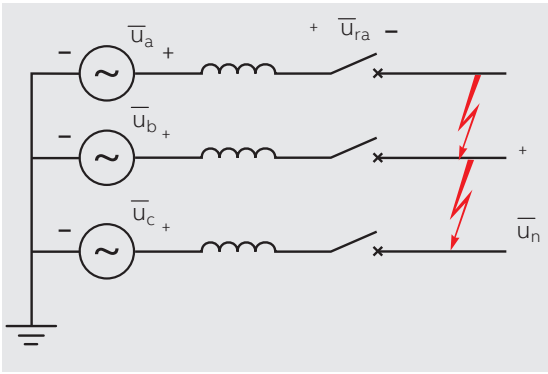


Fig. 5.2

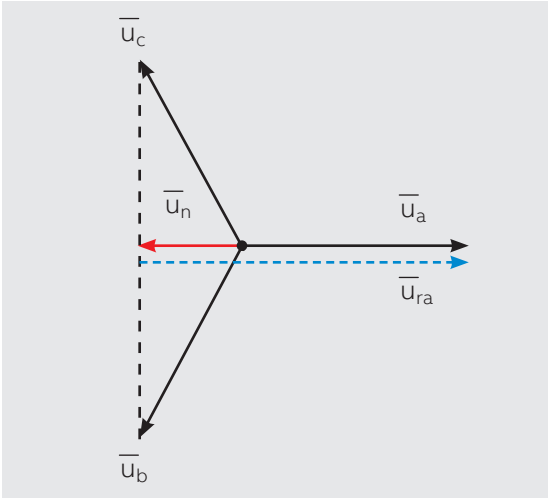


Fig. 5.3

Il rapporto tra la tensione di ritorno a frequenza di esercizio (detta power frequency recovery voltage) nel primo polo che apre e la tensione stellata del sistema viene chiamato k_{pp} Fattore di primo polo che apre (o First-pole-to-clear-factor), quindi: $K_{pp} = U_{ra}/U_a$.
È evidente che il fattore K_{pp} dipende dalle caratteristiche della rete. Per un sistema trifase con neutro francamente a terra abbiamo visto K_{pp} valere 1,5; questo è il valore più alto che può assumere ed è valido simmetricamente anche nel caso di rete con neutro isolato ma guasto trifase a terra che è la tipica configurazione delle reti di media tensione.

5. Le sovratensioni di manovra

La Norma IEC 62271-100 considera, basandosi sulle statistiche di guasto, come guasti più comuni quelli che coinvolgono la terra; quindi per tensioni inferiori a 100 kV il fattore k_{pp} adottato è sempre 1,5.
Per rappresentare la TRV, al fine di definire i test per il potere di interruzione di un apparecchio, la Norma adotta per la media tensione sotto i 100 kV un tracciato di riferimento
(fig. 5.4) caratterizzato da due parametri U_c e t_3 e da un ulteriore segmento definito dal tempo di ritardo t_d.

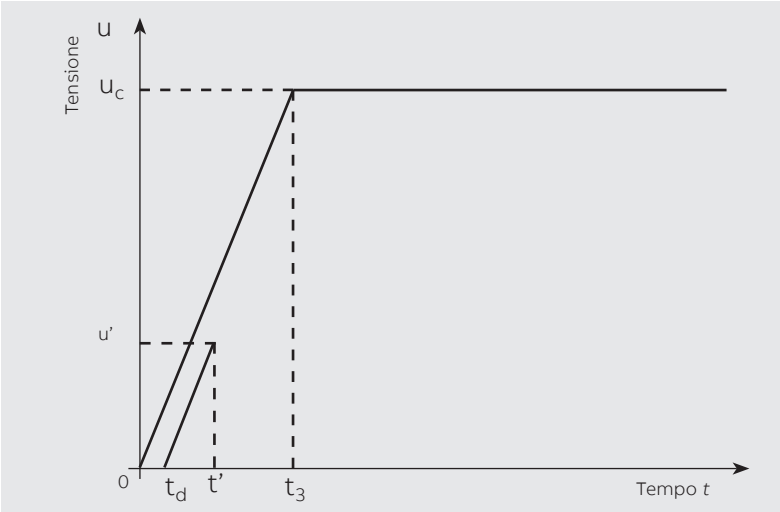


Fig. 5.4

Il valore di picco della TRV è definito come:
$U_c = k_{pp} \cdot k_{af}\ (2/3) \cdot U_r$ dove k_{af} dipende dal tipo di test e dal tipo di applicazione (linee in cavo o aeree, vedi fig. 5.5). Analogamente anche t_3 e t_d dipendono dal tipo di test e dal tipo di applicazione. Gli altri due parametri u' e t' si derivano rispettivamente da u_c e t_d, t_3.

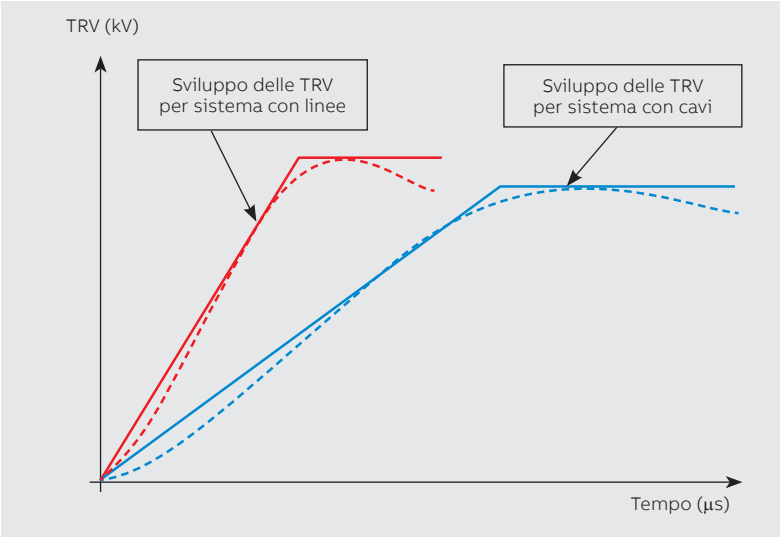


Fig. 5.5

5.1.2 La discordanza di fase

La discordanza di fase è un evento che può verificarsi, in media tensione, tipicamente nella situazione impiantistica illustrata nella fig. 5.6:

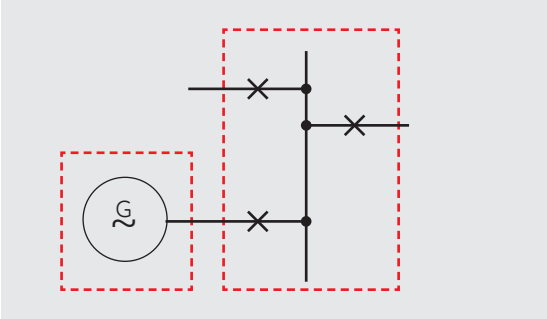


Fig. 5.6

Se il generatore è accidentalmente collegato alla rete elettrica con un angolo di fase non corretto, possiamo avere un guasto di discordanza di fase che deve essere eliminato dall'interruttore. Consideriamo il circuito equivalente (fig. 5.7) dove la sorgente U_1 sia un generatore e la sorgente U_2 sia la rete sulla quale si voglia effettuare il parallelo.

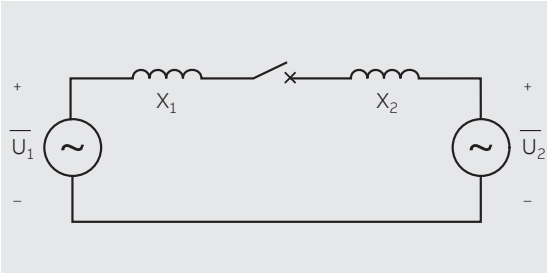


Fig. 5.7

Normalmente le tensioni dovrebbero essere circa uguali sia in ampiezza che in fase. Tuttavia in caso di inserzione sbagliata i due vettori possono differire anche di 180°. In questo caso la massima tensione di ritorno a frequenza industriale può arrivare a 2U nel caso di neutro francamente a terra e ad un massimo di 3U nel caso di neutro isolato. Tuttavia sia le IEC che le IEEE ritengono

che sia sufficiente utilizzate un fattore 2,5 per i sistemi a neutro isolato. Da considerare inoltre che il fenomeno ai terminali del generatore è sempre più critico per l'interruttore dato che l'impedenza di cavi e linee aeree provoca normalmente uno smorzamento delle sovratensioni. Un eventuale corto circuito in concomitanza con un tentativo di parallelo in controfase può, quindi, risultare molto gravoso per l'interruttore dato il valore raggiunto dalla TRV; fortunatamente la corrente di guasto è inferiore rispetto a quella di corto circuito trifase nella rete dato che le impedenze delle due sorgenti si sommano (X_1 + X_2 nella figura). La Norma specifica che per questo tipo di guasto l'interruttore sia provato al 25% le proprio potere di interruzione, considerando correnti più elevate come altamente improbabili.

5.1.3 Influenza delle capacità sulla TRV

L'interruzione di carichi fortemente induttivi, come ad esempio un induttore, un motore in stallo o durante la fase di avviamento, può dar luogo ad una TRV con un alto valore di RRRV (dv/dt). Per tale motivo può essere utile l'applicazione di surge capacitor che permettono di diminuire tale derivata, evitando inutili stress dovuti ai fenomeni transitori. In questo modo è possibile mettere al riparo il carico da eventuali fronti ripidi di tensione che potrebbero danneggiare gli avvolgimenti della macchina o del reattore sollecitandone le spire.
Si consideri, ad esempio, un motore asincrono da 1,2 MVA alla tensione di 11,5 kV; la relativa corrente di avviamento stimata è pari a 5 In. Supponiamo che in seguito ad un blocco del rotore durante il processo di lavorazione, l'interruttore sia chiamato ad aprire. La corrente che verrà interrotta è grossomodo pari a quella di c.to c.to (5 · In ≈ 301 A) così come il cosφ che, durante la fase di stallo, ipotizziamo essere pari a 0,13 (fig. 5.8).

In questo contesto, l'interruzione della corrente con un così basso valore di cos φ crea dei valori di TRV paragonabili a quelli dovuti all'interruzione di un reattore mentre il problema non si presenta per l'interruzione di motori a regime. Sarà, quindi, importante verificare che i valori di TRV dell'interruttore siano compatibili con quelli che si ottengono dalla simulazione. In caso contrario, una possibile soluzione potrebbe essere quella di aumentare il rating di tensione dell'interruttore oppure aggiungere un surge capacitor (fig. 5.9) per attenuare il valore di RRRV e contemporaneamente diminuire le sollecitazioni sulle spire della macchina.

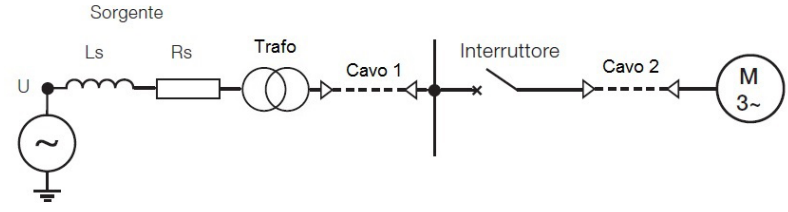


Fig. 5.8

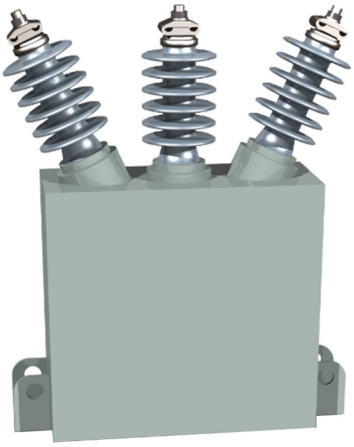


Fig. 5.9

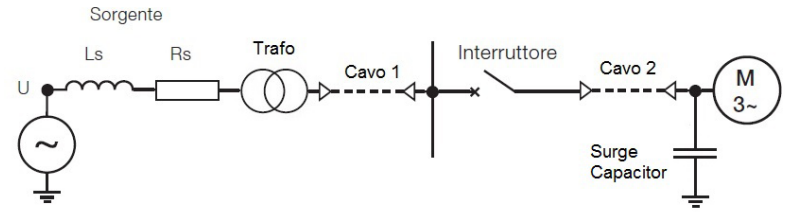


Fig. 5.10

L'applicazione di un surge capacitor ai terminali della macchina (fig. 5.10) se da un lato diminuisce il RRRV, dall'altro potrebbe innalzare il picco di tensione rischiando, qualora l'interruttore sia stato scelto senza una debita tolleranza, di avvicinarsi ai limiti di TRV per quello specifico valore di tensione e current duty.

5. Le sovratensioni di manovra

Nella figura 5.11, notiamo in colore verde la TRV ai capi del primo polo senza l'applicazione di un surge capacitor; dopo l'applicazione di una capacità di 50nF ai capi della macchina (linea rossa) notiamo un'attenuazione della RRRV ma un conseguente innalzamento del picco, variazioni che si accentuano nel caso di installazione di una capacità di 100nF (linea blu).

Per i motivi appena visti, le lunghezze dei cavi e le capacità parassite delle macchine possono assumere un ruolo fondamentale nel calcolo della TRV e, conseguentemente, nella scelta ottimale degli apparecchi elettrici e per la salvaguardia della macchina elettrica stessa.

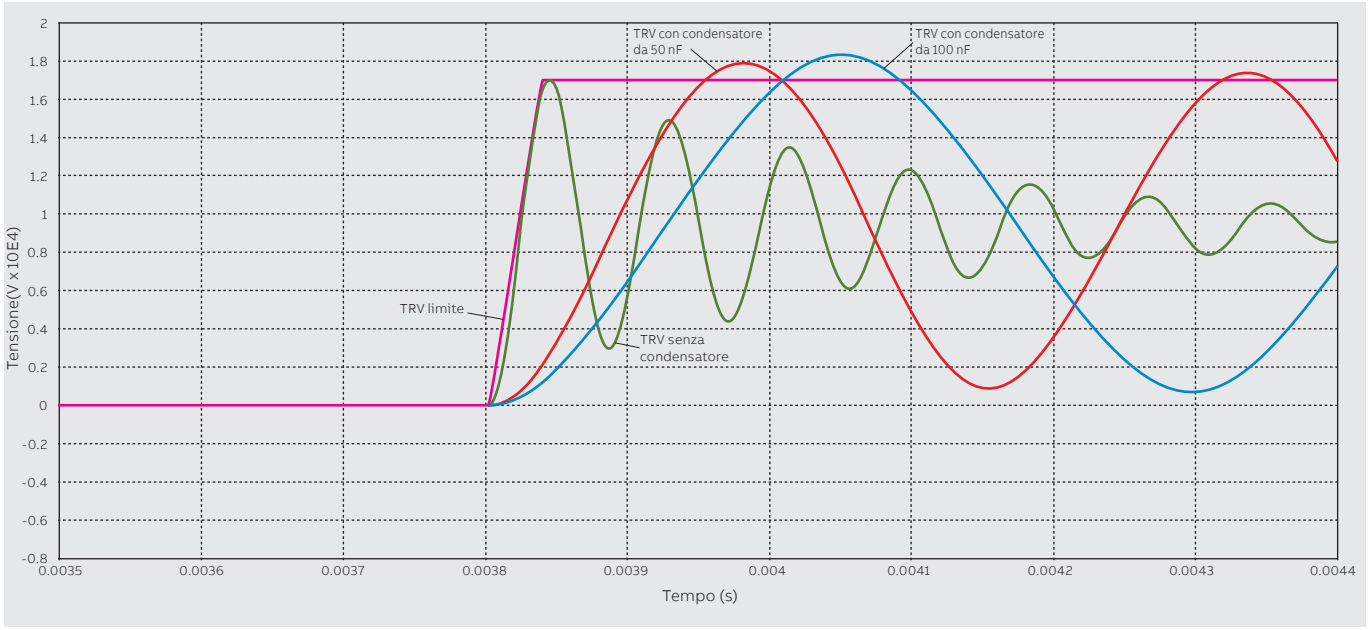
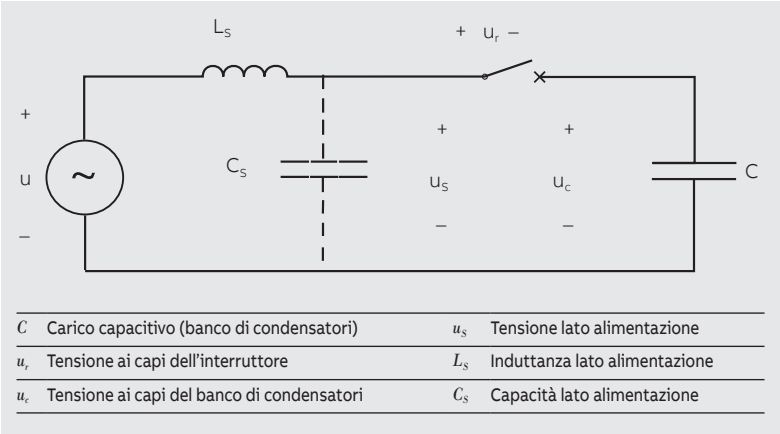


Fig. 5.11



C	Carico capacitivo (banco di condensatori)	u_s	Tensione lato alimentazione
u_r	Tensione ai capi dell'interruttore	L_s	Induttanza lato alimentazione
u_c	Tensione ai capi del banco di condensatori	C_s	Capacità lato alimentazione

Fig. 5.12

5.1.4 L'interruzione di carichi capacitivi

L'interruzione di carichi capacitivi, si incontra nei seguenti casi:

– Apertura di linee aeree a vuoto
– Apertura di cavi a vuoto
– Apertura di banchi di condensatori
– Apertura di filtri

Le correnti capacitive sono normalmente modeste; tuttavia il rischio è quello dei possibili riadescamenti che porta a sovratensioni indesiderate nell'impianto. Con riferimento alla fig. 5.12, ipotizzando un puro carico capacitivo, la corrente è sfasata di 90° rispetto alla tensione, quindi quando la corrente viene interrotta la tensione si trova al valore massimo.

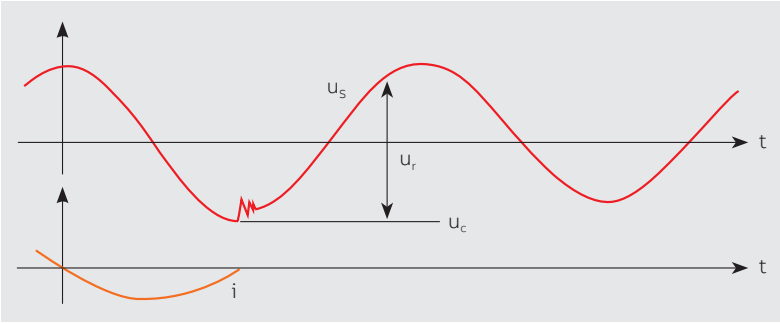


Fig. 5.13: Forma d'onda della tensione e della corrente all'interruzione della corrente capacitiva

Dopo l'interruzione (fig. 5.13), la tensione dell'alimentazione u_s rimane praticamente inalterata mentre sul lato carico il carico capacitivo, isolato dalla rete, tende a mantenere costante la tensione u_c, anche se in realtà la tensione decresce con la scarica della capacità; nel caso dei banchi di condensatori vi sono allo scopo delle resistenze di scarica per accelerare il fenomeno. Mezzo ciclo dopo l'interruzione, quindi, la TRV raggiunge un livello pari a due volte il valore di picco della tensione di alimentazione.

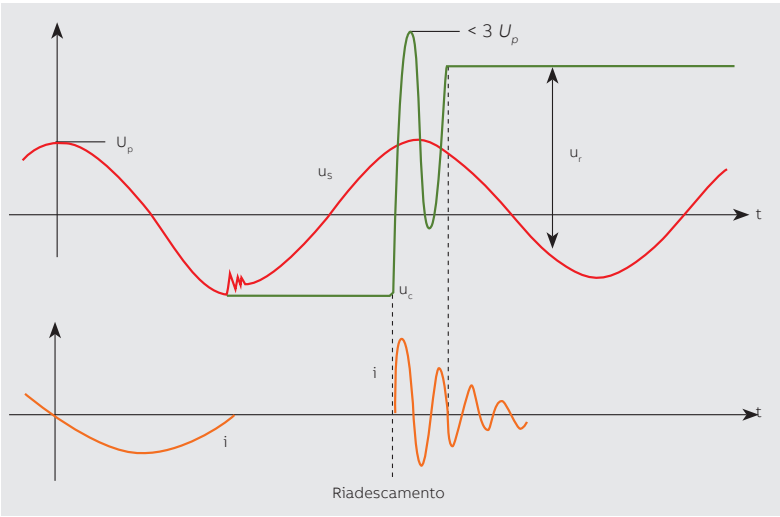


Fig. 5.14: Forma d'onda della tensione e della corrente in caso di riadescamento

Anche in questo caso l'interruttore, data la breve corsa dei contatti, potrebbe non riuscire a tenere la TRV e quindi potrebbero presentarsi dei riadescamenti (fig. 5.14).

5. Le sovratensioni di manovra

In questo caso la tensione sul carico può arrivare ad un valore teorico (cioè senza tener conto degli smorzamenti) pari a 3 p.u. con una frequenza che dipende dall'induttanza della sorgente L_s e dalla capacità del carico C (se C >> C_s). L'interruttore può interrompere la corrente in uno degli zeri di corrente con il risultato che il condensatore può arrivare ad una tensione più alta della precedente. Il fenomeno può ripetersi fino alla definitiva interruzione della corrente.
In un sistema trifase la TRV avrà una forma più complessa rispetto a quella vista per un circuito monofase. In particolare sarà più impegnativa nell'apertura del primo polo e in generale maggiore rispetto al caso in monofase. Nella fig. 5.15 vediamo il valore della TRV per l'apertura del primo polo in caso di apertura di un banco di condensatori con neutro isolato.

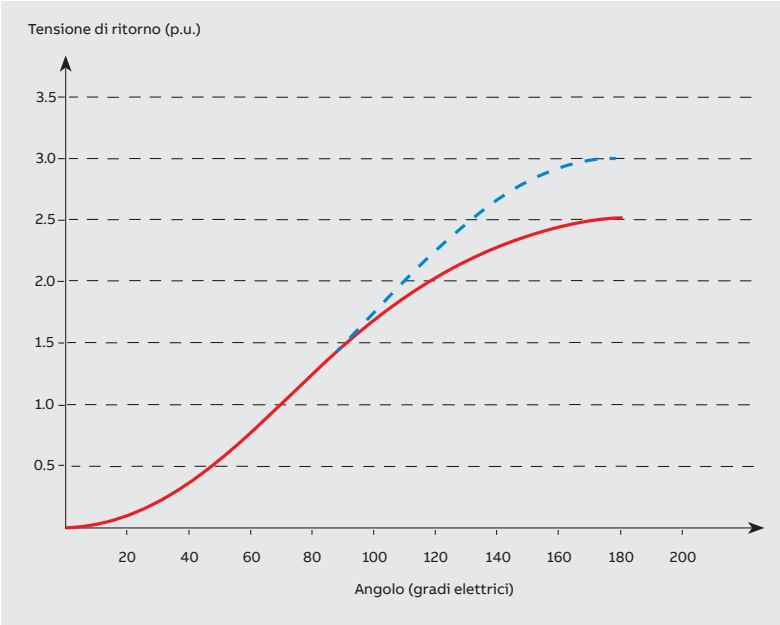


Fig. 5.15

La TRV inizialmente ha un andamento che porterebbe ad un picco di tre volte la tensione di alimentazione di rete (linea blu tratteggiata). Tuttavia, quando gli ultimi due poli interrompono, un quarto di ciclo dopo il primo (90°), si presenta una discontinuità nell'andamento per cui il picco finale si riduce a 2,5 volte la tensione di picco di alimentazione.

La Norma IEC 62271-100 definisce due classi in funzione del comportamento verso i riadescamenti:
- la classe C1 con bassa probabilità di riadescamenti durante l'interruzione di correnti capacitive;
- la classe C2 con probabilità bassissima di riadescamenti durante l'interruzione di correnti capacitive.

La norma, inoltre, indica le prove da effettuare sull'interruttore a seconda del tipo di carico capacitivo previsto, in particolare per la messa in tensione di linee aeree L, per la messa in tensione di cavi C e per banchi di condensatori B. Quindi avremo in totale sei cicli di prova: LC1, LC2, CC1, CC2, BC1 e BC2. È possibile comunque combinare i test in modo da coprire le tre tipologie di carico dichiarando un valore unico.
I test di tipo per la classe C2 sono condotti con un pre-condizionamento che consiste in determinate interruzioni di corrente di corto circuito e successivamente in un certo numero di interruzione di correnti capacitive. Per i test della classe C1 non sono richiesti pre-condizionamenti e il numero di interruzioni di correnti capacitive è inferiore a quello della classe C2.
Nel caso dei cavi a vuoto, la corrente di carica è funzione delle seguenti caratteristiche:
a) tensione del sistema
b) geometria del cavo
c) costante dielettrica dell'isolante
d) lunghezza del cavo

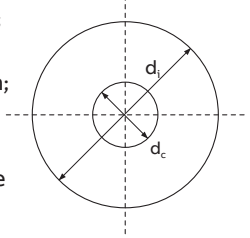
La reattanza capacitiva trasversale o di esercizio si può ottenere dal costruttore dei cavi o, nel caso sia nota la geometria del cavo, può essere calcolata. Per conduttori singoli o trifasi schermati tale reattanza capacitiva può essere calcolata nel modo seguente:

$$C_C = \frac{\varepsilon_r}{18 \cdot \ln \frac{d_i}{d_c}} \quad \mu F/km$$

e quindi:

$$X_C = \frac{1}{2\mu f_s C_c} \quad M\Omega/km \text{ per fase}$$

Dove:
f_s è la frequenza di rete, in Hz;
ε_r è la costante dielettrica dell'isolante del cavo in F/m;
d_i è il diametro interno dello schermo in mm;
d_c è il diametro del conduttore in mm.



Per cavi di MT isolati in HEPR da 12/20 kV la capacità C_c può variare da 0,19 µF/km per cavi da 25 mm² a 0,62 µF/km per cavi da 630 mm².
Utilizzando la reattanza capacitiva trasversale si può calcolare la corrente di carica del cavo e confrontarla con i valori dati dalla Norma IEC 62271-100. Nel caso il valore ottenuto superi il valore standard dato dalla Norma è necessario consultare il costruttore di interruttori.
Per quanto riguarda la tensione di ristabilimento, per i cavi con conduttori schermati (fig. 5.16 a) questa è simile a quella dei banchi di condensatori con neutro a terra. Per i cavi con cintura isolante (fig. 5.16 b) la tensione di ristabilimento è simile a quella delle linee aeree non compensate.

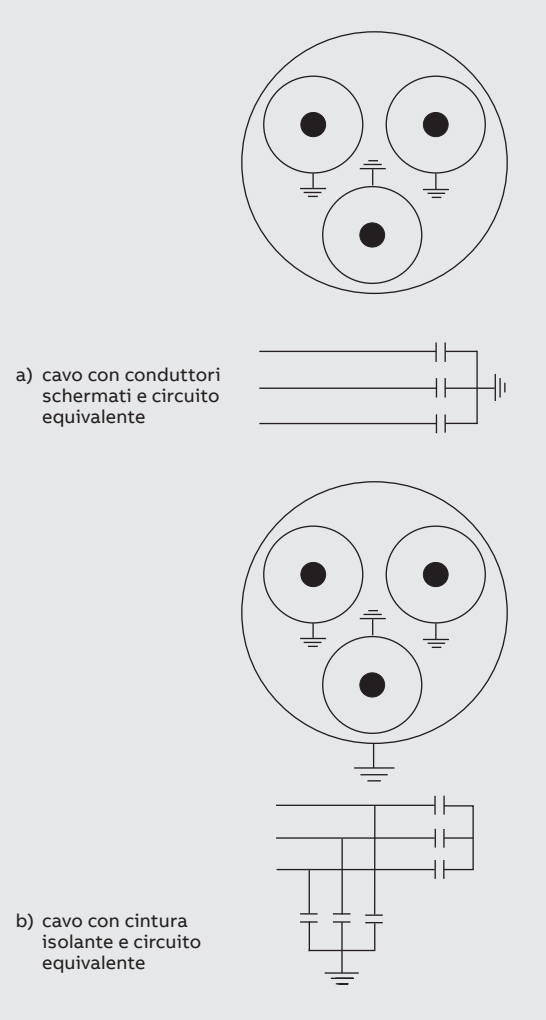


Fig. 5.16

5.1.5 L'interruzione su linee brevi

Il guasto su line brevi, in inglese Short-line faults (SLF), sono cortocircuiti che avvengono su line di aeree a distanze brevi dalla sottostazione da cui sono alimentate. Questo tipo di guasto è determinato non solo dall'impedenza della sorgente ma anche dall'impedenza della linea tra l'interruttore e il guasto. In questo caso la TRV è caratterizzata dal propagarsi dell'onda sulla linea elettrica.

Fig. 5.17: esempio di linea aerea di MT

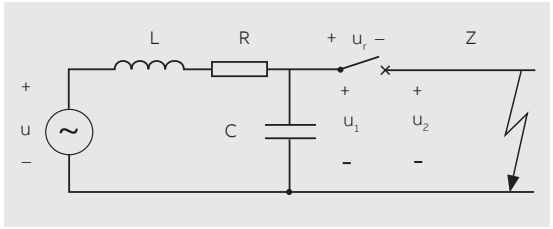


Fig. 5.18

Considerando il circuito semplificato di fig. 5.18, troviamo a valle dell'interruttore un'impedenza d'onda Z della linea tra l'interruttore ed il guasto. Dopo il guasto u_1 tenderà oscillando alla tensione di alimentazione mentre u_2 tenderà a zero con un'oscillazione smorzata associata all'onda di tensione che si trasmette sulla sezione di linea interessata dal guasto (fig. 5.19).

5. Le sovratensioni di manovra

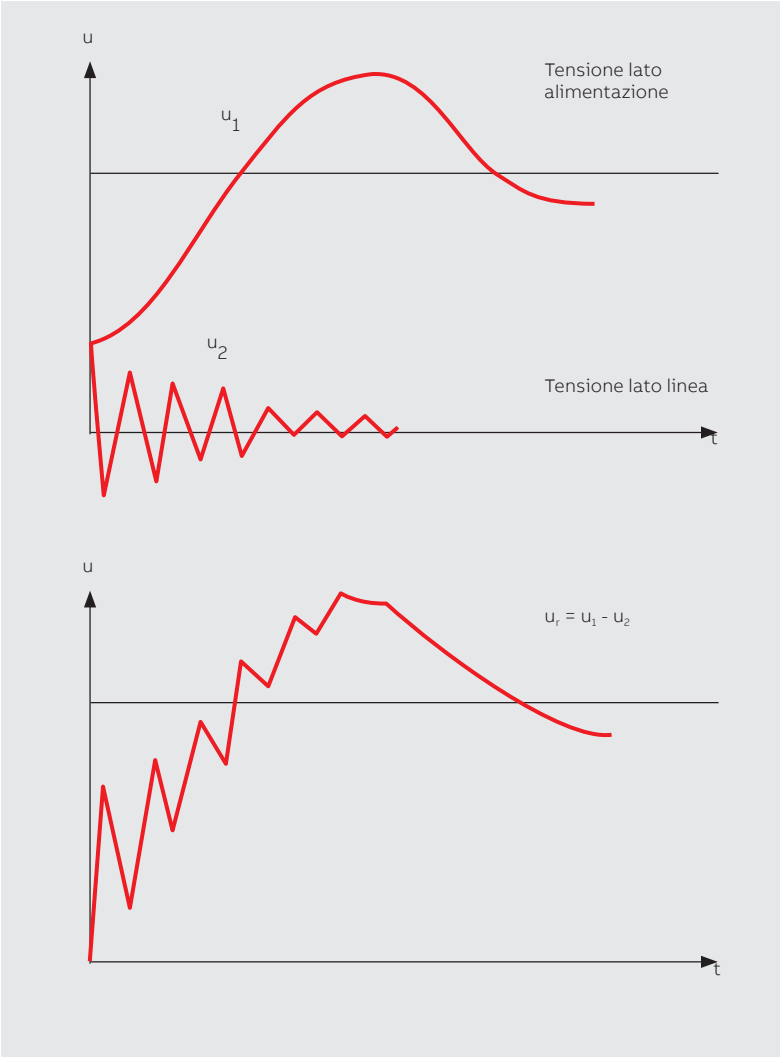


Fig. 5.19

La pendenza della tensione lato linea, che ha una forma a denti di sega, è proporzionale all'andamento della corrente immediatamente prima del passaggio per lo zero e all'impedenza d'onda equivalente Z:

$$\left(\frac{du_2}{dt}\right)_{t=0} = Z\left(\frac{di}{dt}\right)_{t=0}$$

Dove $di/dt = 2\pi f I_p$ con f frequenza di rete e I_p corrente di picco del guasto.
Questo tipo di guasto può risultare molto critico, tuttavia non è una normale condizione di esercizio per gli interruttori di MT per interno.
Conseguentemente, la Norma IEC 62271-100 prescrive test specifici solo per interruttori progettati per la connessione diretta a linee aeree e che abbiano tensione compresa tra 15 kV e 100 kV e potere d'interruzione superiore a 12,5 kA (Classe S2). Viceversa, gli interruttori di MT per interno sono classificati come S1 in quanto sono inseriti in quadri elettrici con collegamenti in cavo.

5.1.6 L'apertura di banchi di filtri

La notevole diffusione di carichi non lineari quali convertitori statici, impianti di saldatura, forni a induzione, ecc., ha aumentato considerevolmente il problema della gestione delle armoniche negli impianti elettrici.
In generale, in presenza dei suddetti carichi, la forma della tensione di alimentazione risulta distorta ovvero è come se alla tensione sinusoidale alla frequenza di rete si sovrapponessero una o più tensioni sinusoidali indesiderate a frequenze diverse. L'analisi di Fourier consente di scomporre qualunque forma d'onda periodica e non sinusoidale in componenti sinusoidali di frequenze diverse e in un'eventuale componente continua. La frequenza più bassa della serie è chiamata frequenza fondamentale mentre le altre possono essere multipli interi della frequenza fondamentale e sono chiamate frequenze armoniche.

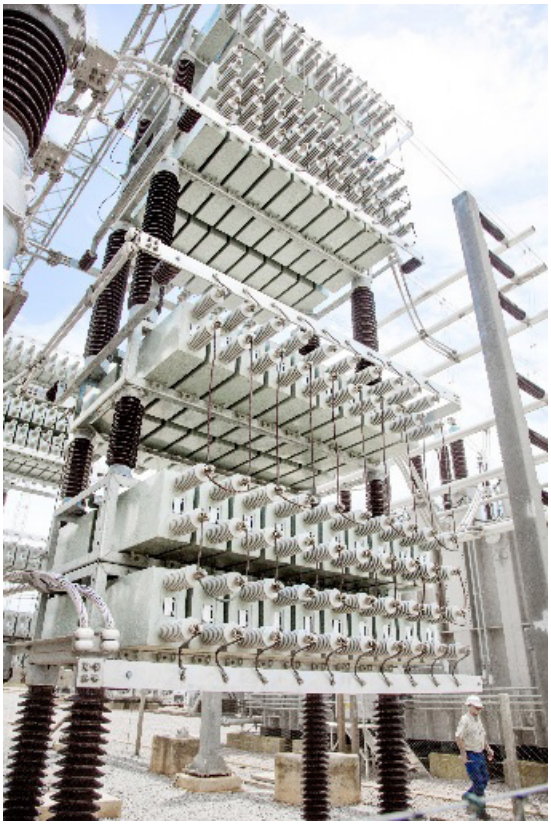


Fig. 5.20: esempi di banchi di filtri

Il risultato della trasformata di Fourier è uno spettro nel dominio della frequenza dove le linee rappresentano la fondamentale e le armoniche delle corrispondenti serie di Fourier.
Nell'esempio di fig. 5.21, l'analisi di Fourier in fig. 5.22 dell'onda deformata evidenzia la presenza di un 23% di 3^ armonica (150 Hz) e di un 11% di 5^ armonica (250 Hz).

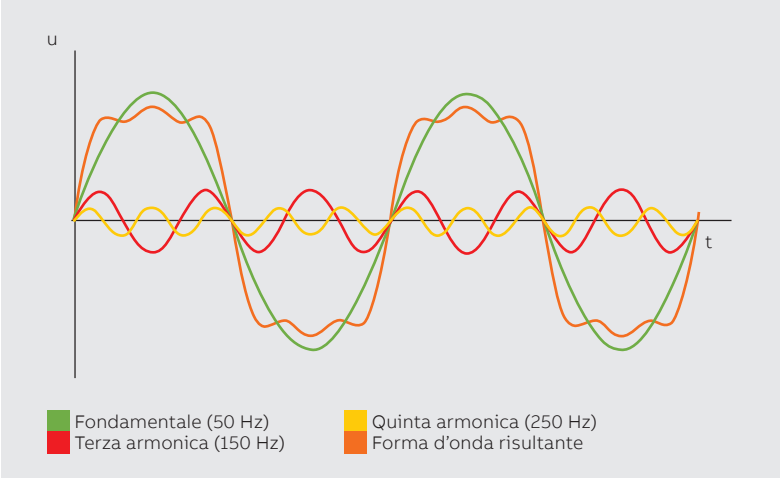


Fig. 5.21

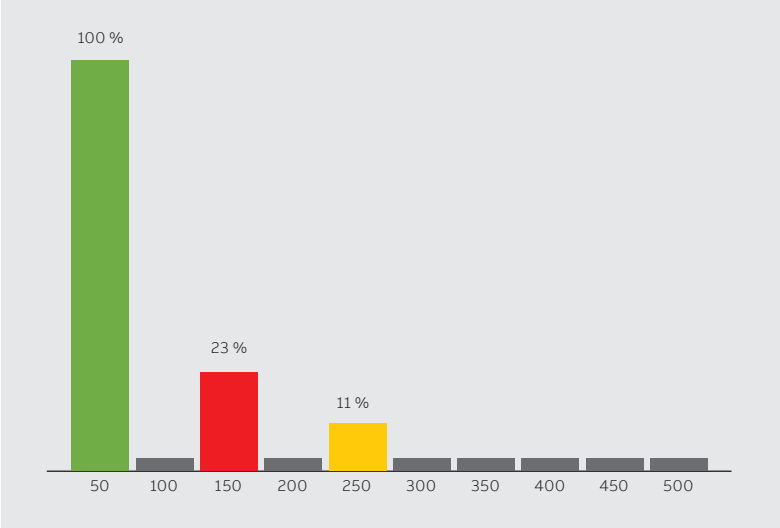


Fig. 5.22

Nella pratica esistono dei metodi semplificati della trasformata di Fourier; ad esempio la Discrete Fourier Transform (DFT) dove il segnale è analizzato in una finestra di tempo limitata T_w usando un numero limitato M di campioni del segnale. Il risultato dipende quindi da T_w e da M. Il metodo presume che al di fuori della finestra T_w il segnale si ripeta in modo identico, quindi sarà tanto più preciso quanto più la tensione in esame è periodica.

Per definire il livello di distorsione della tensione e della corrente di un impianto elettrico vengono utilizzati alcuni parametri:
Il Total Distorsion Content (TDC) è definito come la quantità che rimane avendo sottratto ad una grandezza alternata la componente fondamentale:

$$TDC = \sqrt{Q^2 - Q_1^2}$$

Dove Q_1 è il valore efficace della componente fondamentale e Q è il valore efficace totale.
Il Total Distorsion Ratio (TDR) definito come il rapporto tra il TDC e il valore efficace della componente fondamentale Q_1:

$$TDR = \frac{TDC}{Q_1} = \frac{\sqrt{Q^2 - Q_1^2}}{Q_1}$$

E infine il Total Harmonic Distorsion (THD) definito come il valore efficace della somma delle componenti armoniche fino ad un determinato ordine H diviso per il valore efficace della

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{Q_h}{Q_1}\right)^2}$$

Come normativa di riferimento in questo campo abbiamo la norma IEC 61000-2-4 "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-4: Environment – Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances" applicabile ai disturbi nel range di frequenza tra 0 e 9 kHz negli impianti industriali e di distribuzione ma non pubblici, per tensioni fino a 35 kV e frequenza nominale di 50 e 60 Hz.
La suddetta Norma considera il contenuto armonico fino alla 50^ armonica e quindi nella formula del TDH si pone H=50.
La norma prevede tre classi relativamente ai disturbi elettromagnetici presenti negli impianti industriali:
La Classe 1 è relativa ad impianti con disturbi molto bassi, inferiori a quelli delle reti pubbliche, idonei ad alimentari carichi molto sensibili quali strumenti di misura in laboratori, alcuni dispositivi di automazione e computer.
La Classe 2 tipica degli ambienti industriali e delle reti di distribuzione private con livelli di disturbi pari a quelli normalmente presenti nelle reti pubbliche, idonei ad alimentare la maggior parte dei dispositivi elettrici.
La Classe 3 che si applica ad impianti industriali con un maggior livello di disturbi, dove siano presenti convertitori, impianti di saldatura, grossi motori con frequenti avviamenti, carichi variabili rapidamente.

5. Le sovratensioni di manovra

La distorsione armonica totale prevista per le tre classi è la seguente:

	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distorsione armonica totale	5%	8%	10%

Tab. 6

Laddove il contenuto armonico è eccessivo, la soluzione consiste nell'installazione di filtri per l'abbattimento selettivo delle armoniche. Negli impianti industriali tali filtri possono essere inseriti e disinseriti su base temporale (es. a determinate ore del giorno) oppure ogni qual volta il contenuto armonico lo richieda in relazione al tipo di processo produttivo.
Il numero di manovre dei filtri può essere quindi anche elevato ponendo seriamente il problema delle sovratensioni di manovra e delle conseguenze sull'interruttore e, in generale, su tutti i componenti dell'impianto elettrico.
In questo caso, la TRV dell'interruttore non ha la classica forma sinusoidale ma include varie componenti armoniche. La forma d'onda potrebbe essere del tipo di quella illustrata nella fig. 5.23:

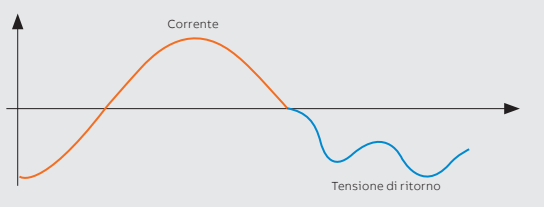


Fig. 5.23

Ciò va considerato nell'analizzare il comportamento dell'interruttore all'interruzione di tali correnti in quanto si potrebbero verificare delle riaccensioni.
Prendiamo ad esempio un impianto industriale come quello illustrato nella fig. 5.24 (fonderia con forno ad arco):

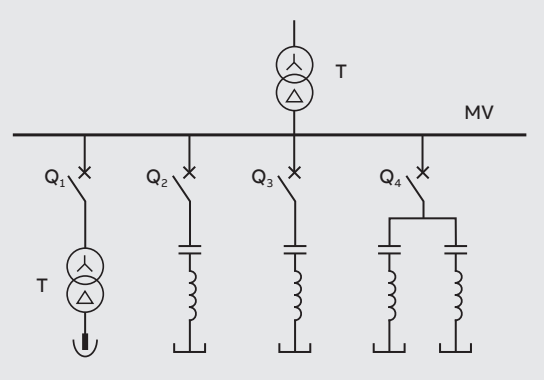


Fig. 5.24

Vediamo che sono installati quattro banchi di filtri per smorzare in modo selettivo la 2^, 3^, 4^ e 5^ armonica. Le sovratensioni associate all'alimentazione dei filtri non sono pericolose né per i componenti dell'impianto elettrico né per i filtri stessi. All'apertura degli interruttori, viceversa, la particolare forma della TRV può portare a riaccensioni e quindi anche a considerevoli sovratensioni.
Lo schema semplificato di un banco di filtri può essere rappresentato come segue:

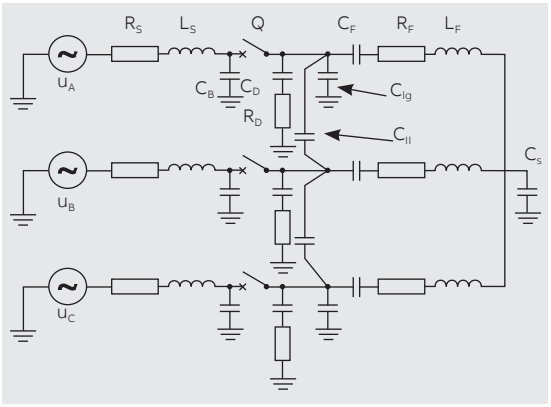


Fig. 5.25

dove R_S e L_S sono i parametri della rete di alimentazione, R_F, C_F e L_F i parametri del filtro, R_D e C_D sono i parametri di un eventuale dispositivo di limitazione delle sovratensioni (es. scaricatore), C_{ll} e C_{lg} le capacità dei cavi di collegamento, C_B la capacità equivalente delle sbarre e C_S la capacità parassita del sistema. Utilizzando un circuito di questo tipo in un software di simulazione EMTP (Electro Magnetic Transient Program) è possibile caso per caso esaminare il comportamento della TRV e prevedere situazioni critiche adottando le necessarie contromisure. Non esiste, infatti, una risposta standard al problema in quanto la possibilità di avere riaccensioni dipende dall'ordine delle armoniche e dall'ampiezza delle relative correnti. La fig. 5.26 mostra l'andamento della TRV in caso di apertura di un filtro di terza armonica con successive due riaccensioni.

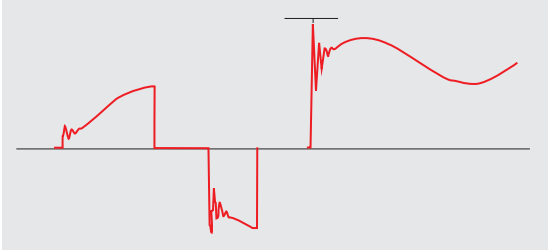
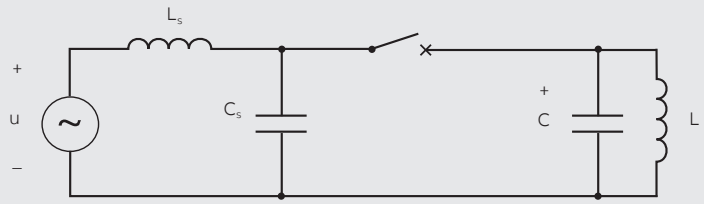


Fig. 5.26

5.1.7 L'interruzione di carichi induttivi: corrente di chopping e riaccensioni

Considerando l'interruzione di carichi induttivi quali reattanze, motori o trasformatori a vuoto, si può notare che le correnti in gioco sono molto inferiori alle correnti di corto circuito normalmente interrotte dagli interruttori e vanno da pochi ampere fino a qualche centinaio di ampere. Può quindi sembrare strano porsi dei problemi, tuttavia l'interruzione di questi carichi può risultare molto gravosa per l'interruttore e per l'impianto.

Con riferimento al circuito semplificato di fig. 5.27, ipotizziamo di aprire il carico costituito da una reattanza L.



L_s	Induttanza della rete	C	Capacità lato carico
C_s	Capacità della rete	L	Induttanza reattore

Fig. 5.27

Nel caso di una manovra di apertura ideale, dopo la separazione dei contatti indicata con CP in fig. 5.28, la corrente continua a fluire tramite l'arco elettrico all'interno della camera d'interruzione.

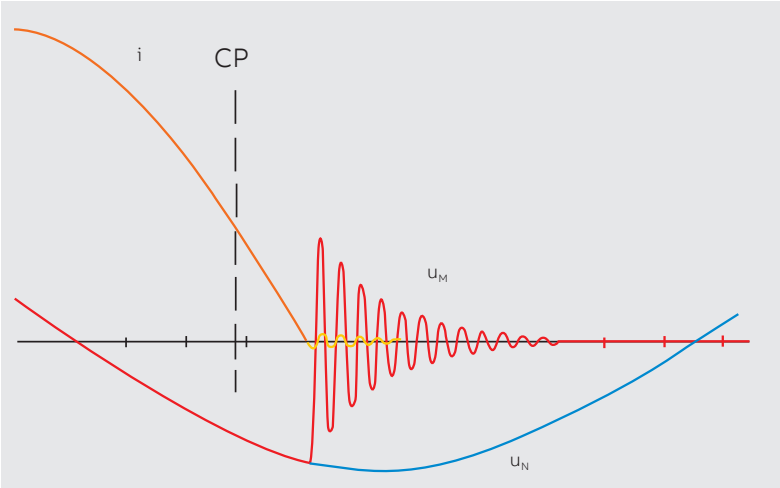


Fig. 5.28

Fino al passaggio della corrente per lo zero, la differenza di tensione tra i contatti dell'interruttore è praticamente nulla. Successivamente, la tensione lato alimentazione segue la tensione della rete mentre lato carico il contatto vede la tensione di carica della capacità C. La capacità comincia quindi a scaricarsi nell'induttanza L oscillando con una

$$f = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$$

La frequenza dipende quindi dal valore dell'induttanza e della capacità con un valore che può andare da uno fino a 10 kHz. In questo caso ideale non si presentano sovratensioni.

In realtà la situazione può essere molto diversa. All'apertura dell'interruttore, il tempo d'arco per interrompere queste modeste correnti è breve e conseguentemente è piccola la distanza tra i contatti. Poiché contemporaneamente la tensione di ritorno è al suo massimo, la tensione di tenuta tra i contatti potrebbe non essere sufficiente per impedire il riaccensione dell'arco.
Un ulteriore problema nasce dal fatto che l'arco elettrico è instabile a causa del basso valore di corrente e tende a venire interrotto prematuramente prima del passaggio della corrente per lo zero (corrente di chopping). Nell'interruzione di piccoli carichi induttivi si generano quindi delle sovratensioni che sono l'effetto di riaccensioni dell'arco, delle correnti di chopping o della combinazione di entrambi.

Il valore della corrente di chopping e dell'induttanza di generatori e trasformatori e di carichi come motori o reattanze e la capacità dei cavi di collegamento determina il valore dell'energia immagazzinata nell'impianto e quindi anche della conseguente sovratensione che si genera all'apertura.

Con riferimento al circuito semplificato della fig. 5.27, ipotizziamo di aprire il carico costituito da una induttanza L. Se la corrente di chopping vale I_{ch}, allora l'energia magnetica immagazzinata nell'induttanza nel momento dell'interruzione vale:

$$W_m = \frac{1}{2} L I_{ch}^2$$

Sempre al momento dell'apertura, la tensione sul carico è pari al valore di picco della tensione stellata della sorgente quindi:

$$U_P = \frac{U\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

5. Le sovratensioni di manovra

E l'energia immagazzinata nelle capacità è quindi:

$$W_0 = \frac{1}{2} C U_n^2$$

Subito dopo l'interruzione e prima che il fenomeno si smorzi a seguito delle perdite nel circuito, abbiamo un'energia totale W_c pari a W_m+W_0 che definiamo equivalente ad una tensione U_m applicata alla capacità totale del circuito, quindi:

$$W_c = \frac{1}{2} C U_m^2$$

Possiamo scrivere l'equazione del bilancio energetico come:

$$\frac{1}{2} C U_m^2 = \frac{1}{2} C U_p^2 + \frac{1}{2} L I_{ch}^2$$

In conclusione la sovratensione dovuta alla corrente di chopping è:

$$U_m = \sqrt{U_p^2 + \frac{L I_{ch}^2}{C}}$$

Che può essere anche espressa come un fattore di sovratensione pari a:

$$k_a = \frac{U_m}{U_p} = \sqrt{1 + \frac{L I_{ch}^2}{C U_p^2}}$$

mentre la frequenza di oscillazione può andare da 1 a qualche kHz.

Come si vede dalla fig. 5.29, dopo l'interruzione l'interruttore è sottoposto alla differenza tra la tensione dell'alimentazione e la tensione che si genera sul carico induttivo. La TRV è massima al secondo picco e, dato che la distanza tra i contatti è ancora piccola, esiste anche la possibilità di avere una riaccensione.

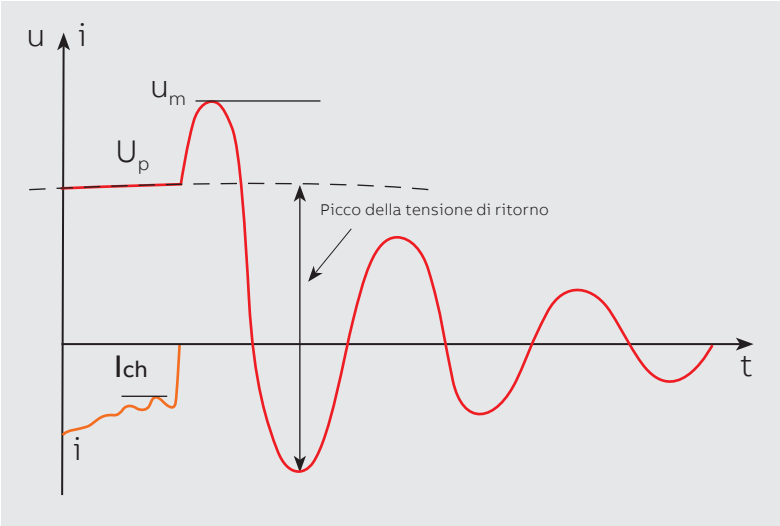


Fig. 5.29

5.1.8 Corrente di chopping virtuale

La corrente di chopping virtuale non è in realtà un fenomeno reale di chopping ma è la normale interruzione di una corrente transitoria. In una rete trifase, una riaccensione durante il ripristino del dielettrico nel polo della prima fase interrotta, può causare l'interruzione istantanea della corrente che fluisce nelle altre due fasi. Il pre-requisito è un forte accoppiamento capacitivo tra le fasi e correnti circolanti modeste.

Il fenomeno può essere descritto nel modo seguente: con riferimento alle figg. 5.30 e 5.31, quando la corrente nella prima fase si azzera, le correnti nelle altre due continuano a fluire tramite gli archi elettrici sviluppatisi nei poli dell'interruttore. Se un certo tempo t_b dopo lo zero di corrente si verifica una riaccensione nella prima fase, si genera una corrente ad alta frequenza con ampiezza i_a dovuta alla scarica della capacità della sorgente C_{source} nella capacità lato carico C_{load}

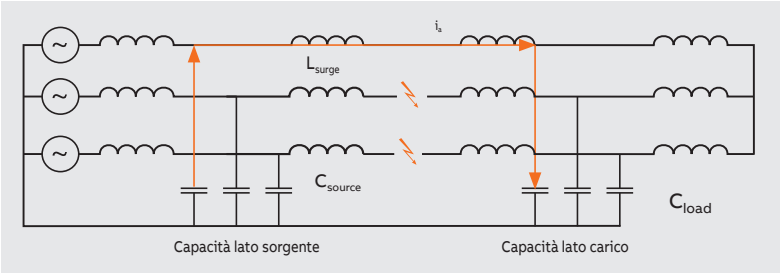


Fig. 5.30

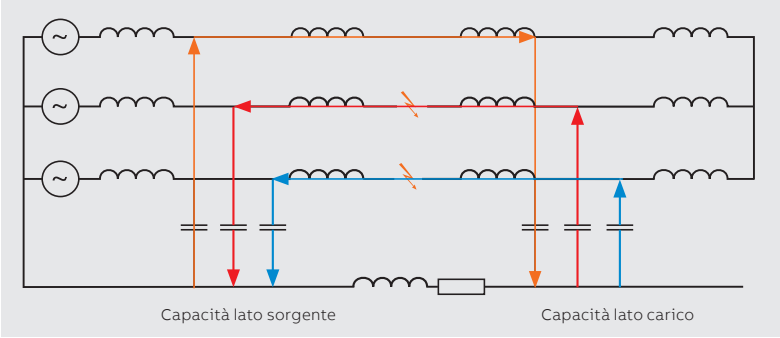


Fig. 5.31

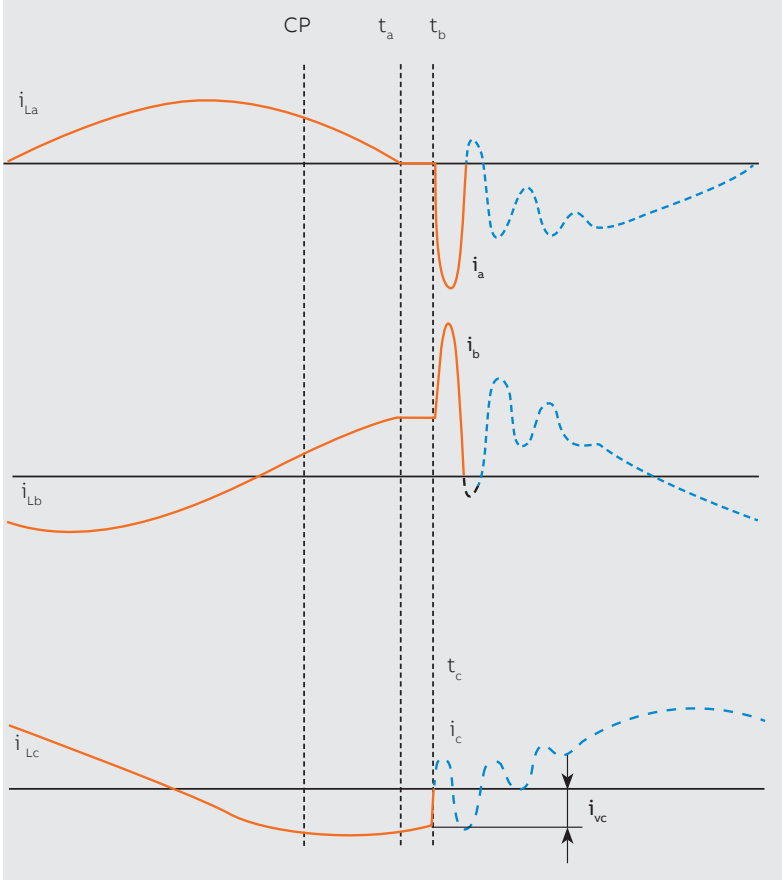


Fig. 5.32

La frequenza e il picco della corrente i_a sono funzione dell'impedenza della linea elettrica di connessione L_{surge}. I valori possono essere calcolati con le stesse formule viste nel caso di manovra di condensatori in back-to-back. Poiché la capacità della sorgente è normalmente molto più grande della capacità del carico, le formule possono essere semplificate con buona approssimazione:

$$f_{re\text{-}ignition} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{C_{load} + C_{source}}{C_{load} \cdot C_{source} \cdot L_{source}}} \approx \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{1}{C_{load} \cdot L_{source}}}$$

$$\hat{I}_a = \Delta\hat{U}_{recovery} \cdot \sqrt{\frac{C_{load} + C_{source}}{(C_{load} \cdot C_{source}) \cdot L_{source}}} \approx \Delta\hat{U}_{recovery} \cdot \sqrt{\frac{C_{load}}{L_{source}}}$$

dove ΔU è la differenza tra la tensione sulla capacità lato carico e la tensione della sorgente, ovvero la tensione di ritorno sui contatti dell'interruttore.
Se l'impedenza della rete di terra è elevata o il sistema è a neutro isolato, la corrente di scarica ritorna attraverso le due fasi b e c per via del loro accoppiamento tramite le capacità di terra. Le correnti ad alta frequenza si sovrappongono alle correnti di fase e hanno metà ampiezza e polarità opposta rispetto a i_a che circola nella fase a. A seconda della loro valore, queste due correnti possono ridurre notevolmente o annullare le correnti di fase e causare quindi un inaspettato zero di corrente.

L'andamento delle correnti appena descritto è illustrato nella fig. 5.32 dove CP è l'istante di separazione dei contatti, t_a è l'istante di passaggio per lo zero della prima fase, t_b è l'istante in cui avviene la riaccensione.

Le correnti conseguenti a questo fenomeno possono raggiungere facilmente i 100 A.

5. Le sovratensioni di manovra

5.1.9 Riaccensioni multiple

Il fenomeno delle riaccensioni avviene quando la separazione dei contatti dell'interruttore avviene poco tempo prima del passaggio per lo zero della corrente. Si può assumere che questo tempo tipicamente sia inferiore a 0,5 ms e la probabilità di trovarsi in una condizione come questa è tutt'altro che trascurabile dato che in un sistema trifase a 50 Hz si ha uno zero di corrente ogni 3,3 ms.
Con riferimento al circuito e alla fig. 5.33, dopo l'interruzione ai contatti dell'interruttore è applicata la differenza tra la tensione lato sorgente u'_N e la tensione lato carico u_M.

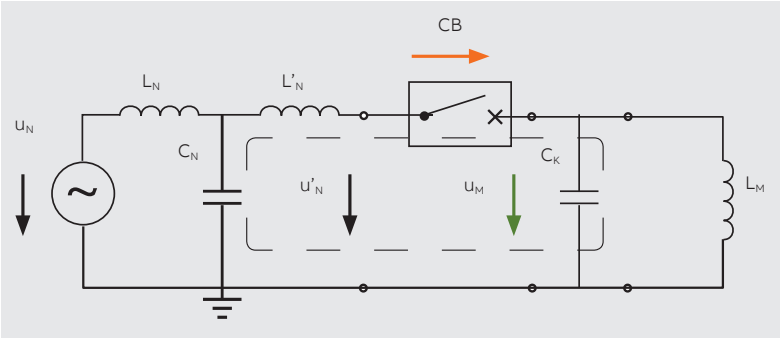


Fig. 5.33

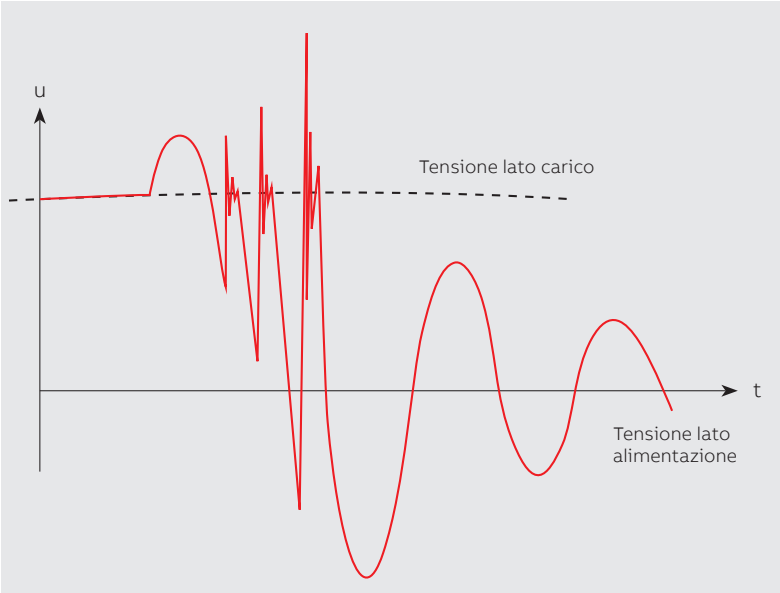


Fig. 5.34

Poiché inizialmente la distanza tra i contatti è ancora molto piccola, se la tenuta del dielettrico non è sufficiente a contrastare la tensione di ritorno, si verifica una riaccensione. Come conseguenza della riaccensione si avrà la circolazione di una corrente che oscilla con una frequenza elevata, funzione della capacità del carico C_K, della capacità C_N e dell'induttanza della linea di connessione L'_N (vedi formule relative alle correnti di chopping virtuale).

L'oscillazione della corrente può causare una sequenza di zeri di corrente ad alta frequenza, dove la corrente può essere interrotta di nuovo a seconda della capacità dielettrica del mezzo d'interruzione come illustrato in fig. 5.34.

Poiché durante la riaccensione ulteriore energia magnetica si è accumulata nell'induttanza del carico, è possibile che si verifichi una ulteriore riaccensione, questa volta ad una tensione più alta della precedente. Interruzioni e riaccensioni continuano (riaccensioni multiple) fino a quando i contatti sono ad una distanza tale che la tenuta dielettrica supera la tensione di transitoria di ritorno (in genere dopo alcuni ms).

A seconda della tenuta dielettrica della distanza tra contatti completamente aperti (tensione di tenuta a impulso), il valore di cresta della sovratensione può andare da 1 fino a 5 p.u. (dove p.u. o valore in per unità esprime il rapporto tra il valore assoluto e il valore di riferimento prefissato, in questo caso la tensione di fase della sorgente). Il fronte di salita è molto ripido, da 1 µs a parecchi µs, e quindi la sovratensione non è uniformemente distribuita su tutte le spire dell'avvolgimento della reattanza L_M ma soprattutto sulle spire d'ingresso.

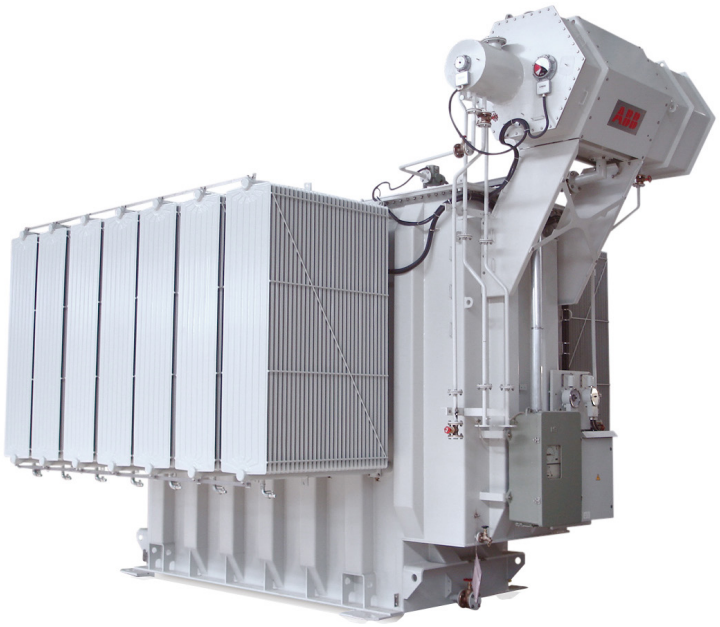


Fig. 5.35: esempio di trasformatore di potenza

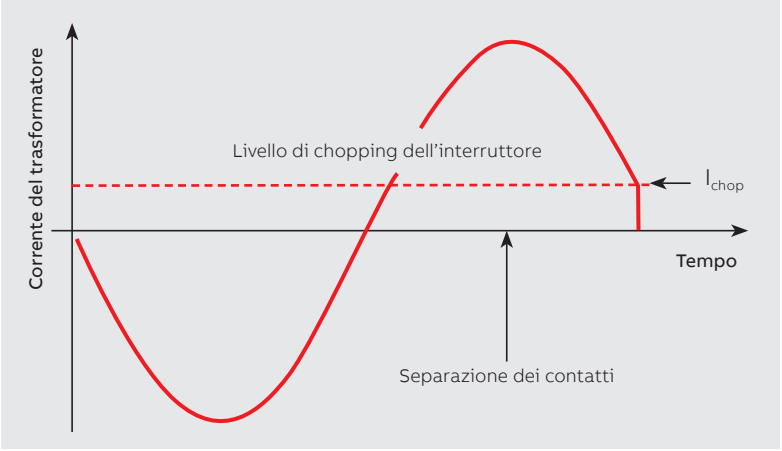


Fig. 5.36

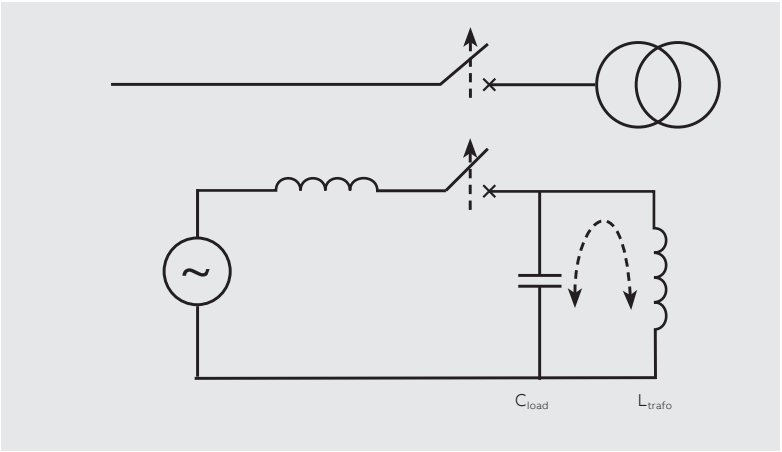


Fig. 5.37

5.1.10 Sovratensioni relative alla manovra di trasformatori

All'apertura di un trasformatore a vuoto, ad esempio dopo aver staccato tutti i carichi per una manutenzione programmata o in caso di apertura dell'interruttore lato bassa tensione, la probabilità di avere riaccensioni dipende dalla sua potenza e dalla lunghezza del cavo tra l'interruttore ed il trasformatore stesso.
D'altra parte, considerando che la corrente a vuoto di un trasformatore è circa l'1% della corrente nominale, il rischio di sovratensioni critiche dovute alla corrente di chopping dell'interruttore diventa concreto solo per grandi trasformatori.
Infatti, quando si disalimenta un trasformatore di elevata potenza, la corrente fluisce attraverso i contatti dell'interruttore tramite l'arco elettrico fintantoché la corrente non scende al valore della corrente di chopping e quindi l'arco viene estinto. A questo punto, come visto nel capitolo relativo al fenomeno della corrente di chopping, l'energia accumulata nell'induttanza del trasformatore crea un picco nella tensione di ritorno che dipende dal valore della corrente di chopping I_{chop}, dall'induttanza a vuoto del trasformatore L_{trafo} e dalla capacità C_{load} lato carico rispetto all'interruttore (figg. 5.36 e 5.37).
Abbiamo infatti che:

Come già visto nei capitoli precedenti, il bilancio delle energie porta a definire che la sovratensione aggiuntiva vale:

$$\hat{U} = I_{chop}\sqrt{\frac{L_{Traf}}{C_{load}}}$$

Che si somma alla tensione di rete con una frequenza pari a:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{Trafo}\cdot C_{load}}}$$

Quindi, la sovratensione per un dato trasformatore può raggiungere valori elevati in funzione della corrente di chopping e quando l'interruttore è molto vicino al trasformatore ovvero la capacità del cavo di collegamento C_{load} è piccola. Da considerare, al contrario, che per grandi trasformatori la frequenza è bassa (es 1 kHz) e quindi il numero di eventuali riaccensioni è limitato (uno o due); quindi il fenomeno delle riaccensioni multiple è modesto.

5. Le sovratensioni di manovra

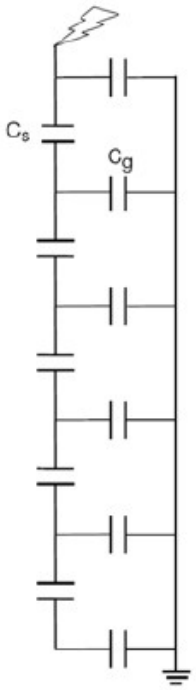


Figura 5.38: circuito semplificato dell'avvolgimento di un trasformatore nei primi istanti del transitorio

Se consideriamo un trasformatore, o in generale un reattore, possiamo immaginarlo come una serie di circuiti RLC dove la resistenza è quella presente tra i terminali dell'avvolgimento e l'induttanza è composta da quella propria della singola spira più quella mutua tra le spire stesse. Le capacità, come illustrato in figura 5.38, sono quelle esistenti tra le singole spire (Cs) e quelle tra la spira e la carcassa del trasformatore (Cg).
A fronte dell'applicazione di un gradino di tensione a un capo dell'avvolgimento, la tensione si distribuirà inizialmente sui vari elementi capacitivi dell'avvolgimento stesso con valori che dipendono dal valore della capacità verso terra Cg e da quella tra spira e spira Cs. Identificando con α il coefficiente che lega Cs e Cg, notiamo che maggiore è il valore di α maggiore è lo stress apportato alle spire iniziali a fronte di fronti ripidi di tensione quali quelli prodotti dai riadescamenti.

Posto, quindi, $\alpha = \sqrt{\frac{C_{G\ TOT}}{C_{S\ TOT}}}$ si ottiene il grafico di figura 5.39 per un trasformatore con neutro a terra:

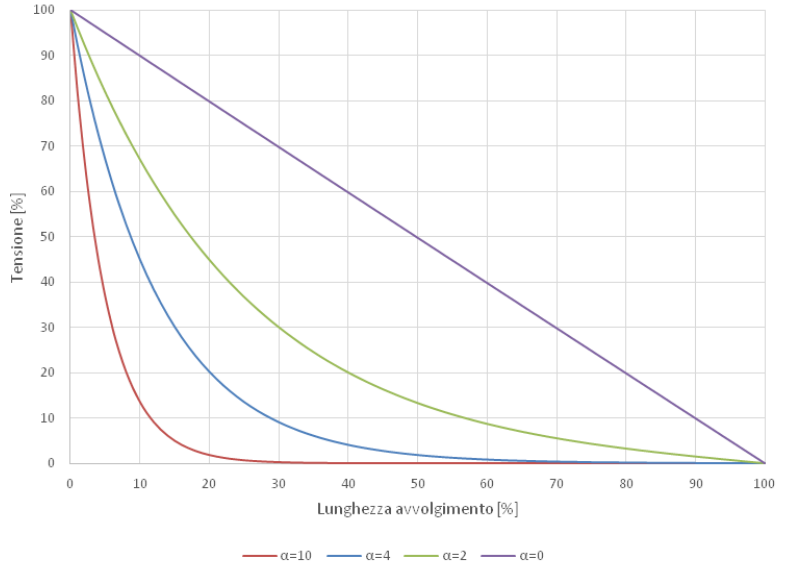


Figura 5.39: distribuzione % della sovratensione sulla lunghezza dell'avvolgimento per diversi valori di α

In realtà, essendo un circuito RLC, la tensione si propaga lungo l'avvolgimento con una tipica oscillazione nel tempo. Oscillando con frequenze diverse, la tensione lungo gli avvolgimenti ha ampiezza diversa in ogni istante. Nella figura 5.40 troviamo i valori di tensione lungo l'avvolgimento per diversi tempi t e α=10.

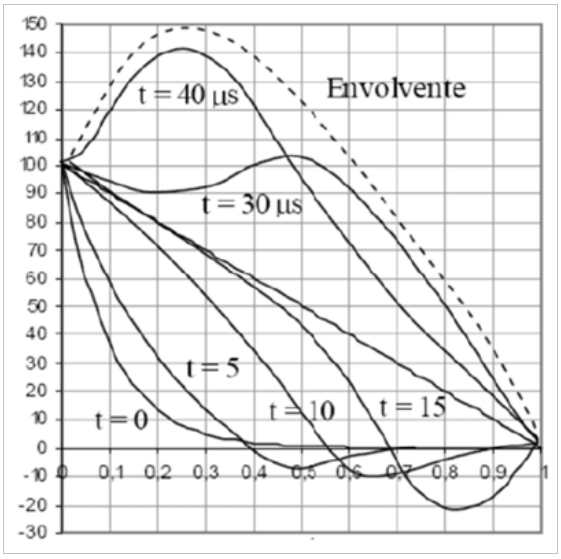


Figure 5.40: oscillazioni di tensione in un avvolgimento con un'estremità a terra (α =10).

La tensione oscilla nell'intorno della distribuzione finale (di tipo induttivo) quindi per t che tende all'infinito. Quanto più la distribuzione iniziale è vicina a quella finale, tanto più queste oscillazioni saranno ridotte. Anche in questo caso è conveniente che α sia il più piccolo possibile.
Per un avvolgimento come quello di figura 5.41, un valore tipico di α è compreso tra 5 e 30; ricordiamo che quanto più α è basso, tanto più sarà uniforme la distribuzione.

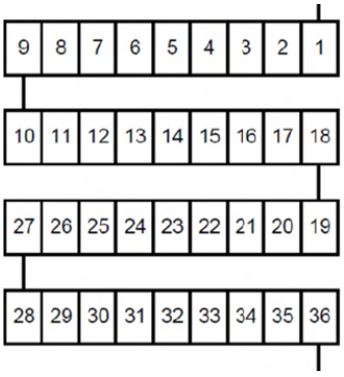


Figura 5.41: Avvolgimento a "Disco continuo"

Altro problema sono le sovratensioni legate ad eventuali punti di risonanza interni al trasformatore che, se opportunamente sollecitati come conseguenza di fenomeni ripetitivi quali riadescamenti o pre-adescamenti, possono portare a considerevoli sovratensioni interne.
Per tale motivo conoscere la risposta in frequenza del trasformatore diventa di fondamentale importanza; in figura 5.42 si vedono i grafici dell'impedenza (ampiezza e angolo di fase) di in trasformatore monofase a tre avvolgimenti da 600 MVA in funzione della frequenza.

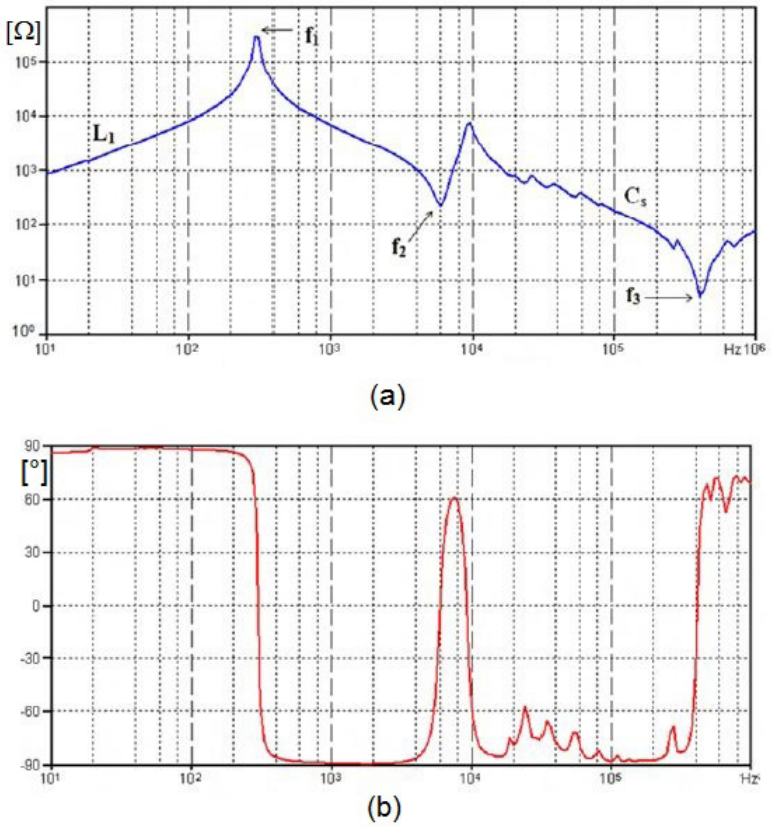


Figura 5.42: grafici dell'impedenza di in trasformatore in funzione della frequenza per ampiezza a) e angolo di fase b).

Considerando il problema delle riaccensioni dal punto di vista delle diverse tecniche interruttive possiamo dire che l'interruttore in vuoto pur avendo correnti di chopping tipicamente superiori a quelle dell'interruttore in SF_6, tuttavia, grazie alle capacità dielettriche del vuoto, ha un numero modesto di riaccensioni dell'arco.
Quando invece consideriamo trasformatori più piccoli con correnti a vuoto inferiori alla corrente di chopping dell'interruttore, la sovratensione dipende conseguentemente dal valore della corrente nell'istante di soppressione dell'arco più che dalle caratteristiche dell'interruttore e quindi assume valori inferiori.
L'esperienza dice che per trasformatori con potenze inferiori a 2MVA e isolamento in olio, l'apertura con interruttori in vuoto non genera sovratensioni critiche. Diverso è il caso di trasformatori a secco in quanto maggiormente sensibili alle sovratensioni. In quest'ultimo caso così come per grandi trasformatori, conviene proteggere il circuito con opportuni dispositivi.

Diverso è il caso di alimentazione di un trasformatore a vuoto tramite la chiusura dell'interruttore di MT.
L'alimentazione di un trasformatore avviene normalmente dopo un intervento di manutenzione o a seguito dell'apertura dell'interruttore di MT per eliminazione di un guasto.
Dopo la chiusura dell'interruttore, l'energia immagazzinata nei cavi cerca di scaricarsi attraverso l'induttanza magnetizzante del trasformatore che, fintantoché il nucleo del trasformatore non è saturato, rappresenta un impedenza molto alta e quindi comporta una scarica molto lenta. Viceversa, non appena il nucleo satura, l'impedenza diminuisce rapidamente portando ad una rapida scarica della capacità del cavo. Il fenomeno si ripete ciclicamente con uno scambio di energia tra l'induttanza a vuoto e la capacità di linea. In pratica la tensione oscilla con un'onda quadra dissipando ad ogni ciclo una certa quantità di energia fino a quando l'oscillazione non risulta completamente smorzata (figg. 5.43 e 5.44).

5. Le sovratensioni di manovra

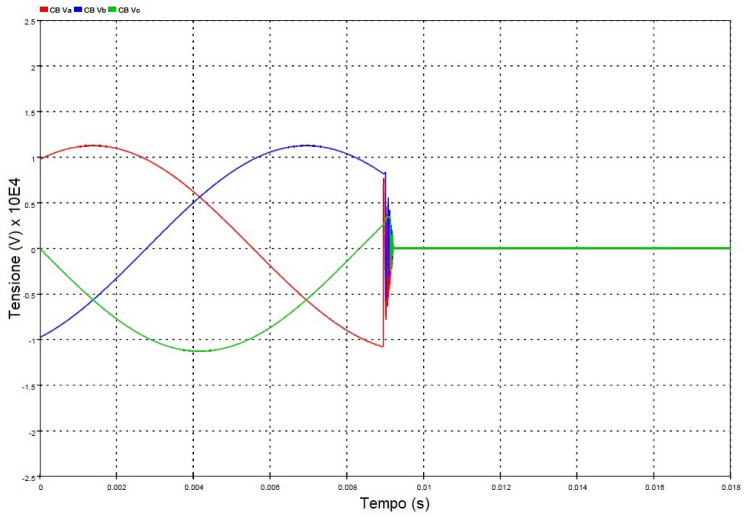


Figura 5.43: tensione tra i contatti dell'interruttore

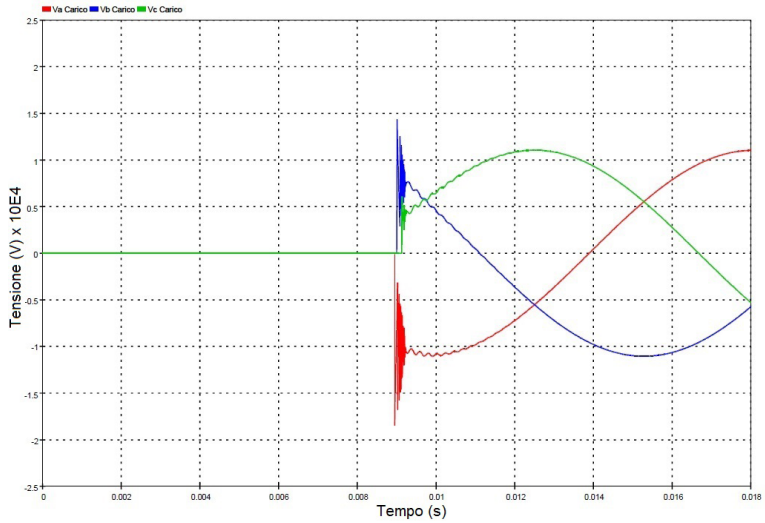


Figura 5.44: tensione sul carico

Se durante questo transitorio avviene un'apertura, le sovratensioni si sommano sull'oscillazione preesistente con valori che possono risultare anche molto elevati (parecchie volte la tensione nominale) nel caso in cui la frequenza di risonanza del cavo e del trasformatore coincidano; se come conseguenza si avessero scariche all'interno degli avvolgimenti del trasformatore si potrebbe arrivare al guasto del trasformatore stesso. Risolvere il problema è in realtà molto semplice in quanto basta cambiare la lunghezza del cavo o inserire dei condensatori sul secondario del trasformatore.

5.2 Manovra di chiusura

5.2.1 Sovratensioni relative all'alimentazione di linee

Nell'esaminare questo caso si può partire dal caso più semplice rappresentato dall'alimentazione da un trasformatore di un singolo cavo. Con riferimento alla fig. 5.45, dove il trasformatore è rappresentato dalla sua induttanza L, possiamo affermare che alla chiusura dell'interruttore la tensione transitoria conseguente oscilla tra l'induttanza L e la capacità del cavo C ad una frequanza molto bassa e con una sovratensione il cui picco può arrivare a due volte quello della tensione di rete (fig. 5.46).

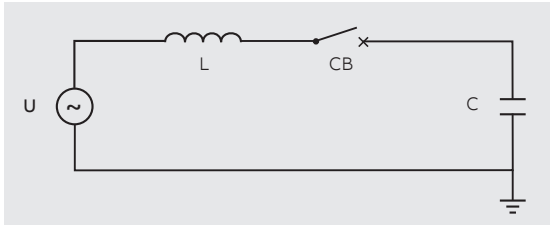


Fig. 5.45

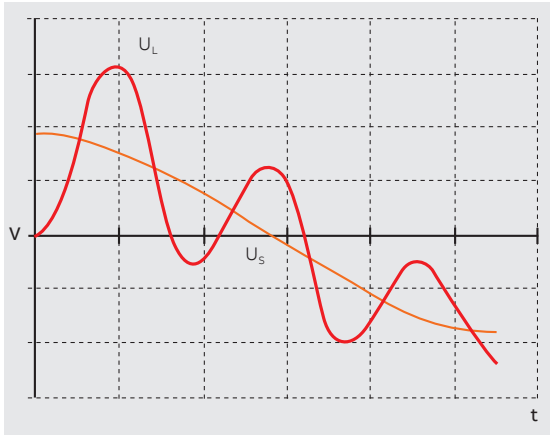
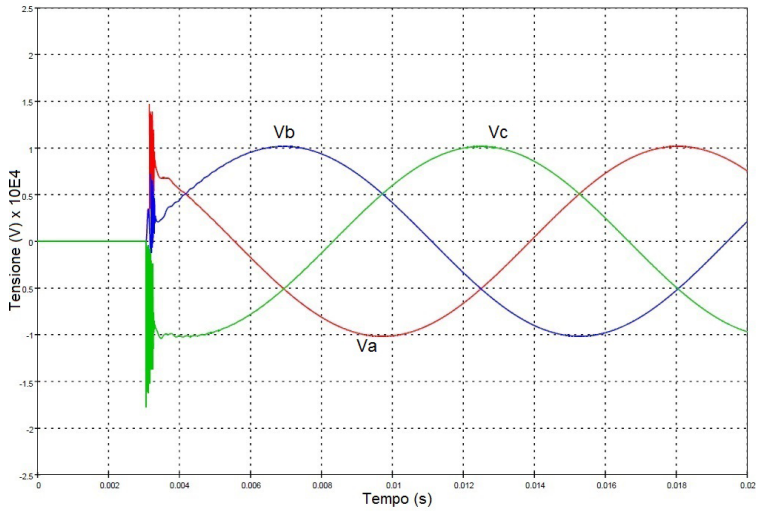
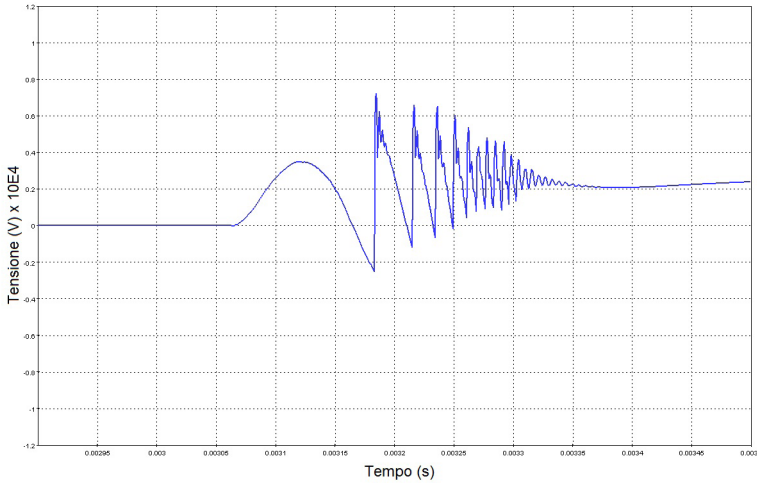


Fig. 5.46

In realtà questo è il caso più semplice dato che in realtà negli impianti reali spesso si trovano insiemi di cavi e di linee aeree, più o meno lunghe. In generale possiamo dire che la sovratensione nel caso di alimentazione di una o più linee a vuoto aumenta all'aumentare della lunghezza delle linee, all'aumentare dell'induttanza e della frequenza della sorgente e al diminuire dell'impedenza della linea.
Il fenomeno è comunque significativo in AT a causa della notevole lunghezza delle linee aeree mentre è trascurabile in MT.



a) Comportamento delle tensioni di fase verso terra durante l'avviamento del motore.



b) ingrandimento sulla tensione della fase Vb.

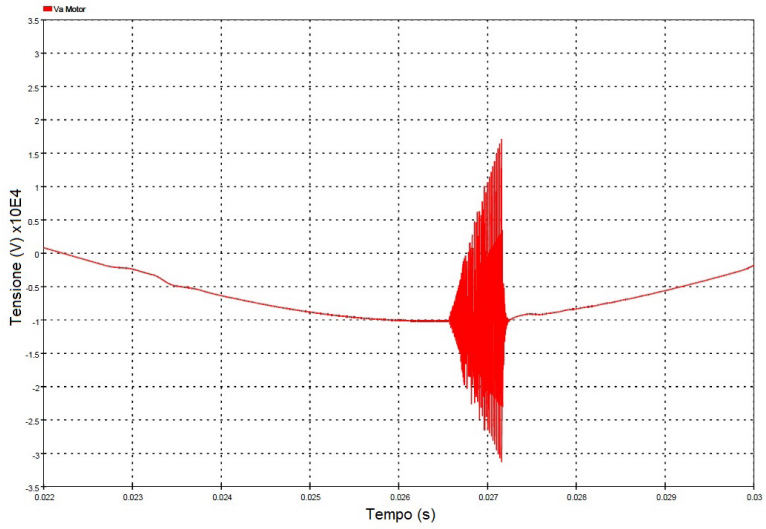
Fig. 5.48

5.2.2 Sovratensioni relative all'alimentazione di motori

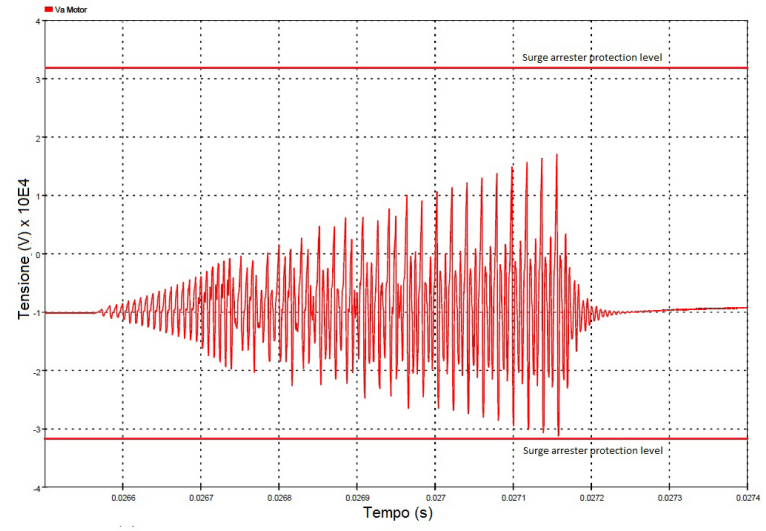
Fig. 5.47: esempio di motore di MT

In generale, i motori sono manovrati più frequentemente dei trasformatori e sono, nell'ambito della stessa rete, in numero maggiore. La probabilità, quindi, di avere delle sovratensioni che mettano a dura prova l'isolamento dei motori è elevata e quindi val la pena affrontarla.
Oltre alle normali operazioni di avviamento e arresto di un motore bisogna considerare anche l'apertura del motore in fase di avviamento o a rotore bloccato; tuttavia l'arresto del motore non genera normalmente sovratensioni. Nella fig. 5.48 troviamo l'esempio dell'avviamento di un grande motore sincrono che mostra l'andamento della tensione fase-terra ai terminali. Si evidenzia la presenza di pre-adescamenti multipli che causano sovratensioni in tutte e tre le fasi ai terminali del motore.
Anche l'apertura dell'interruttore prima che il motore abbia raggiunto la massima velocità è una manovra critica. Infatti la corrente di avviamento di un motore può raggiungere rapidamente dopo la chiusura dell'interruttore valori elevati e poiché il motore in avviamento si presenta come un carico fortemente induttivo, lo zero di corrente avviene in concomitanza con il picco di tensione. Se in questa situazione avviene un'apertura, la tensione ai terminali del motore inizia ad oscillare con una frequenza data dall'induttanza del motore e dalla capacità lato carico fino al completo smorzamento. La tensione di ritorno sull'interruttore cresce rapidamente fino a valori tali da causare riaccensioni in relazione all'istante di separazione dei contatti, ovvero dalla loro distanza.

5. Le sovratensioni di manovra



a) Tensione di fase verso terra di un motore durante l'interruzione causata da riadescamenti multipli.



b) ingrandimento sulla tensione.

Fig. 5.49

Nella fig. 5.49 è illustrata l'interruzione di un avviamento di un motore sincrono da 12MW; l'andamento è quello della tensione fase-terra ad uno dei terminali del motore. Si possono notare un certo numero di riaccensioni con un'ampiezza crescente ad ognuna di esse.
Anche i motori asincroni, in particolare a gabbia di scoiattolo, possono essere affetti da riaccensioni multiple in quanto la loro capacità verso terra è minore. In fase di avviamento, infatti, il comportamento è simile a quello dei motori sincroni in quanto in fase di avviamento la magnetizzazione del rotore è, per entrambi i tipi, praticamente nulla.
Nei motori di grande potenza la possibilità di avere sovratensioni dovute a riaccensioni multiple diminuisce dato che, a causa della corrente più alta, durante l'interruzione il tempo d'arco è maggiore e quindi la distanza tra i contatti diventa sufficiente ad evitare riaccensioni.
Tuttavia per tali motori si usano spesso metodi di avviamento diversi e quindi la possibilità di avere sovratensioni va comunque analizzata caso per caso.
Come già anticipato, l'arresto di un motore in normale funzionamento non causa generalmente sovratensioni in quanto all'apertura dell'interruttore il motore continua a girare per un certo tempo mantenendo la tensione lato carico dell'interruttore; questa tensione si oppone alla tensione lato alimentazione cosicché la tensione di ritorno sull'interruttore è modesta e cresce lentamente dopo lo zero di corrente.

5.3 La limitazione delle sovratensioni

I fenomeni transitori visti nei capitoli precedenti sono valutati su base statistica sia per numero che per entità ed è quindi difficile stabilire a priori il manifestarsi di una sovratensione o il suo valore assoluto. In generale si può affermare che per impianti con tensioni di esercizio inferiori a 72kV sia opportuno limitare i valori di picco delle sovratensioni ad un massimo di 2 - 2,5 p.u.; più cautelativamente sarebbe bene limitare le sovratensioni al 70% della tensione di tenuta ad impulso dell'apparecchiatura ed in particolare del trasformatore di alimentazione dell'impianto.
Le sovratensioni, infatti, possono danneggiare gli avvolgimenti delle macchine rotanti, dei trasformatori e delle reattanze. Nei fenomeni ad alta frequenza, il fronte di salita della tensione è molto ripido; ciò crea inevitabilmente una distribuzione non omogenea negli avvolgimenti, stressando in modo particolare i primi che si troveranno a sopportare sovratensioni molto elevate.
Queste considerazioni ci portano a dire che spesso non è sufficiente limitare il valore di picco della sovratensione se parallelamente non si interviene per limitare anche la pendenza del fronte di salita.
I metodi più utilizzati per la limitazione delle sovratensioni contemplano l'utilizzo delle seguenti apparecchiature:

- Scaricatori
- Filtri RC
- Reattanze di blocco
- Interruttori e sezionatori di manovra sincroni

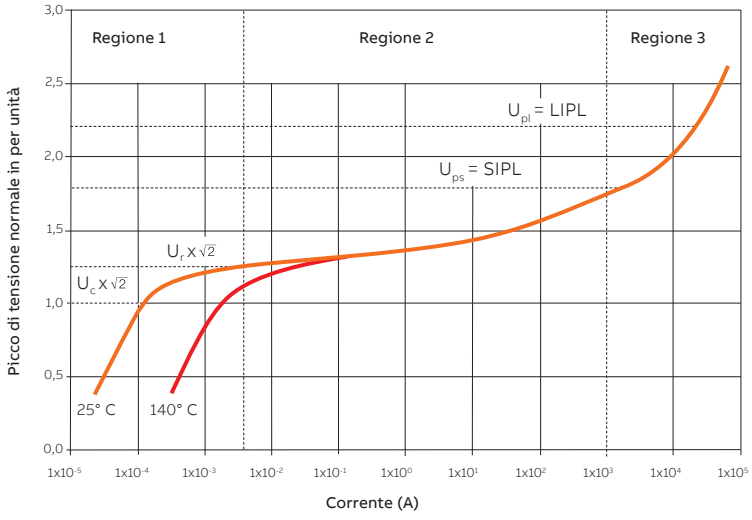


Fig. 5.50

5.3.1 Scaricatori

Per selezionare uno scaricatore è necessario procedere nel modo seguente (IEC 60099-5: "Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations"):

- la tensione di esercizio continuativa dello scaricatore deve essere come minimo uguale alla più alta tensione di esercizio dell'impianto;
- definire la tensione nominale dello scaricatore con riferimento alla sovratensione prevista;
- stimare la grandezza e la probabilità delle correnti di scarica attraverso lo scaricatore e quindi selezionare la corrente di scarica nominale;
- determinare la caratteristica di protezione agli impulsi di manovra dello scaricatore in modo che sia coordinato con l'impianto elettrico: a tal fine considerare che la tensione di innesco per impulsi di manovra nel campo dei 100 µs dovrebbe essere più alta del valore di picco della TRV di manovra che può raggiungere 2,08 volte la tensione nominale. Inoltre la tensione residua per impulsi di manovra (ai valori di corrente di scarica più elevati quindi nel campo dei 10 kA) dovrebbe essere inferiore al 70% della tensione di tenuta ad impulso;
- le curve cui far riferimento fornite dai costruttori sono simili a quella illustrata nella Norma in fig. 5.50 dove la regione 1 è di pre-scarica caratterizzata da basse correnti per operazioni stazionarie, la regione 2 è caratterizzata da un andamento non lineare ed è tipica di correnti associate a sovratensioni transitorie e impulsi di manovra, la regione 3 è caratterizzata da correnti superiori a 1 kA generate da impulsi rapidi (es: scariche atmosferiche). Inoltre, U_c è la tensione di esercizio continuativa, U_r è la tensione nominale, U_{pl} (o LIPL) è la massima tensione residua alla corrente di scarica nominale per scariche atmosferiche e U_{ps} (o SIPL) è la massima tensione residua alla corrente di scarica nominale per impulsi di manovra;
- l'energia assorbita determina il tipo di scaricatore con correnti di picco da 200 a 1000 A per riaccensioni multiple o di 10 kA e più per impulsi da scariche atmosferiche;
- posizionare lo scaricatore il più vicino possibile all'apparecchio da proteggere;
- la migliore protezione si ottiene collegando gli scaricatori tra fasi adiacenti e tra tutte le fasi e terra;

5. Le sovratensioni di manovra

- la connessione allo scaricatore deve essere la più breve possibile e avere la medesima terra dell'apparecchio da proteggere. Nell'esempio seguente di fig. 5.51 dato dalla Norma, si vedono tre casi di protezione di un trasformatore T dove il caso 3 garantisce una protezione eccellente dato che la terra è unica e il collegamento b è corto ed inferiore alla connessione a.

Il limite di questo tipo di protezione consiste nell'essere efficace solo per gli interruttori che producono sovratensioni di valore superiore a quello del livello di protezione dello scaricatore; inoltre le riaccensioni potrebbero comunque verificarsi con valori fino a due volte il valore di protezione e senza alcuna riduzione delle frequenza della sovratensione.

Linea aerea

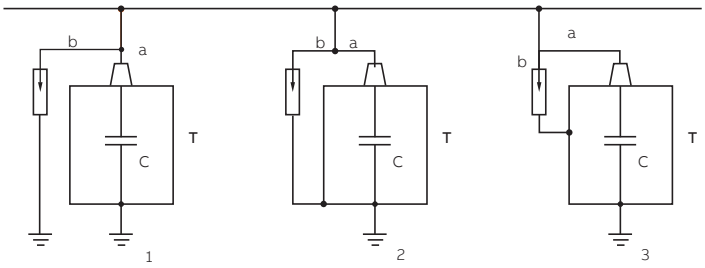


Fig. 5.51

Nelle figure 5.52 e 5.53 vediamo il fenomeno delle riaccensioni prima e dopo l'applicazione dello scaricatore.

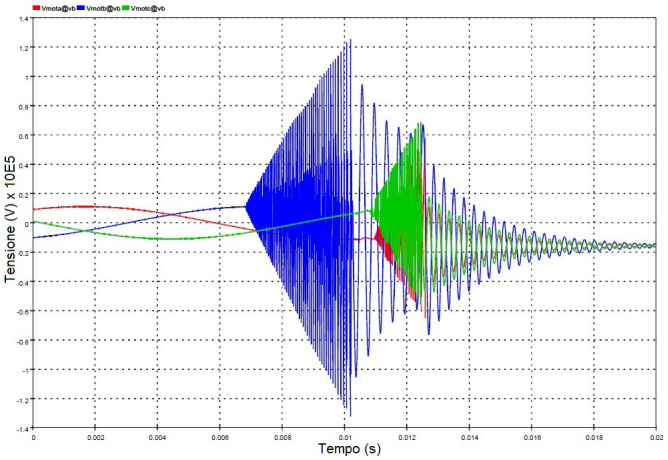


Fig. 5.52

Utilizzando dei filtri RC, di cui si tratterà nel paragrafo seguente, il risultato sarebbe il seguente (figura 5.54):

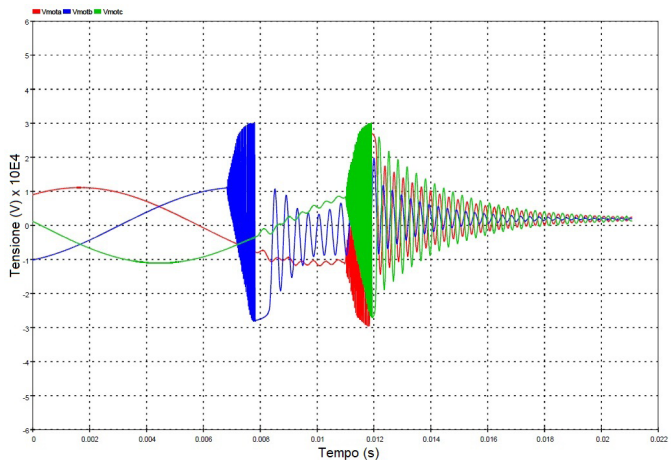


Fig. 5.53

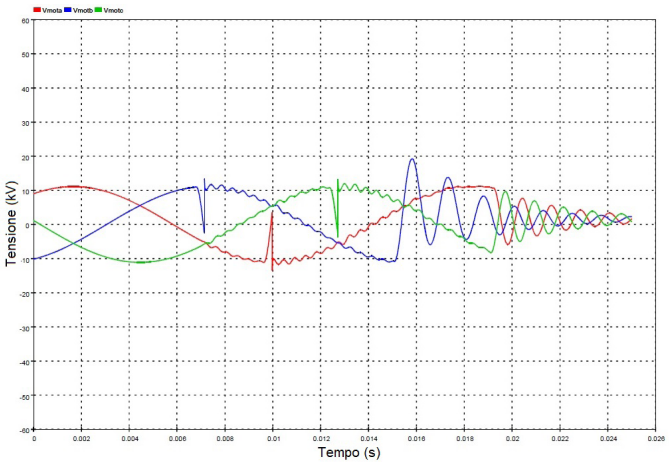


Fig. 5.54

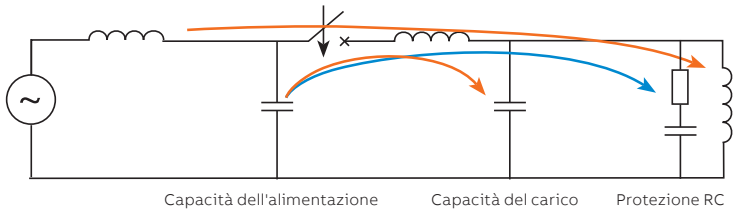
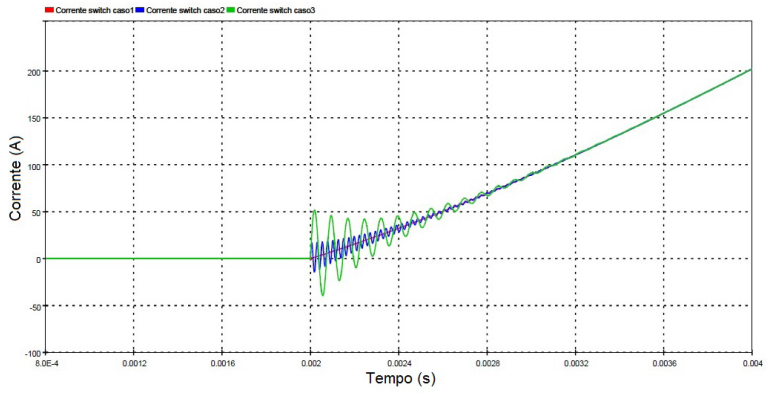
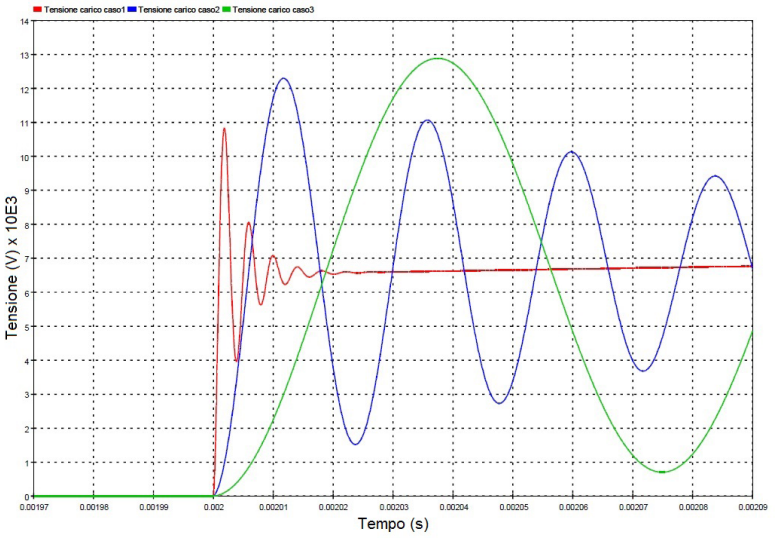


Fig. 5.55



a)



b)

Fig. 5.56

5.3.2 Filtri RC

I filtri RC consistono in un condensatore in serie ad una resistenza connessi tra fase e terra ai terminali del carico da proteggere. I filtri RC sono utilizzati in aggiunta agli scaricatori principalmente per la protezione dei carichi induttivi. Come già visto, ciò deriva dal fatto che gli scaricatori non intervengono sulla pendenza del fronte di salita della sovratensione e quindi non proteggono completamente gli avvolgimenti di motori, generatori, reattanze e trasformatori in quanto sottoposti ad una distribuzione non omogenea della tensione negli avvolgimenti.
Questa protezione è in grado di prevenire i pre-adescamenti alla chiusura e le riaccensioni multiple all'apertura dell'interruttore in quanto riduce la pendenza del fronte di salita della TRV.
Nel capitolo 5.1.7 è stato affrontato il tema delle riaccensioni e delle relative sovratensioni da cui si è visto che una riaccensione provoca una corrente ad alta frequenza che si sovrappone alla fondamentale. Il filtro RC tende effettivamente a smorzare le correnti ad alta frequenza prevenendo il fenomeno delle riaccensioni multiple.
Nell'oscillogramma di figg. 5.56 a) e b) è evidente l'effetto di smorzamento con due valori di impedenza diversi, rispetto alla curva verde nel circuito di simulazione di fig. 5.55 preso come esempio.

Bisogna comunque considerare che, analogamente a quanto visto per gli scaricatori, non è possibile avere una protezione centralizzata ma tutti i dispositivi collegati alla stessa sbarra, motori e trasformatori, devono ugualmente essere protetti in caso di possibili sovratensioni.
Nell'esempio seguente di fig. 5.57 entrambi i trasformatori vengono protetti da scaricatori e filtri RC per prevenire danni derivanti dalle sovratensioni.

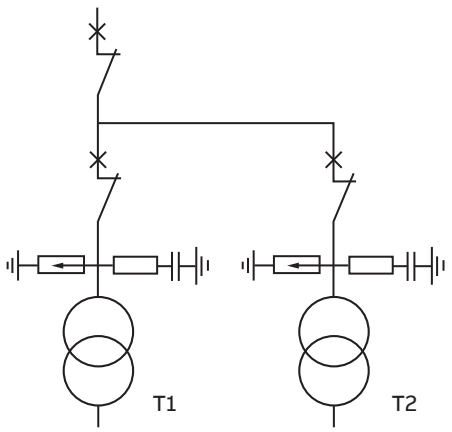


Fig. 5.57

5. Le sovratensioni di manovra

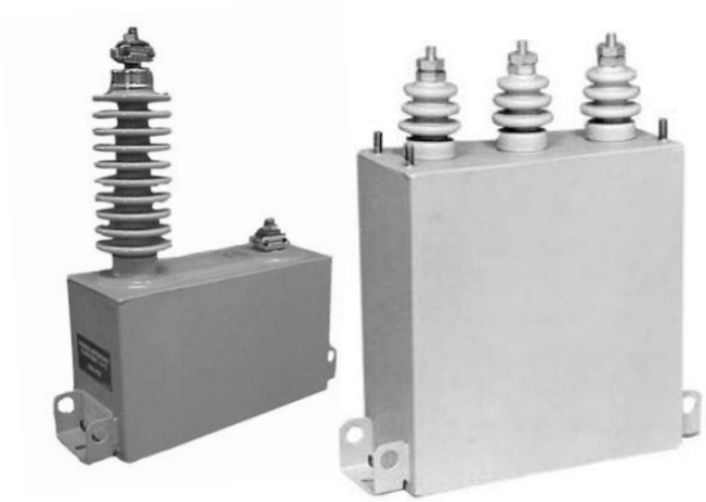


Fig. 5.58: esempi di filtri RC

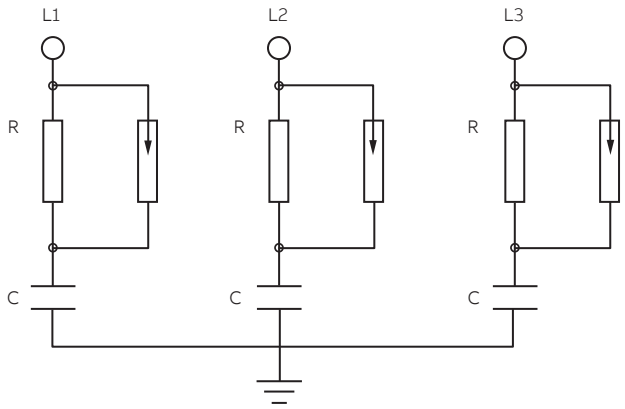


Fig. 5.59

La scelta della capacità C viene fatta in modo che sia molto più grande della capacità del cavo di collegamento tra l'interruttore ed il trasformatore (o comunque del dispositivo da proteggere). Valori tipici vanno da 0,1 a 0,25 µF. Sono disponibili in commercio condensatori specifici detti surge capacitor in grado di sostenere sovratensioni anche elevate e quindi adatti per questo tipo di utilizzo. ABB propone surge capacitor per tensioni fino a 13,8 kV, monofasi o trifasi, con capacità da 0,08 a 0,75 µF.

La resistenza, invece, è scelta in modo che sia identica all'impedenza transitoria del cavo così da prevenire riflessioni d'onda nel cavo. La resistenza, inoltre, deve smorzare le oscillazioni ad alta frequenza della corrente. Da notare che in caso di più cavi in parallelo, l'impedenza dei cavi diminuisce e parallelamente deve diminuire la resistenza del filtro RC. La resistenza deve avere bassa induttanza, deve avere la stessa tensione di tenuta ad impulso dell'impianto e deve avere potenza tale da sopportare la potenza dissipata causata dalla corrente alla frequenza nominale e dalle eventuali armoniche.
Esistono anche in commercio dispositivi integrati chiamati ZORC che contengono, in un unico contenitore, scaricatori, condensatori e resistenze (fig. 5.59). Sono disponibili soluzioni integrate fino a 40 kV.

Gli svantaggi di questa soluzione sono i costi delle perdite nella resistenza e i costi di progettazione in quanto ogni installazione deve essere trattata in modo diverso ed è quindi difficile utilizzare dispositivi standard.

5.3.3 Reattanze di blocco in serie

Le reattanze di blocco, o choke, rappresentano un'alternativa ai filtri RC per lo smorzamento dei transitori di tensione. Sono installate in serie tra l'interruttore e l'apparecchio da proteggere come si può vedere in fig. 5.60.

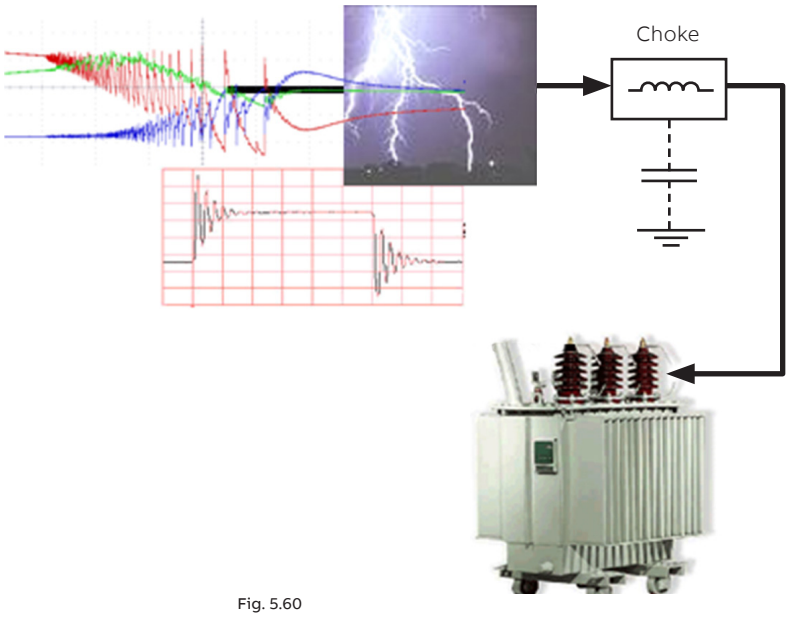


Fig. 5.60

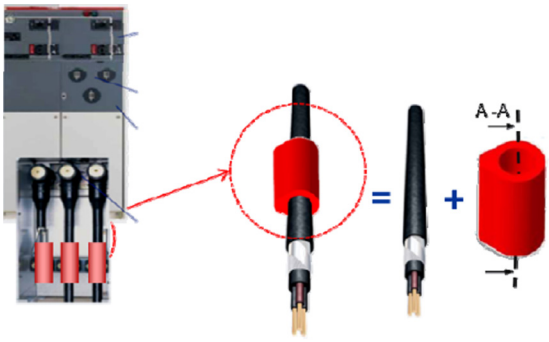


Fig. 5.61

A seconda del carico a valle, la reattanza di blocco può richiedere o meno l'installazione di condensatori di smorzamento tra i terminali e terra, ad esempio nel caso di un trasformatore a secco collegato direttamente all'interruttore di protezione. È stato dimostrato sperimentalmente che induttanze di 100 µH effettuano uno smorzamento significativo delle sovratensioni, in particolare quando combinate con condensatori di 10 nF. La resistenza in parallelo all'induttanza assicura inoltre lo smorzamento del circuito oscillante formato dall'induttanza del dispositivo e le capacità a valle. I valori tipici di resistenza variano da 30 a 150 Ω. In pratica questa protezione deve soddisfare i seguenti requisiti:

- deve presentare un'impedenza elevata a frequenze comprese tra 100 kHz e 1 MHz;
- deve essere trasparente alla frequenza di rete (50-60 Hz);
- la caduta di tensione e quindi le perdite devono essere le più basse possibili.

I vantaggi possono essere interessanti in quanto si ottiene effettivamente sia una riduzione della pendenza del fronte di salita sia una limitazione del valore di picco della sovratensione. Da aggiungere anche una riduzione delle probabilità di avere riaccensioni nell'interruttore a monte. La riduzione delle perdite può essere ottenuta ottimizzando il nucleo magnetico e il relativo avvolgimento. Nel caso di induttanze di tipo toroidale (fig. 5.61), uno dei vantaggi è la comodità di installazione in quanto possono essere infilate sui conduttori di collegamento con il trasformatore.

Lo svantaggio della soluzione con reattanze di blocco in serie consiste nel non essere in grado di prevenire completamente le riaccensioni multiple (a meno di non aggiungere anche i condensatori). Inoltre non è una soluzione molto utilizzata negli impianti di potenza, tranne che in Giappone limitatamente ad applicazioni fino a 6,6 kV. Da aggiungere i costi per le perdite e il rumore prodotto. Anche in questo caso i risultati migliori si hanno ottimizzando la protezione per la singola apparecchiatura e quindi ogni installazione deve essere trattata in modo diverso rendendo difficile utilizzare dispositivi standard.

5. Le sovratensioni di manovra

5.3.4 Interruttori e sezionatori di manovra sincroni

Di tali dispositivi si è già parlato nel capitolo 3.5, nell'ambito delle tecniche interruttive, e se ne parlerà ancora nel capitolo 9.2.4 a proposito della manovra dei condensatori.
La manovra sincronizzata di fatto rende obsolete le soluzioni tradizionali, viste precedentemente, di smorzamento delle sovratensioni generate da riaccensioni in quanto risolve il problema alla radice. Da considerare che una soluzione tradizionale, effettuata ad esempio con filtri RC, non solo ha dei costi paragonabili o superiori a quelli di un apparecchio di manovra sincrono, ma pone dei problemi non trascurabili di ingombro, di sicurezza (se installati in vecchi impianti in quanto vanno installati ai morsetti dell'apparecchiatura da proteggere), di standardizzazione della soluzione.
I dispositivi di manovra sincroni, invece, sono installati nei quadri elettrici di MT come gli altri apparecchi, interruttori e sezionatori, nella massima sicurezza e modularità. Il principio base è quello di consentire il passaggio della corrente nei singoli poli fino al naturale passaggio per lo zero e quindi aprire il circuito. Ciò di fatto elimina la possibilità di riaccensioni in quanto non si ha separazione dei contatti sino a qual momento.
Vediamo ora il principio di funzionamento sul circuito monofase e mettiamolo a confronto con la chiusura di un interruttore classico.

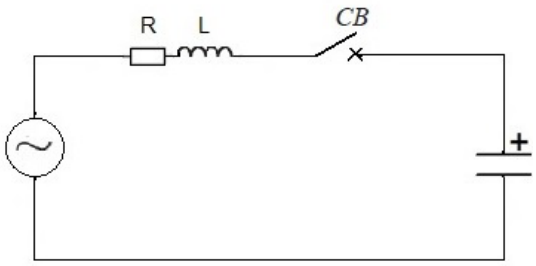


Fig. 5.62

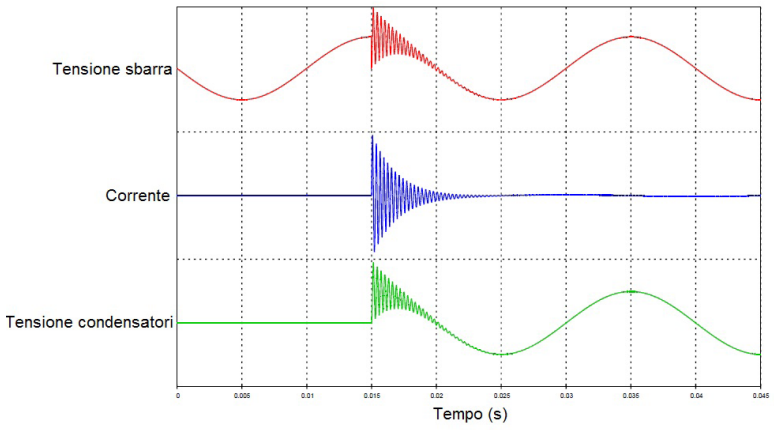


Fig. 5.63

Nell'esempio di figura 5.62, il picco di sovracorrente può arrivare oltre 10 p.u. (fig. 5.63) e questo può causare:

- elevate cadute di tensione con conseguente sovradimensionamento delle connessioni;
- problemi alla coppia meccanica delle macchine elettriche (ricordiamo che per le macchine ad induzione la coppia varia con il quadrato della tensione);
- problemi di qualità dell'energia.

La soluzione fin qui adottata ad oggi è stata l'adozione di reattanze limitatrici che con la loro presenza limitavano l'ampiezza della sovracorrente e della frequenza; ovviamente tale soluzione:

a) non è economica in quanto la reattanza limitatrice ha un costo non trascurabile;
b) è ingombrante in quanto tali reattanze generalmente sono in aria e occupano volumi non indifferenti;
c) sono possibili guasti di cortocircuito tra la reattanza limitatrice e il banco condensatori con conseguenti e considerevoli valori di TRV.

Durante la fase di apertura il banco di condensatori manovrato da interruttori o contattori classici necessita tipicamente dell'utilizzo di scaricatori, opportunamente dimensionati, al fine di limitare possibili sovratensioni dovute a fenomeni di riadescamento con maggiori oneri per il cliente.
Una possibile soluzione sincrona priva di riadescamenti permette l'inserzione e la disinserzione di banchi di condensatori tramite tecnologia a diodi, eliminando le sovratensioni (anche in configurazione back to back) e le possibilità di riadescamento durante l'apertura.

Facendo riferimento alla fase di chiusura ed al circuito equivalente di figura 5.64, è possibile comprendere come opera il DS1:

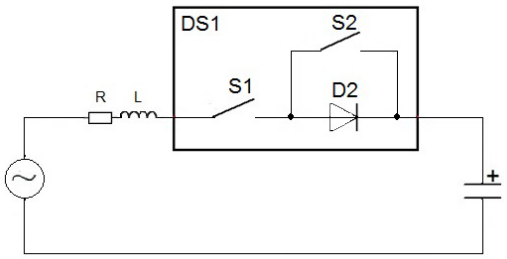


Fig. 5.64

1. durante la semionda negativa di tensione sulla sbarra il DS1 chiude il contatto S1;
2. il diodo viene quindi polarizzato inversamente fintanto che la tensione rimane negativa. Al passaggio per lo zero della tensione, il diodo comincia a condurre. Il condensatore viene pertanto inserito allo zero di tensione minimizzano la sovracorrente;
3. poiché corrente e tensione sono tra di loro sfasate di 90°, il contatto S2 viene chiuso prima che corrente e tensione diventino nuovamente negative;

In conclusione, il condensatore è stato inserito senza fenomeni di sovracorrente (fig. 5.65).

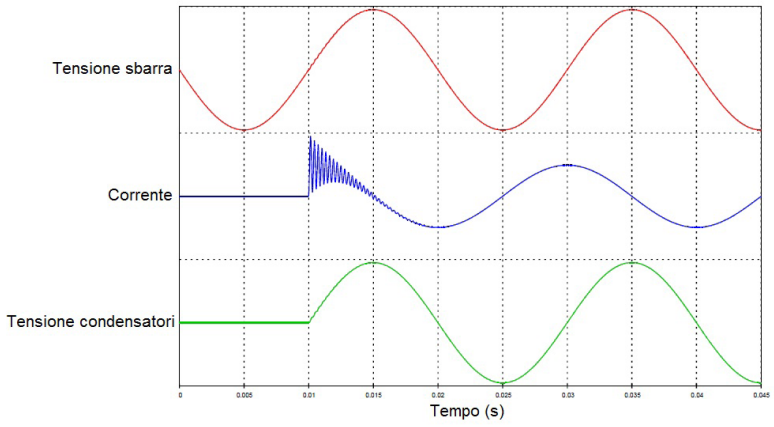


Fig. 5.65

Relativamente invece alla fase di apertura ed al circuito equivalente di figura 5.66 abbiamo la seguente sequenza:

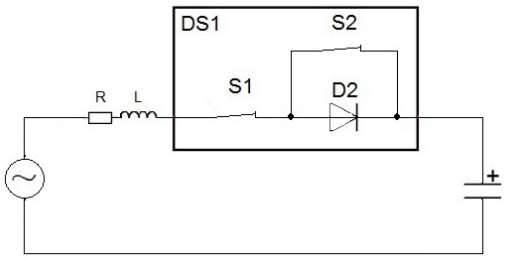


Fig. 5.66

1. quando la corrente e la tensione sono positive viene aperto il contatto S2 permettendo il passaggio della corrente nel diodo;
2. nel momento in cui la corrente raggiunge lo zero il diodo si spegne ed entra in polarizzazione inversa. La corrente cessa conseguentemente di scorrere;
3. viene infine aperto il contatto S1

6. Caratteristiche meccaniche

6.1 Le manovre meccaniche

Nei moderni interruttori di media tensione il comando che fornisce l'energia meccanica per la separazione dei contatti è fortemente integrato nella struttura, di cui è parte integrante e fondamentale.
Il comando deve essere progettato per ottimizzare l'energia meccanica fornita ai poli in modo tale da consentirne il corretto funzionamento, impartendo ai contatti la necessaria velocità di separazione ma al tempo stesso non eccedendo in energia fornita, per non danneggiare i componenti meccanici e raggiungere il numero di manovre richiesto.
La Norma di prodotto IEC 62271-100 suddivide gli interruttori in due classi:

- classe M1 per interruttori con durata meccanica normale, in grado di eseguire 2.000 manovre;
- classe M2 per interruttori con durata meccanica estesa, in grado di eseguire almeno 10.000 manovre; questi interruttori devono essere progettati per richiedere solo limitati interventi di manutenzione quali, ad esempio, la lubrificazione di alcune parti.

Il comando meccanico è del tipo ad energia accumulata con carica manuale o a motore della molla di chiusura; la molla di apertura viene caricata durante la manovra di chiusura. Le operazioni di apertura e di chiusura avvengono con velocità indipendenti dall'operatore e da come viene operato (manualmente con i pulsanti locali o da remoto tramite gli sganciatori di apertura e chiusura).
Il comando sprovvisto di motoriduttore per la carica della molla di chiusura consente le seguenti sequenze:

- con l'interruttore aperto e molla di chiusura carica: C – O;
- con interruttore chiuso e molla di chiusura carica: O - C - O.

Il comando provvisto di motoriduttore per la carica della molla di chiusura è in grado di eseguire ripetuti cicli di richiusura grazie alla ricarica automatica dopo ogni chiusura.
Diverso è il discorso per gli interruttori dotati di comando a magneti permanenti essendo questo un meccanismo estremamente semplice che riduce al minimo il numero di componenti meccanici e ne riduce la manutenzione. In questo caso il numero di manovre è decisamente maggiore ma pur sempre limitato dalla vita meccanica delle ampolle in vuoto.
Nel caso degli interruttori di manovra-sezionatore la norma di riferimento è la IEC 62271-103 che prevede ancora due classi, la classe M1 con 1.000 manovre e la classe M2 (durata meccanica estesa) con 5.000 manovre.
Per i sezionatori la Norma di riferimento è la IEC 62271-102 e prevede tre classi: la M0 per durata meccanica normale con 1.000 manovre, la classe M1 per durata meccanica estesa in abbinamento con l'interruttore che prevede 2.000 manovre e la classe M2, sempre per durata meccanica estesa, in abbinamento con l'interruttore che prevede 10.000 manovre.
Infine, per i contattori la norma di riferimento è la IEC 62271-106. Questa Norma prevede che il costruttore dichiari il numero di manovre a vuoto espresse in milioni di manovre, preferibilmente con i seguenti numeri: 0,01 - 0,03 - 0,1 - 1 - 3.
La tab. 7 successiva riassume il numero di manovre meccaniche per tipologia di apparecchio di manovra.

Apparecchio	Contattore	Interruttore				Apparecchio multifunzione						Interruttore di manovra
						HySec			GSec			
									Sezionatore di linea			
	VSC	HD4	VD4	VM1	Vmax	Interruttore	Sezionatore di linea	Sezionatore di terra	Comando S1 - Singola molla	Comando S2 - Doppia molla	Sezionatore di terra	DS1
Max. numero di manovre	1000000	10000	30000 (*)	30000 (*)	10000	10000	1000	1000	5000	1000	1000	50000
Classe	n.a.	M2	M2	M2	M2	M2	M0	M0	M2	M1	M0	M2
Norma IEC di riferimento	IEC 62271-106	IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 62271-102	IEC 62271-102	IEC 62271-103	IEC 62271-103	IEC 62271-102	IEC 62271-103

(*) 30.000 manovre fino a 17,5 kV - 2500 A - 31,5 kA e fino a 24 kV - 2500 A - 25 kA; 10.000 manovre per rating superiori.

Tab. 7

6.2 Il carico statico e dinamico durante la manovra

Il massimo carico statico dell'interruttore è approssimativamente uguale al peso dell'apparecchio stesso. Per quanto riguarda invece il carico dinamico, questo vale all'incirca il doppio del peso dell'interruttore. Poiché l'interruttore è normalmente montato a bordo di un'unità di un quadro elettrico (fisso o estraibile), in questo caso il carico dinamico vale approssimativamente dal 10 al 15% del peso totale dell'unità.

6.3 Condizioni climatiche

La condizioni di normale funzionamento sono definite per tutti gli apparecchi nella Norma IEC 62271-1.
La norma, per gli apparecchi per interno, definisce che:

a) la temperatura ambiente non superi i 40 °C e il suo valore medio, misurato in un periodo di 24 ore, non superi i 35 °C.
   La temperatura ambiente minima sia scelta tra alcuni valori preferiti e nel nostro caso è -5 °C; a richiesta ABB può fornire apparecchi atti al funzionamento con temperature minime inferiori;
b) l'altitudine non sia superiore a 1.000 m;
c) l'aria ambiente non sia inquinata da polvere, fumo, gas infiammabili o corrosivi, vapori o sale;
d) le condizioni di umidità siano le seguenti:
   - il valore medio dell'umidità relativa, misurata su un periodo di 24 ore, non superi il 95%;
   - il valore medio di pressione di vapore acqueo, su un periodo di 24 ore, non sia superiore a 2,2 kPa;
   - il valore medio dell'umidità relativa, su un periodo di un mese, non superi il 90%;
   - il valore medio di pressione di vapore acqueo, su un periodo di un mese, non sia superiore a 1,8 kPa.

Da considerare che, in queste condizioni e per rapide variazioni di temperatura, si potrebbe avere occasionalmente della condensazione.

7. Caratteristiche termiche

7.1 Limiti termici e declassamento per la temperatura ambiente

Normalmente, se la temperatura ambiente supera i 40 °C, limite stabilito dalla Norma IEC 62271-1 per il normale funzionamento, deve essere applicato all'apparecchio un opportuno declassamento della corrente nominale. Tuttavia se nel corso del test di temperature-rise previsto dalla Norma fossero emersi dei margini rispetto ai valori massimi consentiti, il declassamento potrebbe non essere necessario. Poiché per temperatura ambiente si intende la temperatura dell'aria nei dintorni dell'interruttore, le caratteristiche del compartimento interruttore del quadro sono fondamentali per definire il ΔT rispetto a 40 °C. Da considerare infine che in caso di alte temperature il comando richiede maggiore manutenzione per evitare problemi di lubrificazione.
Viceversa, a temperature inferiori a -5 °C, se da una parte non vi sono declassamenti della corrente nominale dovuti alla temperatura, dall'altra le caratteristiche meccaniche potrebbero risentirne negativamente. Gli interruttori HD4 e VD4 hanno superato test a basse temperature, ma il problema va affrontato caso per caso.

7.2 Temperature-rise test

Il test di temperature-rise è una prova di tipo obbligatoriamente previsto dalla Norma IEC 62271-1. Il test certifica la capacità dell'apparecchio di portare la propria corrente nominale per un tempo indefinito e viene effettuato verificando il rispetto delle temperature massime consentite dalla Norma per i vari punti dell'apparecchio. La prova deve essere effettuata con corrente sinusoidale e deve esserne dichiarata la frequenza. Il test deve avere una durata tale da permettere alla temperatura di raggiungere un valore stabile. Ciò avviene normalmente quando l'incremento di temperatura non eccede 1 K in 1 ora, il che avviene quando il test dura un tempo pari a 5 volte la costante di tempo termica dell'apparecchio in prova. La fig. 7.1 mostra un tipico andamento di test di temperatura per un interruttore dove θ_c è la temperatura dell'apparecchio in prova e θ_a è la temperatura dell'aria.

In assenza di materiali ferrosi adiacenti al percorso della corrente, il test condotto a 50 Hz può essere preso in considerazione anche per 60 Hz purché i valori di temperatura raggiunti non superino il 95% di quelli previsti dalla Norma come valori massimi consentiti. Particolare attenzione va posta, quindi, nell'eventuale estensione dei test effettuati in quadro. Viceversa i test effettuati alla frequenza di 60 Hz possono essere ritenuti validi anche a 50 Hz a parità di rating.

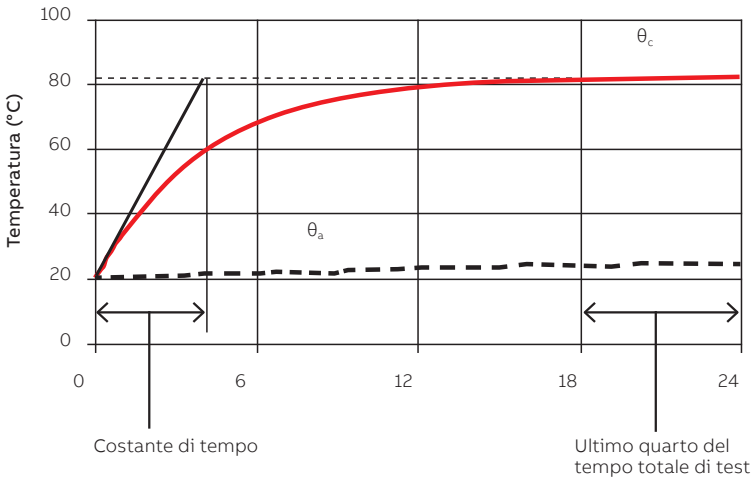


Fig. 7.1

7.3 Aumento di temperatura a seguito di un sovraccarico

Se un apparecchio è stato utilizzato ad una corrente inferiore alla sua corrente nominale I_r, è possibile aumentare la corrente di carico ad un valore tale da non superare comunque le temperature limite ammissibili dalla Norma. La Guida Tecnica IEC/TR 62271-306 tratta l'argomento in modo dettagliato.
Ci sono alcuni fattori che influenzano la lunghezza del periodo di tempo t_s relativo alla sovracorrente I_s.
Questi sono:

- il valore della corrente I_s stessa;
- il valore della corrente continuativa I_i portata prima del sovraccarico;
- la costante di tempo termica dell'apparecchio τ dedotta dalle prove di tipo;
- la temperatura ambiente prima e durante il sovraccarico.

Il tempo durante il quale la sovracorrente I_s può essere applicata si può calcolare nel modo seguente:

$$t_S = \tau\left[-\ln\left\{1-\frac{\theta_{max}-Y-\theta_a}{Y\langle(I_S/I_i)^{1,8}-1\rangle}\right\}\right]$$

con

$$Y = (\theta_{max}-40)\cdot\left(\frac{I_i}{I_r}\right)^{1,8}$$

dove:

- θmax è la temperatura limite del punto più caldo in °C in accordo alla Norma IEC 62271-1;
- θa è la temperature ambiente in °C;
- I_i è la corrente iniziale in A, ovvero la massima corrente portata dall'interruttore nelle 4 ore precedenti l'applicazione della sovracorrente I_s;
- I_s e I_r sono espresse in A e τ in ore;
- t_s è il tempo in ore per cui è permesso il passaggio della corrente I_s alla temperatura θa e dopo I_i;
- Y è un coefficiente espresso in K.

Il tempo t_s così determinato non causerà il superamento delle temperature limite a patto che:

1. l'apparecchio, ed i relativi contatti in particolare, siano nuovi o in ottimo stato;
2. I_i sia effettivamente la corrente portata dall'interruttore nelle 4 ore precedenti; a tal proposito è opportuno avere una registrazione in tale periodo;
3. alla fine del periodo t_s la corrente scenda ad un valore $\leq I_r$;
4. il valore di I_s non sia in ogni caso superiore a 2 volte I_r.

Ad esempio, supponiamo di avere un sovraccarico su un interruttore da 1250 A (a 40°C) dovuto alla corrente di avviamento di un motore pari a I_s=6125 A. La corrente iniziale precedente al sovraccarico è uguale a I_i=370 A con θ_{max} dell'interruttore uguale a 105 °C, la temperatura ambiente θ_a=40 °C ed infine la costante di tempo dell'interruttore tipicamente τ=0,5 h.
Applicando la formula otteniamo:

$$Y = (105-40)\cdot\left(\frac{370}{1250}\right)^{1,8} = 7{,}26$$

$$t_S = 0{,}5\cdot\left[-\ln\left\{1-\frac{105-7{,}26-40}{7{,}26\cdot\langle(6125/370)^{1,8}-1\rangle}\right\}\right] = 0{,}026\ h$$

in altri termini 1 min e 35 sec.

Nella scelta e nella regolazione del relè di protezione associato all'apparecchio di media tensione è necessario tenere in considerazione i possibili sovraccarichi che interessano l'impianto elettrico al fine di proteggere il carico e l'interruttore stesso.

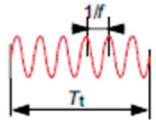
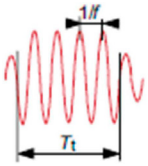
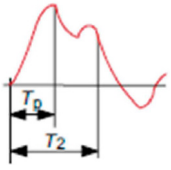
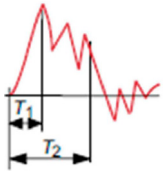
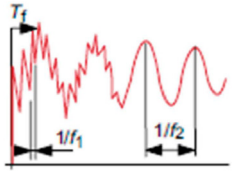
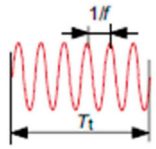
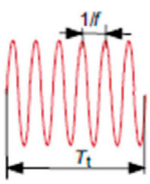
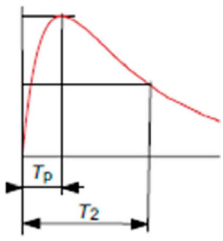
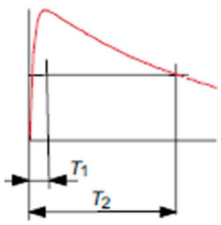
8. Caratteristiche dell'isolamento

8.1 Coordinamento dell'isolamento

La Norma IEC 60071-1 Coordinamento dell'isolamento, Parte 1: Definizioni, principi e regole, definisce il coordinamento dell'isolamento come la selezione della tenuta dielettrica delle apparecchiature, in funzione delle tensioni e delle sovratensioni che possono manifestarsi nel sistema a cui queste apparecchiature sono destinate e tenendo conto dell'ambiente di funzionamento e delle caratteristiche dei dispositivi di protezione disponibili, dove per tenuta dielettrica si intende livello di isolamento nominale o il livello di isolamento normalizzato.
Le tensioni e le sovratensioni che sollecitano l'isolamento devono essere determinate in ampiezza, in forma e in durata per mezzo di un'analisi del sistema che comprende anche la scelta e l'ubicazione dei dispositivi di prevenzione e di limitazione delle sovratensioni.
Successivamente, sulla base della precedente analisi, dovrà essere determinata una tensione e una sovratensione rappresentativa in modo che possa essere associata una prova di tensione di tenuta normalizzata. Infine, la Norma richiede di scegliere per l'isolamento dell'apparecchiatura la tensione più elevata scegliendo tra l'insieme di tensioni di tenuta normalizzate che caratterizzano l'isolamento dell'apparecchiatura necessaria per l'applicazione specifica.
Il processo di definizione per la scelta del livello di isolamento nominale o normalizzato è descritto nella Norma.

8.2 Sovratensioni

La Norma IEC EN 60071-1 (vedi tab. 8) riunisce le possibili tensioni e sovratensioni che si possono verificare in un impianto in alcune categorie con forma e durata definite ma con ampiezza che dipende dall'impianto e dai dispositivi di limitazione. Per quasi tutte sono previste delle forme di tensione normalizzate e le relative prove di tensione di tenuta normalizzate a cui fare riferimento. In particolare per la media tensione, a parte l'ultima categoria, le sovratensioni possono essere impulsi di origine atmosferica (colonna 4) o essere sovratensioni temporanee a frequenza industriale (colonna 2). I transitori a fronte lento riguardano i sistemi in AT a tensione Um > 245 kV.

Categoria	**Bassa frequenza**		**Transitorio**		
	1) Permanente	**2) Temporanea**	**3) A fronte lento**	**4) A fronte rapido**	**5) A fronte molto rapido**
Forme di tensione o di sovratensione					
Campo delle forme di tensione o di sovratensione	f = 50 Hz o 60 Hz $T_t \geq 3600s$	10 Hz < f < 500 Hz $0{,}02s \leq T_t \geq 3600s$	20 µs < $T_p \leq$ 5000 µs $T_2 \geq$ 20 ms	0,1 µs < $T_1 \leq$ 20 µs $T_2 \geq$ 300 µs	$T_1 \leq$ 100 ms 0,3 MHz < f_1 < 1000 MHz 30 kHz < f_2 < 300 kHz
Forme normalizzate di tensione					
	f = 50 Hz o 60 Hz T_t (a)	48 Hz ≤ f ≤ 62 Hz T_t = 60s	T_p = 250 µs T_2 = 2500 µs	T_1 = 1,2 µs T_2 = 50 µs	
Prova di tensione di tenuta normalizzata		Prova di breve durata a frequenza industriale	Prova agli impulsi di manovra	Prova agli impulsi di origine atmosferica	

Tab. 8

8.3 Livello d'isolamento

Per gli interruttori di media tensione i livelli di isolamento normalizzato sono indicati in tab. 9 (IEC 62271-1):

Tensione nominale U_r kV (Valore efficace)	**Tensione di tenuta di breve durata nominale a frequenza di esercizio U_d kV (valore efficace)**		**Tensione di tenuta a impulso atmosferico nominale U_p kV (valore di picco)**	
	Valore comune	**Sulla distanza di sezionamento**	**Valore comune**	**Sulla distanza di sezionamento**
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
3,6	10	12	20	23
			40	46
7,2	20	23	40	46
			60	70
12	28	32	60	70
			75	85
17,5	38	45	75	85
			95	110
24	50	60	95	110
			125	145
36	70	80	145	165
			170	195

Le tensioni di tenuta si applicano verso terra, tra i poli e tra i terminali dell'apparercchio di manovra aperto.
I valori "sulla distanza di sezionamento" si applicano solo agli apparecchi progettati per rispondere ai requisiti funzionali dei sezionatori.

Tab. 9

8.4 Test dielettrici sull'interruttore

Le prove di tipo di isolamento hanno lo scopo di verificare che gli apparecchi rispettino i livelli di isolamento prescritti nella tab. 9 precedente. Per gli apparecchi di MT le prove previste sono:

- la prova di tensione di breve durata a frequenza di esercizio;
- la prova di tensione a impulso atmosferico.

Le prove vengono effettuate a valori atmosferici standard:

- Temperatura t_0 = 20 °C;
- Pressione assoluta p_0 = 1 013 hPa (1013 mbar);
- Umidità assoluta h_0 = 11 g/m^3.

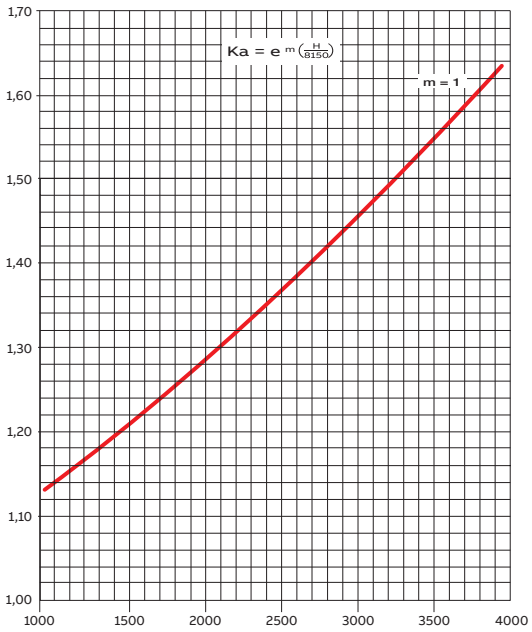
Opportuni fattori di correzione sono previsti in caso di scostamento dai suddetti valori. Per le prove di routine è prevista una prova di tensione di breve durata a frequenza di esercizio secondo i valori della tabella 9 (colonna 2). L'interruttore potrebbe inoltre essere soggetto ad un ulteriore test dielettrico nel caso in cui, a seguito di accordo tra il costruttore e l'utilizzatore del quadro elettrico, la prova di tensione sul circuito principale venga ripetuta sul posto dopo l'installazione. La tensione di prova, in questo caso, sarà l'80% del valore nominale (IEC 62271-200).
La Norma IEC 62271-1 prevede test di tensione anche sui circuiti di bassa tensione quali i circuiti di controllo, motori, resistenze anticondensa, ecc. La prova di breve durata con una tensione di tenuta a frequenza industriale viene normalmente effettuata tra i circuiti ausiliari e di controllo collegati assieme e la struttura dell'apparecchio. I valori previsti dalla Norma per la prova di tipo sono di 2 kV per 1 min. mentre per la prova di routine la tensione di prova scende a 1 kV per 1 s.

8. Caratteristiche dell'isolamento

8.5 Fattore di correzione per l'altitudine

La proprietà isolante dell'aria diminuisce con l'aumentare dell'altitudine, pertanto occorre tenerne conto per l'isolamento esterno delle apparecchiature (l'isolamento interno al polo non subisce variazioni perché sigillato).
Il fenomeno deve essere sempre considerato in fase di progettazione degli elementi isolanti delle apparecchiature che devono essere installate al di sopra dei 1000 m sul livello del mare.
In questo caso si deve considerare un coefficiente correttivo, ricavabile dal grafico di fig. 8.1 costruito in base alle indicazioni delle Norme IEC 62271-1 (che rimanda alla IEC 60071-2).
L'esempio seguente dà una chiara interpretazione delle indicazioni sopra esposte:

- altitudine di installazione 2000 m;
- impiego alla tensione nominale di 12 kV;
- tensione di tenuta a frequenza industriale 28 kV rms;
- tensione di tenuta ad impulso 75 kVp;
- fattore Ka ricavabile dal grafico 1,27.



H = altitudine in metri;
m = valore riferito a frequenza industriale e alle tensioni di tenuta ad impulso atmosferico e tra fase e fase.

Fig. 8.1

Considerando i suddetti parametri l'apparecchiatura dovrà sopportare (in prova ad altitudine zero cioè al livello del mare):

- tensione di tenuta a frequenza industriale: 28 · 1,27 = 36 kVrms;
- tensione di tenuta ad impulso pari a: 75 · 1,27 = 95 kVp.

Da quanto sopra si deduce che per installazioni ad un'altitudine di 2000 m sul livello del mare, con tensione di impiego di 12 kV, è necessario prevedere un'apparecchiatura avente tensione nominale di 17,5 kV e caratterizzata da livelli di isolamento a frequenza industriale di 38 kVrms con 95 kVp di tensione di tenuta ad impulso.

8.6 Altri test: emissione raggi X

La Norma IEC 62271-1 richiede per gli interruttori in vuoto una prova per verificare che il livello di emissione di raggi X prodotto dalle ampolle non superi i limiti massimi previsti. I limiti massimi sono i seguenti (fig. 8.2):

a) 5 μSv per ora alla distanza di 1 m alla massima tensione di funzionamento U_r;
b) 150 μSv per ora alla distanza di 1 m ad una tensione pari al valore della tensione di breve durata a frequenza di esercizio.

I test effettuati da ABB hanno dimostrato che i valori di emissione di raggi X per le proprie ampolle sono ampiamente inferiori a quelli prescritti.

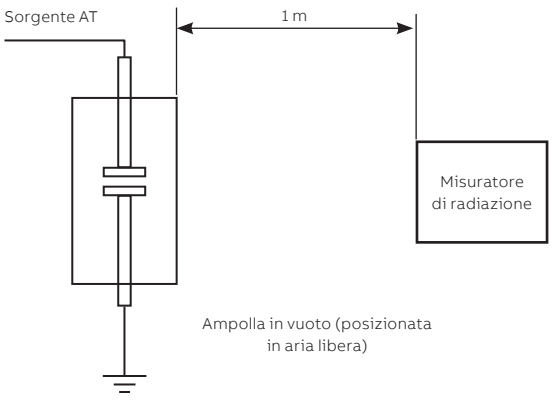


Fig. 8.2

8.7 Effetti dell'ambiente esterno: condizioni climatiche particolari e corrosione

Relativamente a condizioni ambientali particolarmente aggressive durante l'esercizio, la Norma IEC 62271-100 dichiara che per gli interruttori per interno deve essere consultato il costruttore per ogni condizione di servizio speciale, ad esempio quando siano presenti fumi chimici, atmosfera aggressiva o salina, ecc.
Esistono, invece, indicazioni specifiche nella norma IEC 62271-200 relativa ai quadri elettrici dove al capitolo 2 "Normal and special service conditions" si dichiara che i quadri elettrici possono essere utilizzati in condizioni ambientali di condensazione e inquinamento più severi rispetto alle condizioni normali in accordo alla Specifica Tecnica IEC/TS 62271-304 e classificati con "design class" 1 o 2.
In particolare nella IEC/TS 62271-304, Capitolo 3: "Degrees of severity of service conditions under condensation and pollution" si sostiene che le apparecchiature per interno contenute all'interno di edifici o ambienti e quindi normalmente protette contro le condizioni climatiche esterne possono essere soggette comunque a rapidi cambi di temperature e quindi a condensazione e all'inquinamento presente all'interno dell'edificio.
Tali condizioni di servizio sono definite e classificate nel modo seguente:

- C_O: condensazione normalmente non presente (non più di due volte l'anno)
- C_L: condensazione non frequente (non più di due volte al mese)
- C_H: condensazione frequente (più di due volte al mese)
- P_L: inquinamento leggero (equivale a quanto definito nel paragrafo 4.1.1, della IEC 62271-1: l'aria ambiente non è significativamente inquinata da polvere, fumo, gas corrosive e/o infiammabili, vapori o sale. Il costruttore può assumere che, in assenza di requisiti specifici da parte dell'utilizzatore, non vi sia presenza di tali sostanze).
- P_H: inquinamento pesante; P_H non comprende aree soggette a polveri conduttive e/o a fumi industriali che producano depositi conduttivi spessi. In ogni caso la posizione di installazione non prevede precauzioni per ridurre la presenza di depositi o l'apparecchiatura è vicina alle fonti di inquinamento.

Considerando, infine, l'aggravante costituita dalla presenza combinata di condensazione e inquinamento, la Norma definisce le seguenti classi:

- Grado 0: C_OP_L
- Grado 1: C_LP_L o C_OP_H
- Grado 2: C_LP_H o C_HP_L o C_HP_H

Dove il Grado 0 corrisponde alle condizioni di servizio normale come descritte nel paragrafo 4.1.1 delle IEC 62271-1.
Nel Capitolo 4 "Classification of enclosed switchgear and controlgear" vengono definite tre Design Class 0, 1 e 2 che corrispondono sostanzialmente ai tre gradi di condizioni di servizio sopra citati.
Infine, sempre nel capitolo 5 della IEC/TS 62271-304 "Classification procedure", si dichiara che l'utilizzo in condizioni ambientali gravose in conformità alla Design Class 1 o 2 deve essere verificato con opportuni test di invecchiamento in camera climatica secondo le modalità definite dalla Norma e con prestabiliti criteri di accettazione.

Le prove eseguite sui quadri elettrici ABB di MT, comprendenti pannelli con interruttori e contattori, hanno dimostrato il superamento dei test previsti per la Design Class 2.

In generale, possiamo dire che una corretta valutazione delle condizioni ambientali deve basarsi su una serie di dati storici secondo la più opportuna base temporale in relazione alla grandezza in esame (giornaliera, mensile, stagionale, …). Infatti, il sopraluogo prima dell'installazione, andando ad esaminare una situazione specifica, potrebbe non essere esaustivo nella determinazione della compatibilità ambiente -prodotto. A seguito di questa analisi, qualora le condizioni di servizio siano più severe di quelle normali, è necessario consultare i costruttori delle apparecchiature.

9. Applicazioni

9.1 Interruttori per la protezione di trasformatori

Fig. 9.1: esempio di trasformatore di MT per distribuzione

Il trasformatore rappresenta un carico fondamentalmente induttivo soprattutto rispetto ad altri componenti dell'impianto quali linee e cavi. In alcuni rari casi, quindi, l'impedenza del trasformatore è predominante ed influenza l'andamento del cortocircuito con una costante di tempo della componente continua che potrebbe assumere valori più alti del valore standard di 45ms. Ciò accade, ad esempio, quando il trasformatore è connesso direttamente alla sbarre o posto molto vicino al punto di generazione quindi con un contributo capacitivo minimo da parte dei cavi e delle linee.
In questi casi la Norma IEC 62271-100 prevede per le tensioni fino a 52 kV una costante di tempo più alta pari a 120 ms (fig. 9.2); si può notare come la percentuale della componente continua sia molto più alta rispetto al valore massimo definito dalla norma pari al 20% per la costante di tempo standard di 45 ms.

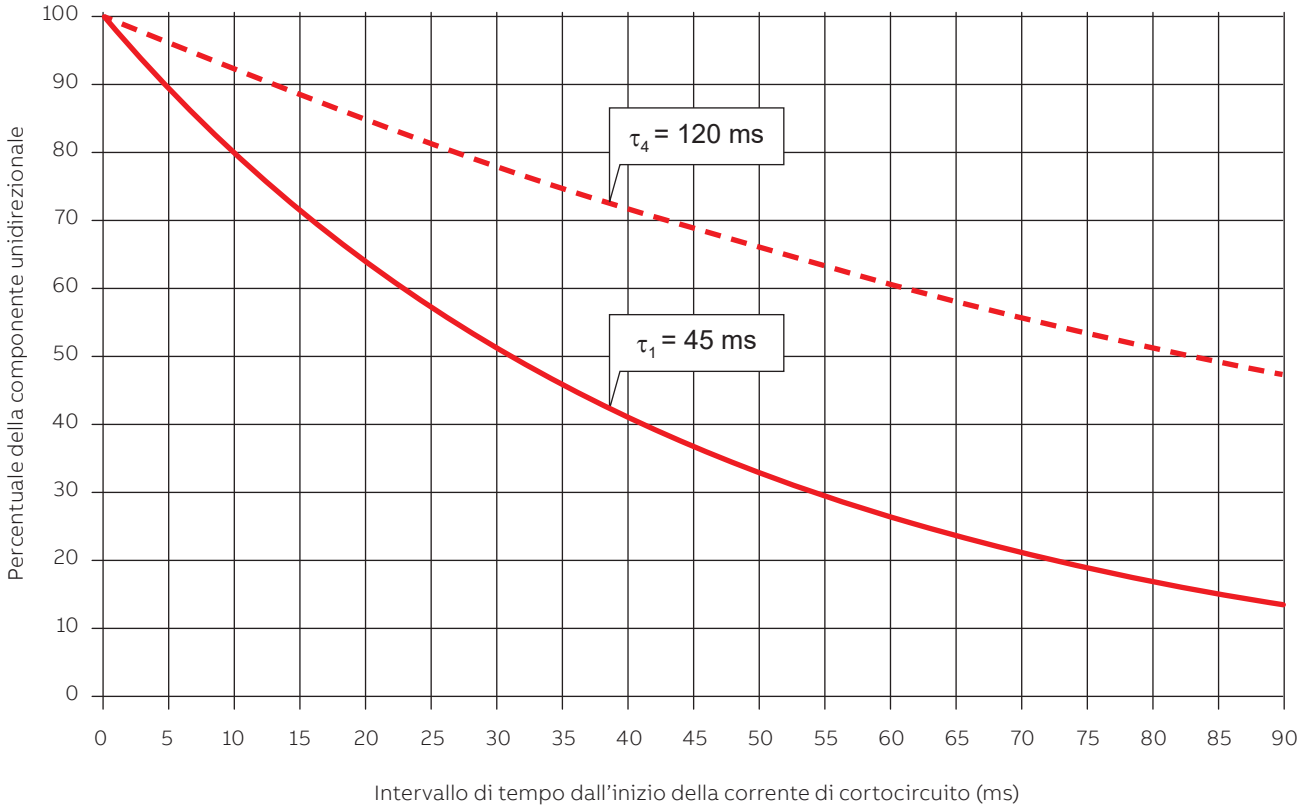


Fig. 9.2

L'interruttore in questi casi potrebbe non essere idoneo ad interrompere la corrente di cortocircuito. In generale, qualora vi sia il dubbio di una componente continua elevata, il consiglio è di effettuare degli studi di simulazione dell'impianto, analizzando specificamente il punto dove l'interruttore è installato, tramite software dedicati come EMTP (Electromagnetic Transient Program).
Un altro caso da considerare è quando l'interruttore chiude alimentando un trasformatore a vuoto. Nelle tabelle seguenti troviamo dei valori indicativi di correnti di inrush e della relativa costante di tempo per trasformatori in olio e a secco, in funzione della loro potenza. Da considerare che nei trasformatori elevatori (o step-up transformers) qualora siano alimentati a vuoto dal lato BT, il fenomeno è ancora più evidente con rapporti più alti e costanti di tempo più basse.

Queste correnti non sono un problema per gli interruttori ma è necessario tenerne conto nella scelta e regolazione dei relè di protezione a causa della sua componente continua e del relativo contenuto armonico.
Nel caso in cui si volesse proteggere il trasformatore con un dispositivo diverso dall'interruttore in combinazione con un fusibile, è necessario scegliere il fusibile in modo da proteggere il trasformatore contro il corto circuito ma non intervenire a causa della corrente di inrush per inserzione a vuoto. Di seguito viene data la tab.12 di scelta di fusibili ABB da abbinare con contattore tipo VSC o, in tab. 13, con interruttore di manovra sezionatore tipo GSec.

Potenza in kVA	100	160	250	315	400	500	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.150
$n_{rush} = \frac{\hat{I}_{rush}}{I_n}$	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
τ_{rush} in secondi	0,15	0,20	0,22	0,24	0,25	0,27	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55

Tab. 10: Correnti tipiche di inrush per alimentazione dal montante di media tensione nel caso di trasformatori MT/BT in olio.

Potenza in kVA	160	250	400	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000
$n_{rush} = \frac{\hat{I}_{rush}}{I_n}$	10.5	10.5	10	10	10	10	10	10	9,5
τ_{rush} in secondi	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40

Tab. 11: Correnti tipiche di inrush per alimentazione dal montante di media tensione nel caso di trasformatori MT/BT a secco.

Tensione nominale del trasformatore	**Potenza nominale del trasformatore**																		**Tensione nominale del fusibile**
	25	**50**	**75**	**100**	**125**	**160**	**200**	**250**	**315**	**400**	**500**	**630**	**800**	**1000**	**1250**	**1600**	**2000**	**2500**	
[kV]	**Corrente nominale del fusibile**																		[kV]
3	16	25	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	2x250(1)	2x315(1)			3,6/7,2
5	10	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	2x250(1)	2x315(1)	
6	6	16	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	2x250(1)	
10	6	10	16	16	16	20	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	2x250(1)	12
12	6	6	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	

Impiegare fusibli CMF
(1) Necessario l'impiego di un portafusibili esterno

Tab. 12: Scelta del fusibile coordinato con VSC per protezione di trasformatori

9. Applicazioni

Tensione nominale del trasformatore	Potenza nominale del trasformatore																Tensione nominale del fusibile
	25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	
[kV]	Fusibile CEF In [A]																[kV]
3	16	25	25	40	40	50	63	80	100	125	-	-	-	-	-	-	3,6/7,2
5	10	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	-	-	-	-	
6	6	16	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	-	-	-	
10	6	10	16	16	16	20	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	-	12
12	6	6	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	125	
15	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	80	17,5
20	6	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	80	24
24	6	6	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	

Tab. 13: Scelta del fusibile coordinato con GSec per protezione di trasformatori

Infine, per quanto riguarda l'apertura della corrente magnetizzante in caso di trasformatore a vuoto, dobbiamo innanzi tutto considerare che non esistono test di tipo per questo tipo di manovra, primo perché meno severa rispetto ad altre e secondo perché difficilmente riproducibile con un modello corretto.

Fig. 9.3: fusibili ABB di MT

Per i trasformatori in olio, in effetti, tale compito non è considerato particolarmente gravoso. L'ampiezza della corrente è trascurabile; ad esempio nei moderni trasformatori a basse perdite può essere inferiore ad 1 A. Per questi tipi di trasformatori possono essere utilizzati sia interruttori in SF_6 che in vuoto senza problemi.
Per i trasformatori a secco, il problema principale nell'apertura della corrente a vuoto sono le sovratensioni conseguenza della corrente di chopping e di riaccensioni multiple (cap. 5.1.7 e 5.1.9). Da questo punto di vista gli interruttori in SF_6 hanno un comportamento migliore rispetto agli interruttori in vuoto. Le sovratensioni dipendono comunque dalla lunghezza dei cavi di collegamento tra l'interruttore e il trasformatore per cui maggiore è la lunghezza e minore è la sovratensione. Il valore massimo di sovratensione può arrivare a 3,5 p.u., quindi per questi trasformatori è consigliabile un'attenta valutazione ed eventualmente l'utilizzo di adeguati dispositivi di limitazione delle sovratensioni (cap. 5.3).

9.1.1 I relè di protezione per trasformatori

La manovra di trasformatori di potenza è una delle tipiche e più frequenti applicazioni per gli interruttori di media tensione. Normalmente gli interruttori sono chiamati ad effettuare un numero di manovre molto contenuto, in molti casi poche manovre all'anno. Vi possono essere però delle eccezioni, ad esempio in impianti di pompaggio e forni ad arco caratterizzati da un elevato numero di manovre.
In caso di cortocircuito a valle del trasformatore, normalmente l'eliminazione del guasto è affidata agli interruttori di bassa tensione; ciò avviene soprattutto quando, alimentando il trasformatore

più utenze, il corretto coordinamento delle protezioni garantisce la selettività e quindi la massima continuità di servizio.
L'interruttore di media tensione può tuttavia essere chiamato ad operare in caso di guasto sul trasformatore stesso o sul montante di media tensione e per la messa in servizio dopo apertura per guasto o manutenzione.
Le protezioni da prevedere su un trasformatore di potenza e che possono provocare l'apertura dell'interruttore sono:

- relè 49 protezione termica per sovraccarico;
- relè 51 protezione di massima corrente a tempo inverso;
- relè 51 o 50 protezione di massima corrente per cortocircuito lato secondario;
- relè 50 protezione di massima corrente di cortocircuito lato primario;
- relè 87T protezione differenziale trasformatore;
- relè 51G-MV protezione di massima corrente guasto a terra lato primario;
- relè 51G-LV protezione di massima corrente guasto a terra lato secondario;
- relè 26 protezione di sovra-temperatura;
- relè 63 protezione di sovra-pressione (solo per trasformatori isolati/raffreddati in olio).

Nella fig. 9.4 vediamo alcune configurazioni del sistema di protezione per trasformatori.
I relè consigliati in questo caso sono: REF 601, REF 615, RET 615, RET 620, RET 630 (fig. 9.5).

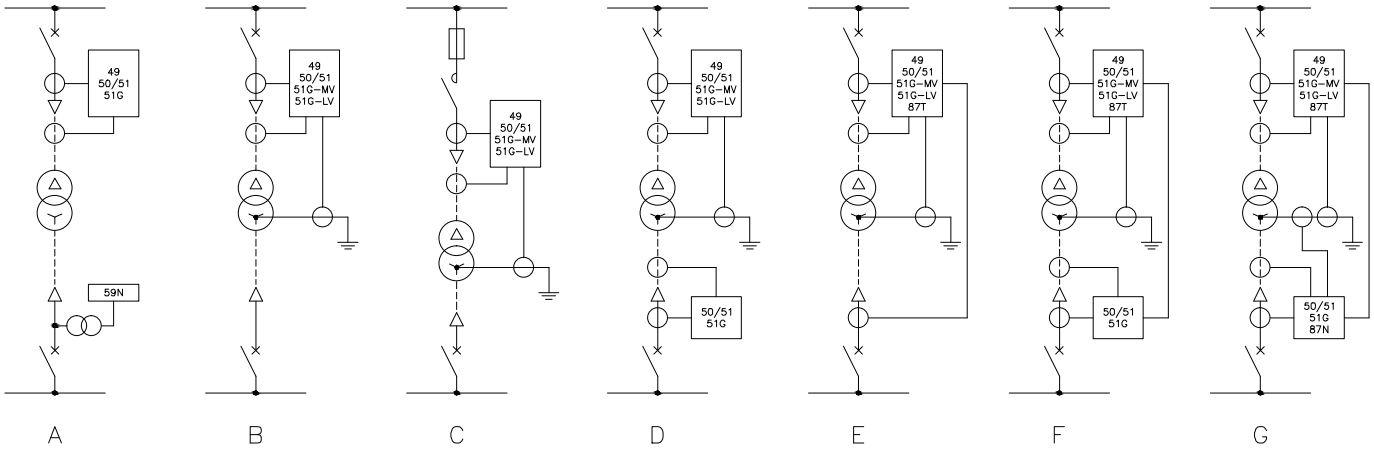


Fig. 9.4

Fig. 9.5

Per una trattazione più approfondita si rimanda alla Guida Tecnica "Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione".

9. Applicazioni

9.2 Apparecchi per la protezione e manovra di condensatori

La manovra di batterie di condensatori, come già visto, presenta delle criticità sia in apertura (cap. 5.1.4) che in chiusura all'inserzione (cap. 4.2.1).
La norma IEC 62271-100 (tab. 14) prevede dei valori preferenziali per la manovra delle correnti capacitive. Nel caso di interruzione della corrente per banchi singoli o in back-to-back, il valore preferenziale è di 400 A per tutti i valori di tensione.

Fig. 9.6: esempi di condensatori

	Linea	Cavo	Batteria singola di condensatori	Batteria multipla di condensatori		
Tensione nominale	**Corrente d'interruzione nominale di linee a vuoto**	**Corrente d'interruzione nominale di cavi a vuoto**	**Corrente d'interruzione nominale di batteria singola di condensatori**	**Corrente d'interruzione nominale di batteria multipla condensatori**	**Corrente di stabilimento all'inserzione nominale di batteria multipla di condensatori**	**Frequenza della corrente di inserzione**
U_r kV, efficace	**I_r A, efficace**	**I_c A, efficace**	**I_{sb} A, efficace**	**I_{bb} A, efficace**	**I_{bi} kA, picco**	**f_{bi} Hz**
3,6	10	10	400	400	20	4 250
4,76	10	10	400	400	20	4 250
7,2	10	10	400	400	20	4 250
8,25	10	10	400	400	20	4 250
12	10	25	400	400	20	4 250
15	10	25	400	400	20	4 250
17,5	10	31,5	400	400	20	4 250
24	10	31,5	400	400	20	4 250
25,8	10	31,5	400	400	20	4 250
38	10	50	400	400	20	4 250

Tab. 14: valori preferiti delle correnti capacitive di manovra

Nel caso della corrente di inrush la Norma degli interruttori non fornisce valori per i singoli banchi di condensatori ritenendo tale condizione non critica. Per i banchi di condensatori in back-to-back invece prevede, come valori preferenziali, un valore di picco di 20 kA e una frequenza di 4250 Hz.
La Norma di prodotto dei contattori, la IEC 62271-106, prevede che sia le correnti di interruzione che la corrente di tenuta relativa alla corrente di inrush per condensatori in back-to-back siano fornite dai costruttori.
Per l'interruzione di carichi capacitivi, analogamente agli interruttori, anche i contattori sono previste due classi relative al comportamento ai riadescamenti:

- classe C1: con bassa probabilità di riadescamenti dimostrata con test di tipo
- classe C2: con bassissima probabilità di riadescamenti anche in questo caso dimostrata con test di tipo.

Per i contattori tipo VSC-S (fig. 9.7) la massima corrente capacitiva è di 250 A; nel caso di banchi di condensatori in back-to-back il potere di chiusura sulla corrente di inrush vale 8 kA di picco con una frequenza massima di 2500 Hz.
Nel definire il tipo di apparecchio per la manovra, relativamente alla corrente nominale, è necessario considerare alcuni fattori, quali la tensione massima, la tolleranza sulla capacità e la presenza di una componente armonica. Conseguentemente, la Norma IEC 60871-1 prescrive che i dispositivi di manovra e protezione dei banchi di condensatori devano essere dimensionati per una corrente continuativa di 1,43 volte la corrente nominale del condensatore o del banco.
Di questo valore si dovrà tener conto non solo nella scelta dell'interruttore o del contattore ma anche nel settaggio delle protezioni, fusibili o relè.

Fig. 9.7

9.2.1 I relè di protezione per condensatori
Nel caso di protezione tramite interruttore e relè, i guasti o le condizioni anomale di funzionamento dei condensatori possono essere ricondotti a (e conseguentemente la protezione deve riconoscere):

- correnti superiori alla nominale;
- cortocircuito;
- guasto a terra;
- massima tensione;
- impedenza squilibrata (guasto sull'elemento elementare costituente il condensatore).

Le condizioni anomale di funzionamento possono essere individuate con le seguenti funzioni di protezione (fig. 9.8):

- relè 51 protezione massima corrente;
- relè 50 protezione di massima corrente di cortocircuito (che può essere sostituita dai fusibili);
- relè 51G protezione di massima corrente guasto a terra;
- relè 59 protezione di massima tensione;

relè 46 protezione di massima corrente di sequenza inversa.

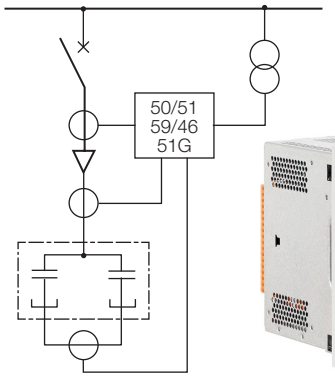


Fig. 9.8

Fig. 9.9

Il relè consigliato in questo caso è ABB REV 615 (fig. 9.9).
Si rimanda alla Guida "Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione" per ulteriori approfondimenti.

Sia nella regolazione del relè che nella scelta del fusibile è necessario calcolare alcuni parametri fondamentali relativamente al transitorio di inserzione della batteria di condensatori, quali il valore della corrente di inrush, la frequenza del transitorio, la sua durata e l'energia specifica passante I^2t. Di seguito vengono sviluppati alcuni esempi concreti di calcolo e dimensionamento dei componenti.

9. Applicazioni

9.2.2 Esempio di dimensionamento per un singolo banco di condensatori

Consideriamo il seguente esempio:

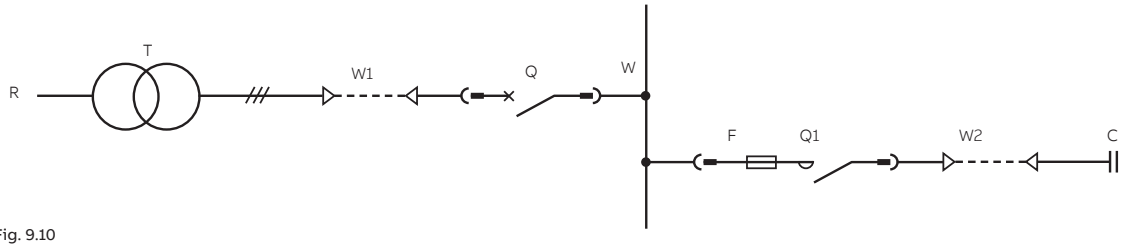


Fig. 9.10

dove:

C = batteria di condensatori con dielettrico in polipropilene e olio
F = fusibili ABB CEF da 12 kV – 63 A
Q = interruttore generale tipo VD4 12.06.16 (12 kV –630 A – 16 kA)
Q1 = contattore di manovra tipo VSC-S (12 kV – 250 A)
R = Rete AT
T = trasformatore di alimentazione AT/MT
W = sbarre principali del quadro di MT con sezione S=3x(60x5) mm^2 e lunghezza l=10 m
W_1 = cavo di collegamento tra trasformatore e quadro con sezione S=2x(3x150) mm^2 e lunghezza l=20 m
W_2 = cavo di collegamento e batterie di condensatori con sezione S=3x(1x35) mm^2 e lunghezza l=20m

Ulteriori dati sono:

U_n = 10 kV tensione nominale di fase lato MT
f = 50 Hz frequenza della rete
$S"_{kQ}$ = 3000 MVA potenza di corto circuito della rete a monte
S_{rt} = 10 MVA, u_{kr} = 7%, $\cos\varphi_{cc}$ = 0,1 caratteristiche del trasformatore AT/MT
R_{W1} = 1,30 mΩ, L_{W1} = 3,88 µH caratteristiche cavo W1
R_W = 0,59 mΩ, L_W = 5,30 µH caratteristiche sbarra W
R_F = 13,70 mΩ, L_F = 0,10 µH caratteristiche fusibile F
R_{W2} = 11,50 mΩ, L_{W2} = 7,30 µH caratteristiche cavo W2
Q = 400 kVAR, I_r = 23,1 A caratteristiche batteria di condensatori

Per il calcolo della frequenza della corrente di inserzione è necessario calcolare la corrente di corto circuito ai terminali della batteria di condensatori; applichiamo il metodo delle potenze e determiniamo l'induttanza totale di tutti i componenti compresi tra il trasformatore e la batteria di condensatori (trascurando le resistenze del circuito in quanto X>>R), quindi:

$S"_{kQ}$ = 3000 MVA contributo della rete
S_{kT} = $(S_{rT}/u_{kr})\cdot 100 = (10/7)\cdot 100$ = 142,8 MVA contributo del trasformatore
L_c = $L_{W1}+L_W+L_F+L_{W2}$ = 3,88+5,30+0,10+7,30 = 16,58 µH induttanza totale dei collegamenti
S_{kc} = $U_{n2}/Z_c = U_{n2}/(2\pi f\cdot L_c) = (10\cdot 10^3)^2/(6{,}28\cdot 50\cdot 16{,}58)$ =
= 19.208 MVA contributo dei collegamenti
S_{kTOT} = $S"_{kQ}$ // S_{kT} // S_{kc} = 1/((1/3000)+(1/142,8)+(1/19208))
= 135 MVA Potenza di corto circuito sulla batteria di condensatori

La corrente di corto circuito vale quindi:

I_{sc} = $S_{kTOT}/(\sqrt{3}\cdot Un) = 135/(\sqrt{3}\cdot 10)$ = 7,8 kA

Applicando la formula vista al cap. 4.2.1:

$$f_i = f_s \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_1}}$$

otteniamo:

$$f_i = 50 \cdot \sqrt{\frac{7{,}8\ 10^3}{23{,}1}} = 0{,}919\ kHz$$

A questo punto si potrebbe valutare l'influenza della frequenza sull'induttanza considerata nel calcolo precedente valutando, al limite, solo la variazione dell'induttanza del trasformatore in quanto il valore dell'induttanza dei collegamenti L_c rispetto alla prima è trascurabile. Per valutare la risposta in frequenza dell'induttanza e della resistenza di un trasformatore è necessario conoscere i dati di targa e far riferimento alle curve fornite dai costruttori o disponibili in letteratura. In generale questo ricalcolo non risulta necessario in quanto le variazioni dell'induttanza del trasformatore in funzione della frequenza sono limitate a qualche unità percentuale.
Per completezza vengono dati di seguito i due grafici relativi al coefficiente α_c (fig. 9.11) di variazione dell'induttanza per cavi tripolari con le seguenti curve: a) cavi da 3x70 mm², b) cavi da 3x95 mm², c) cavi da 3x 150 mm²

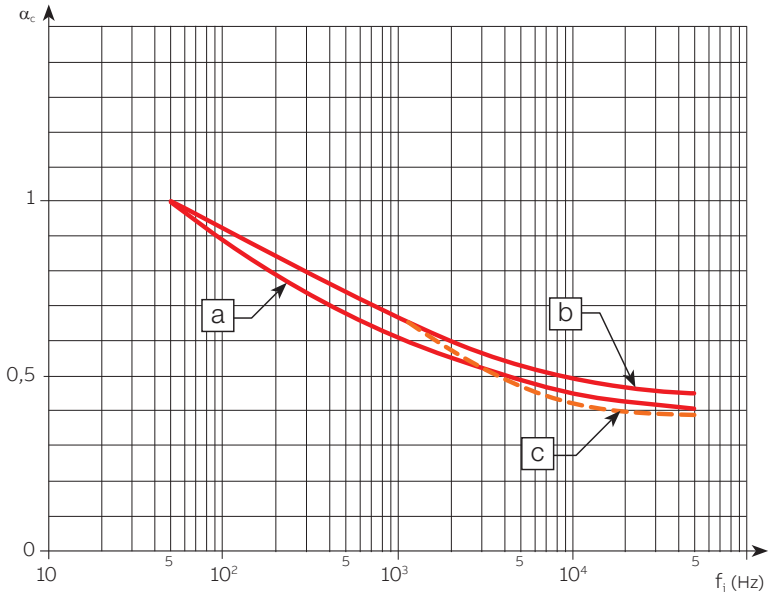


Fig. 9.11

Nel caso, invece, di cavi unipolari disposti in piano la variazione dell'induttanza con la frequenza è trascurabile. Calcoliamo ora la corrente di picco massima transitoria con la formula:

$$i_{imax} = \sqrt{2} \cdot \sqrt{I_{sc} I_1}$$

Quindi:

$$i_{imax} = 1{,}41 \cdot \sqrt{7{,}8\ 10^3 \cdot 23{,}1} = 599\ Ap$$

I due valori sono molto più bassi dei limiti indicati dalla normativa sia per gli interruttori che per i contattori, a riprova del fatto che la Norma non considera critica la manovra di singoli banchi di condensatori.
Il rapporto k tra il valore di cresta massimo della corrente transitoria e la corrente nominale della batteria di condensatori vale: K = 599/23,1 = 26.
La sollecitazione dinamico-termica a cui viene sottoposto il banco di condensatori è quindi sensibilmente inferiore a quella indicata come valore massimo prudenziale corrispondente a K = 100.
Per verificare la bontà della scelta del fusibile calcoliamo l'I²t o Energia specifica passante del transitorio.
La formula prevede l'utilizzo delle resistenze alla frequenza del transitorio f_i. Tralasciamo le resistenze dell'interruttore e del contattore in quanto trascurabili e ricalcoliamo la resistenza del trasformatore, della sbarra e dei cavi.
Partendo dal trasformatore, la resistenza R_{trafo} a 50 Hz si calcola nel modo seguente:

$R_{trafo\ (50\ Hz)} = 10^3\ (U_n^2/S_{rt}) \cdot (u_{kr\%}/100) \cdot \cos\varphi_{cc}$

quindi otteniamo:

$R_{trafo\ (50\ Hz)} = 10^3\ (10^2/10) \cdot (7/100) \cdot 0{,}1 = 70\ m\Omega$

Per calcolare il valore di R_{trafo} a f_i è necessario avere le curve caratteristiche resistenza/frequenza fornite dal costruttore del trasformatore. Tali curve dipendono dalle caratteristiche costruttive del trasformatore e consentono di determinare, in funzione della frequenza del transitorio, il coefficiente β_t con cui moltiplicare la resistenza a 50 Hz per ottenere la resistenza a f_i. Di seguito viene data la curva del coefficiente β_t (fig. 9.12) valida con buona approssimazione per trasformatori in olio di AT/MT e MT/MT da 25 MVA (curva a) a 100 MVA (curva b):

9. Applicazioni

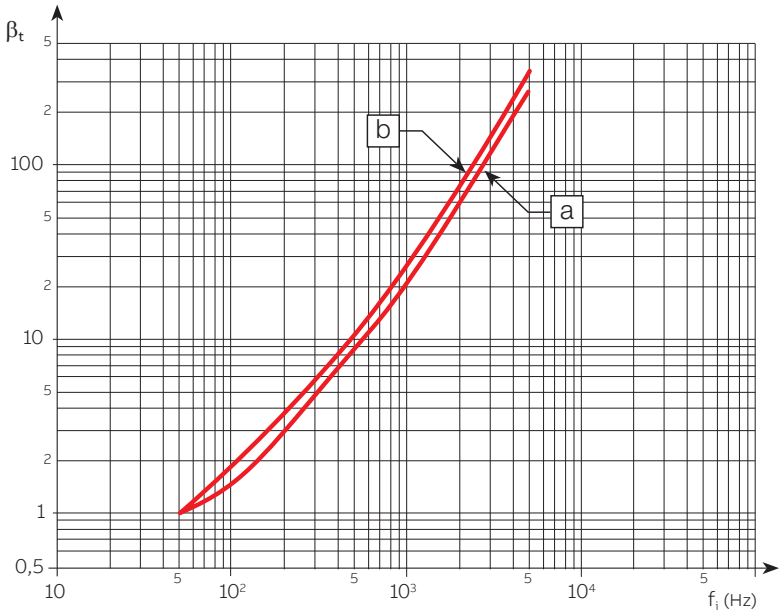


Fig. 9.12

Nel nostro caso con S_{rt} = 10 MVA e quindi utilizzando la curva più vicina ovvero la a), alla frequenza f_i = 919 Hz otteniamo che β_t = 20.

Quindi: $R_{trafo\ (919\ Hz)} = \beta_t \cdot R_{trafo\ (50\ Hz)} = 20 \cdot 70 = 1400\ m\Omega$

Applichiamo lo stesso procedimento per la resistenza dei cavi; le curve variano in funzione del tipo di cavo, ad es. tripolari o unipolari, e in funzione della tensione. Tuttavia le differenze sono minime e quindi proponiamo con buona approssimazione un unico grafico in fig. 9.13 per ottenere β_c:

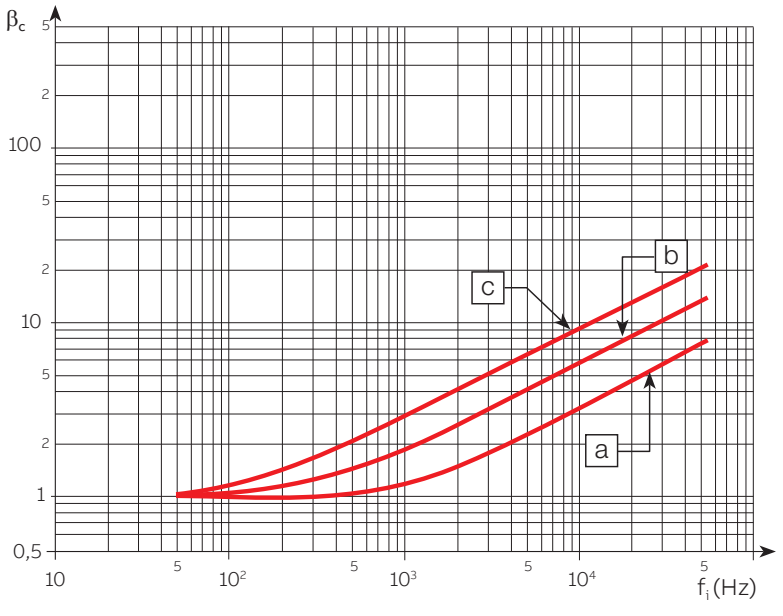


Fig. 9.13

Il grafico riporta tre curve: per cavi da 50 mm² (a), per cavi da 150 mm² (b) e per cavi da 300 mm² (c). Quindi per il cavo W_1 a 919 Hz, β_c = 2.

Da cui si ottiene che:
$R_{W1(919\ Hz)} = \beta_c \cdot R_{W1(50\ Hz)} = 2 \cdot 1{,}30 = 2{,}60\ m\Omega$

Per il cavo W2 a 919 Hz, invece, β_c = 1,2.
Ne deriva che:
$R_{W2(919\ Hz)} = \beta_c \cdot R_{W2(50\ Hz)} = 1{,}2 \cdot 11{,}50 = 13{,}80\ m\Omega$

La variazione della resistenza del fusibile R_F = 13,70 mW in funzione della frequenza è trascurabile, così come è trascurabile il valore della resistenza delle sbarre date le lunghezze in gioco molto ridotte.
In definitiva, la resistenza dei collegamenti a f_i vale:
$R_c = R_{W1} + R_{W2} + R_F = 2{,}60 + 13{,}80 + 13{,}70 = 30{,}1\ m\Omega$
Rimane da calcolare la resistenza interna dei condensatori; questa può essere calcolata in funzione di tgδ (caratteristica di perdita del dielettrico) del condensatore che dipende dal tipo di dielettrico. Di seguito alcuni valori tipici per condensatori di MT:

Tipo di dielettrico	$tg\delta_{diel}$ tipico	$tg\delta_{diel}$ minimo
Carta	$(1 \div 4) \cdot 10^{-3}$	–
Carta + poli propilene	$(0{,}5 \div 1) \cdot 10^{-3}$	–
Poli propilene	$(0{,}2 \div 0{,}4) \cdot 10^{-3}$	$0{,}5 \cdot 10^{-4}$

Tab. 15

La formula da applicare è la seguente:

$R_{cond} = 10^6 \cdot (tg\delta \cdot Un^2)/Q$

Quindi:

$R_{cond} = 10^6 \cdot (0{,}5\ 10^{-4} \cdot 10^2)/400 = 12{,}5\ m\Omega$

Il valore della resistenza del condensatore non varia molto in funzione della frequenza quindi teniamo lo stesso valore anche per f_i.

La resistenza totale del circuito vale quindi:

$R_{(919\ Hz)} = R_{trafo} + R_c + R_{cond} = 1400 + 30{,}1 + 12{,}5 = 1442{,}6\ m\Omega$

Noto il valore di $R_{(919\ Hz)}$ possiamo ora calcolare l'I^2t con la formula:

$I^2t = 53\ 10^3 \cdot Q/(f \cdot R_{(919\ Hz)})$

quindi:

$I^2t = 53\ 10^3 \cdot 400/(50 \cdot 1442{,}6) = 294\ A^2s$

Questo valore va confrontato con i valori di I^2t di pre-arco forniti dai costruttori di fusibili; nel caso dei fusibili ABB tipo CEF troviamo in tab. 16 i seguenti valori:

In [A]	I^2t [A^2s]
6	20
10	30
16	120
20	365
25	500
31,5	610
40	1000
50	2500
63	4500
80	9200
100	15000
125	20000
160	35000
200	100000

Tab. 16

Da cui possiamo verificare che il valore di I^2t del transitorio è ampiamente sopportato dal fusibile da 63 A senza intervento.
Per calcolare la durata del transitorio, utile ai fini della regolazione di un eventuale relè di protezione, si può applicare la seguente formula:
$t = 955\ 10^3 \cdot Un^2/(f \cdot S_{kTOT} \cdot R_{(919\ Hz)})$
quindi :
$t = 955\ 10^3 \cdot 10^2/(50 \cdot 135 \cdot 1442{,}6) = 9{,}8$ ms

9.2.3 Esempio di dimensionamento per un banco di condensatori con altri banchi già connessi

Esaminiamo ora il caso dell'inserzione di un banco di condensatori C_1 con un'altra uguale in back-to-back C_2 già connessa (fig. 9.14):

dove:
- C_1 e C_2 = batterie di condensatori con dielettrico in polipropilene e olio
- F_1 e F_2 = fusibili ABB CEF da 12 kV – 100 A
- Q = interruttore generale tipo VD4 12.06.16 (12 kV – 630 A – 16 kA)
- Q1 e Q2 = contattori di manovra tipo VSC-S (12 kV – 250 A)
- R = Rete AT
- T = trasformatore di alimentazione AT/MT
- W = sbarre principali del quadro di MT con sezione S=3x(60x5) mm^2 e lunghezza l=10 m
- W1 e W2 = cavi di collegamento tra il quadro e le batterie di condensatori con sezione S=3x50 mm^2 e lunghezza l=20 m

Ulteriori dati sono:
- U_n = 10 kV tensione nominale di fase lato MT
- f = 50 Hz frequenza della rete
- S''_{kT} = 500 MVA potenza di corto circuito della rete a valle del trasformatore
- $R_{W1,W2}$ = 8 mΩ, $L_{W1,W2}$ = 7,45 µH caratteristiche cavo W1 e W2
- R_W = 0,11 mΩ, L_W = 2,30 µH caratteristiche sbarra W
- R_F = 6,70 mΩ, L_F = 0,10 µH caratteristiche fusibile F
- Q = 400 kVAR, I_r = 23,1 A caratteristiche batterie di condensatori C1 e C2

Per utilizzare le formule viste nel cap. 4.2.1 nel caso di due banchi uguali, ovvero:

$$f_t = 13{,}5\sqrt{\frac{f_s U_r}{L_{eq} I_1}}\ kHz \quad \text{e} \qquad i_p = 9545\sqrt{\frac{U_r I_1}{f_s L_{eq}}}\ Ap$$

dobbiamo prima calcolare l'induttanza Leq tra le due batterie di condensatori.

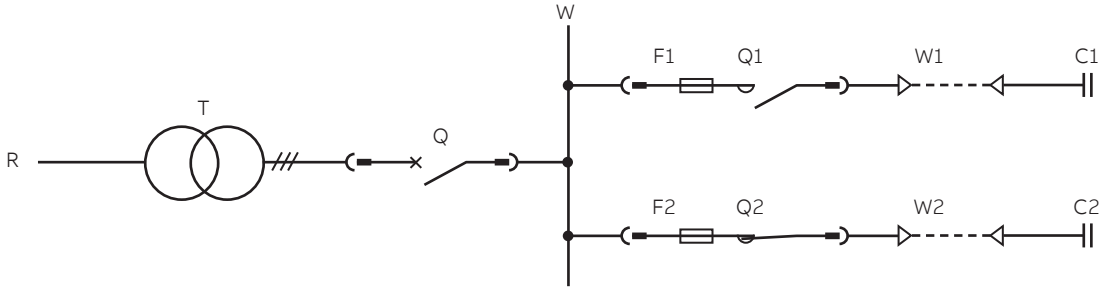


Fig. 9.14

9. Applicazioni

$L_{eq} = L_{W1} + L_F + L_W + L_F + L_{W2} =$
$= 7,45 + 0,1 + 2,3 + 0,1 + 7,45 = 17,4\ \mu H$
dove continuiamo a non considerare i valori relativi agli apparecchi di manovra perché trascurabili.
Possiamo quindi calcolare

$$f_i = 13,5 \cdot \sqrt{(50 \cdot 10 / 17,4 / 23,1)} = 15,057\ kHz$$

In questo caso è necessario ricalcolare l'induttanza dei cavi alla frequenza del transitorio essendo la variazione non trascurabile (come nel caso precedente con il trasformatore), quindi utilizziamo il grafico per calcolare α_c visto nel paragrafo precedente.
Per cavi tripolari da 3x50 mm^2 il valore è $\alpha_c = 0,45$.
Conseguentemente:
$L_{W1(15kHz)} = L_{W1} \cdot \alpha_c = 7,45 \cdot 0,45 = 3,35\ \mu H$

Il nuovo valore di induttanza è quindi:
$L_{eq} = L_{W1(15kHz)} + L_F + L_W + L_F + L_{W2(15kHz)} =$

$=3,35 + 0,1 + 2,3 + 0,1 + 3,35 = 9,20\ \mu H$

Ripetendo il calcolo si ottiene:

$$f_t = 13,5 \cdot \sqrt{(50 \cdot 10 / 9,2 / 23,1)} = 20,708\ kHz$$

Esiste tuttavia anche un transitorio a frequenza più bassa, alimentato dalla rete in modo analogo a quanto avviene per l'alimentazione di un singolo banco di condensatori. Nella maggior parte dei casi, l'induttanza tra i banchi di condensatori è inferiore all'1% rispetto all'induttanza della rete di alimentazione e quindi il contributo alla corrente transitoria da parte della rete può essere trascurato. Nell'esempio in esame, invece, essendo il contributo un po' più alto ne svilupperemo il calcolo.
Come già visto nel paragrafo precedente, per il calcolo di questa frequenza è necessario calcolare la corrente di corto circuito, quindi:
$I_{SC} = S''_{kT} / (\sqrt{3} \cdot Un) = 500/(\sqrt{3} \cdot 10) = 28,9\ kA$
e applicando la formula vista al cap. 5.2.1 alla somma I_t dei due banchi di condensatori:

$$f_i = f_s \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_t}}$$

otteniamo:

$$f_i = 50 \sqrt{\frac{28,9 \cdot 10^3}{23,1 + 23,1}} = 1250\ Hz$$

Come già indicato nell'esempio precedente, le variazioni dell'induttanza del trasformatore in funzione della frequenza sono trascurabili e quindi non risulta necessario ricalcolare.
Il valore di cresta si ottiene come la somma dei valori dei due transitori a frequenza diversa.

$$i_p = 9545 \sqrt{\frac{U_r \cdot I_1}{f_s \cdot L_{eq}}} + \sqrt{2} \sqrt{I_{sc} \cdot I_t} \cdot \left(\frac{I_1}{I_2 + I_1}\right)^2$$

$$i_p = 9545 \sqrt{\frac{10 \cdot 23,1}{50 \cdot 9,2}} + \sqrt{2} \sqrt{28,9\ 10^3 \cdot 46,2} \cdot \left(\frac{23,1}{46,2}\right)^2 = 7171\ A$$

Il rapporto K in questo caso di inserzione in back-to-back vale K=7171/23,1=310
La sollecitazione, quindi è troppo elevata sia per i condensatori che per i contattori.
Come già visto, le Norme IEC 62271 suggeriscono per l'interruttore una corrente di picco di breve durata di 20 kAp ad una frequenza di 4250 Hz e per i contattori una corrente di picco di breve durata di 8 kAp ad una frequenza di 2500Hz.

Sarà, quindi, necessario utilizzare delle induttanze in serie aggiuntive per limitarli.
Applicando le formule in maniera inversa e partendo dai limiti suggeriti dalla Norma possiamo ottenere il valore dell'induttanza limitatrice.
In questo caso un valore di circa 100 µH posto in serie può ridurre i valori di corrente di picco e frequenza al di sotto dei limiti richiesti

Per il calcolo dell'I^2t si utilizza una formula simile a quella vista per il banco singolo ma applicata tenendo conto della presenza del secondo banco C2 in back-to-back:

$$I^2t = 53\ 10^3 \frac{Q_1}{f\ (Q_2 + Q_1)} \times \left(\frac{Q_2}{R_b} + \frac{Q_1}{R_r}\right)$$

Dove R_b è la resistenza complessiva di fase di tutti i componenti compresi tra i banchi alla frequenza del transitorio e R_r è la resistenza complessiva di tutti i componenti della rete fino al punto di connessione dei banchi alla frequenza di transitorio più bassa.
Per il calcolo dobbiamo considerare l'induttanza limitatrice aggiuntiva da 100 µH che ha una resistenza R_{ind} a 50 Hz di 0,8 mΩ ma il cui valore varia con la frequenza come indicato nella curva di fig. 9.15:

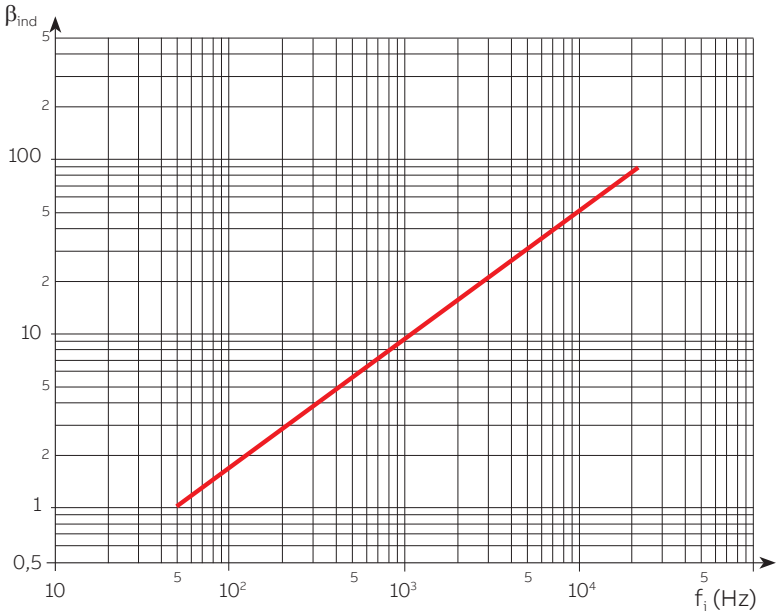


Fig. 9.15

Valore che è più che sopportabile dai fusibili ABB CEF scelti:

In [A]	I²t [A²s]
6	20
10	30
16	120
20	365
25	500
31,5	610
40	1000
50	2500
63	4500
80	9200
100	15000
125	20000
160	35000
200	100000

Tab. 17

Al valore di 4,3 kHz, β_{ind} = 25. Quindi R_{ind} = 0,8 · 25 = 20 mΩ
Come già visto nel capitolo precedente, dobbiamo ricalcolare la R_{W1} e R_{W2} dei cavi, con β_c che vale 2 (dalla fig. 9.13 nel capitolo precedente).
Quindi: $R_{W1} = R_{W2} = 2 \cdot 8 = 16$ mΩ
mentre trascuriamo le resistenze delle sbarre e degli apparecchi. Infine,
$R_{cond} = 10^6 \cdot (tg\delta \cdot Un^2)/Q = 10^6 \cdot (0{,}5\ 10^{-4} \cdot 10^2)/400 =$ 12,5 mΩ
Si ottiene quindi:
$R_b = R_{cond1} + R_{ind1} + R_{W1} + R_{F1} + R_{F2} + R_{W2} + R_{ind2} + R_{cond2} =$ 12,5 + 20 + 16 + 6,7 + 6,7 + 16 + 20 + 12,5 = 110,4 mΩ

La resistenza dei componenti della rete, di fatto quella del trasformatore, vale:
$R_r = 10^3 (U_n^2 / S''_{Kt}) \cdot \cos\varphi_{cc} = 10^3 (10^2/500) \cdot 0{,}1 = 20$ mΩ
Poiché a 4,3 kHz β_t = 30 (dalla fig. 9.12 del capitolo precedente), otteniamo:
$R_r = 20 \cdot 30 = 600$ mΩ
Abbiamo quindi tutti i dati necessari per applicare la formula vista:

$$I^2t = 53\ 10^3 \frac{400}{50\ (400+400)} \cdot \left(\frac{400}{110{,}4} + \frac{400}{600}\right) = 2274\ A^2s$$

Calcoliamo infine le durate dei transitori. Per la frequenza più bassa otteniamo con la formula già vista:
$t_r = 955\ 10^3 \cdot Un^2/(f \cdot S''_{Kt}\ R_{r(4{,}3\ kHz)}) =$
$= 955\ 10^3 \cdot 10^2/(50 \cdot 500 \cdot 600) = 6{,}4$ ms
mentre per la frequenza più alta tra i banchi, vale la formula:
$t_b = 6\ L/R_b$
per cui: $t_b = 6\ L_{eq}/R_b = 6 \cdot 217/110{,}4 = 11{,}8$ ms

9. Applicazioni

9.2.4 La manovra sincrona dei condensatori

Un'altra soluzione per risolvere in modo tecnicamente brillante questo problema è utilizzare un dispositivo di manovra sincrono, tipo l'ABB DS1, che risolve il problema alla radice. Le formule precedentemente illustrate e comunemente adottate sono basate sull'assunzione che i banchi di condensatori al momento della chiusura sono completamente scarichi e che la chiusura avviene nel momento in cui la corrente di inrush è massima. Ciò avviene quando l'apparecchio di manovra, interruttore o contattore, chiude con la tensione di rete al suo massimo. Durante il transitorio di inserzione, infatti, i condensatori si comportano come un cortocircuito dove solo le induttanze della rete di alimentazione limitano la corrente, con i conseguenti picchi di corrente e elevate frequenze di oscillazione visti nei capitoli precedenti.

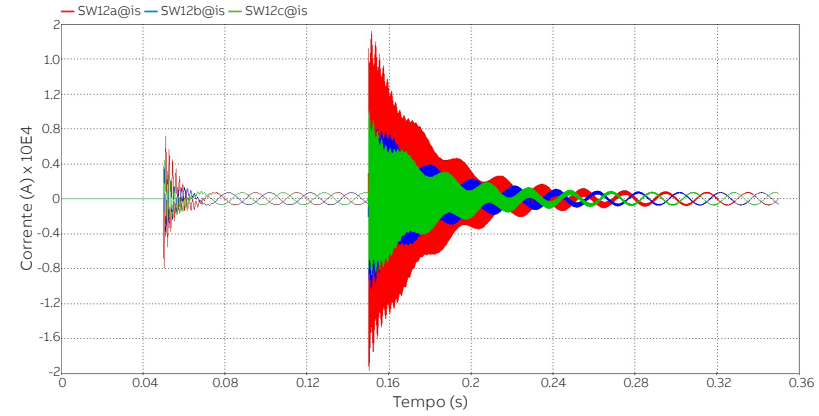
Controllare la chiusura in modo da alimentare il banco di condensatori allo zero di tensione consente di eliminare il fenomeno transitorio, pericoloso per i componenti dell'impianto elettrico.

Consideriamo l'utilizzo di un DS1 per la manovra di due banchi di condensatori in configurazione back to back.

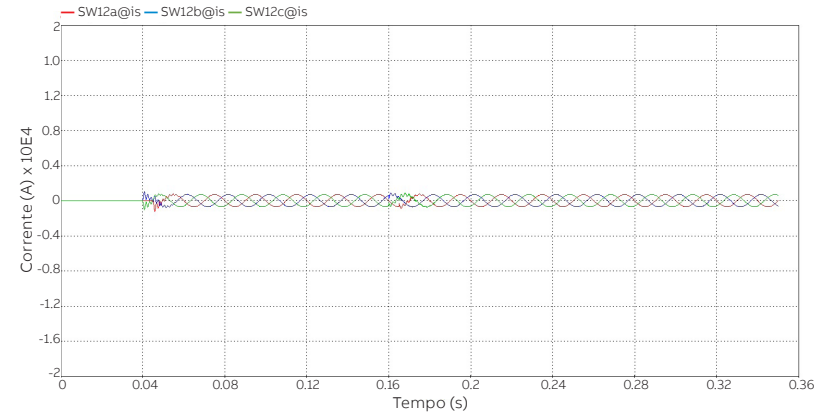
La chiusura del primo interruttore crea un transitorio la cui frequenza ed ampiezza è funzione dell'induttanza di rete e della potenza del banco. La casualità dell'istante di chiusura per un interruttore classico può provocare una sovracorrente, le cui conseguenze sono state elencate al paragrafo 5.3.4.

L'energizzazione del secondo banco collegato in parallelo provoca una corrente di inrush notevolmente più alta rispetto alla manovra precedente. Tale fenomeno richiede l'utilizzo di reattanze limitatrici collegate in serie ad ogni singolo banco con l'intento di mitigare tale fenomeno, tale soluzione tuttavia non è priva di criticità come ad esempio l'ingombro e i costi.

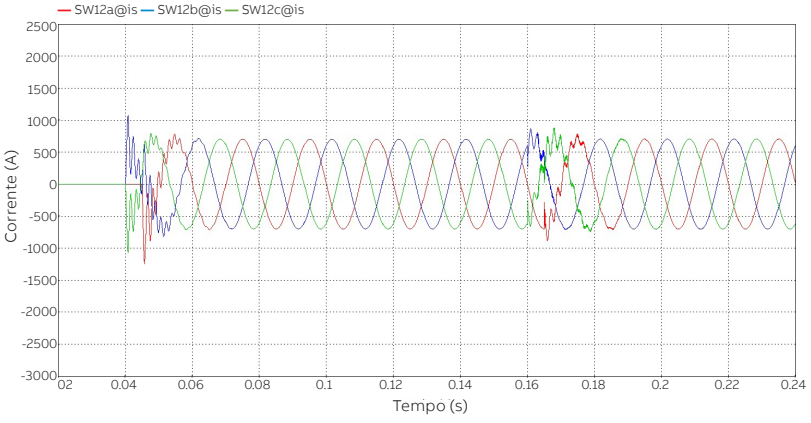
Nelle figure 9.16 si vede il transitorio conseguente alla manovra di inserzione dei due banchi con interruttore tradizionale a) e con il DS1 b), quest'ultima ingrandita in c).



a)



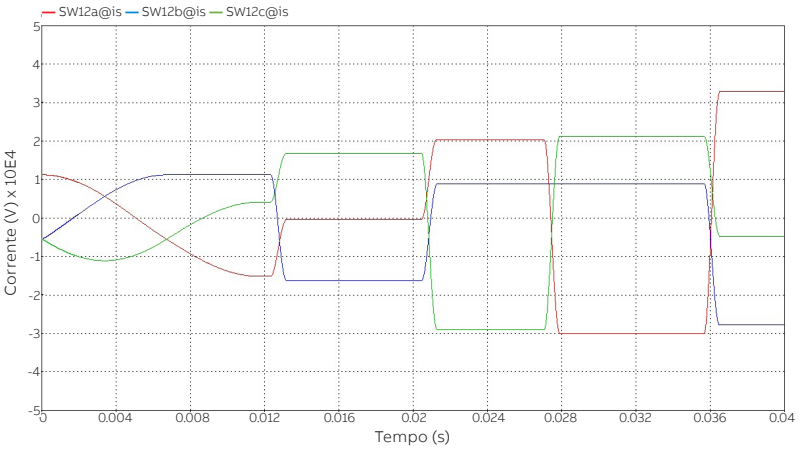
b)



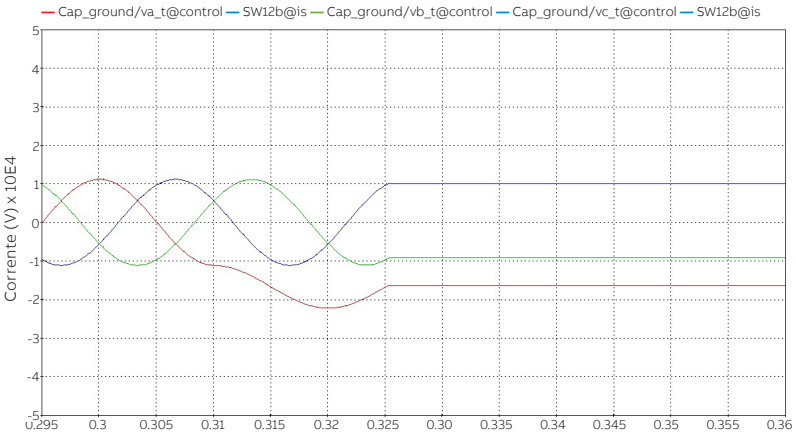
c)

Fig. 9.16

Per quanto riguarda l'apertura, invece, notiamo come la presenza di riadescamenti possa portare, a ogni riadescamento, a un'elevazione della tensione. Nelle figure 9.17 a) e b) senza e con DS1, si vede l'effetto dell'apertura con il DS1, priva di riadescamenti e conseguenti sovratensioni; conseguentemente non è necessario l'utilizzo di scaricatori.



a)



b)

Fig. 9.17

L'utilizzo del DS1 consente quindi di eliminare i sistemi di protezione contro le sovratensioni o l'inserimento di induttanze limitatrici come nell'esempio visto nel paragrafo precedente.
Il DS1 è disponibile per correnti fino a 630 A a 17,5 kV, 50 Hz.

Caratteristiche elettriche		DS1 50	DS1 60
Frequenza nominale	Hz	50	60
Tensione nominale	kV	17,5	15
Corrente nominale	A	630	600

Tab. 18

Fig. 9.18: DS1

9. Applicazioni

9.3 Interruttori per la protezione di linee e cavi

Fig. 9.19: esempio di marcatura di un cavo

Calcoliamo la corrente di carica di un cavo di media tensione.
Prendiamo ad esempio un cavo tipo RG7H1M1 12/20kV unipolare con sezione 1·50 mm^2.
Assumiamo inoltre di avere una tensione di esercizio di 17,5 kV
alla frequenza di 50 Hz e una lunghezza del cavo di 2 km.
Vale la formula seguente:

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{U}{\sqrt{3}\cdot I}$$

dove:

X_C è la reattanza capacitiva del cavo,

C'è la capacità del cavo in µF/km

U è la tensione concatenata della rete in V

I è la corrente di carica del cavo in A

Supponiamo che il dato di capacità fornito dal costruttore sia, per il cavo in questione, 0,25 µF/km

Otteniamo che: $I = 2\pi \cdot f \cdot C \cdot E$

e quindi: $I = 2\pi \cdot 50 \cdot 0{,}25\ 10^{-6} \cdot 2 \cdot 17{,}5\ 10^{3}/\sqrt{3} = 1{,}6$ A

La corrente di carica così calcolata va confrontata con il valore preferenziale dato dalla Norma (vedi tabella del paragrafo precedente) che per il valore di tensione considerato vale 31,5 A ma, soprattutto, con il valore fornito dal costruttore di interruttori.

Da considerare che ENEL Distribuzione nella DY800 "Cabine secondarie apparecchiature prefabbricate 24kV con involucro metallico a tenuta d'arco interno con interruttore (ICS)", chiede una corrente di interruzione nominale per cavi a vuoto di 16 A.

9.3.1 I relè di protezione per linee in cavo

Nel caso di protezione di una linea affidata all'interruttore con relè di protezione, ricordiamo che la protezione di una linea è adeguata quando si assicura la protezione dai sovraccarichi e si è in grado di identificare guasti di cortocircuito polifase e monofase a terra. Quindi la protezione è estremamente semplice ed in generale limitata alle seguenti funzioni di protezione:

- relè 49 protezione termica per sovraccarico;
- relè 51 protezione di massima corrente;
- relè 50 protezione di massima corrente per cortocircuito;
- relè 87L protezione differenziale di linea applicabile quando è richiesta una protezione selettiva in una particolare zona della rete di distribuzione (es: in impianti industriali con reti ad anello);
- relè 50N protezione per guasti a terra.

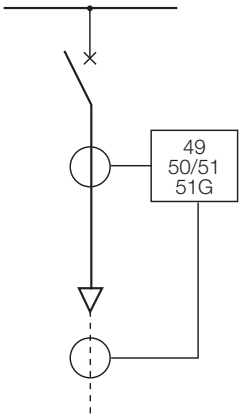


Fig. 9.20

A lato la fig. 9.20 mostra alcune configurazioni tipiche:
I relè consigliati in questo caso sono diversi: REF 601, REF 611, REF 615, REF 620, REF 630, RED 615 (fig. 9.21).

Fig. 9.21

Si rimanda alla Guida "Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione" per ulteriori approfondimenti.

9.4 Apparecchi per la protezione e manovra di motori

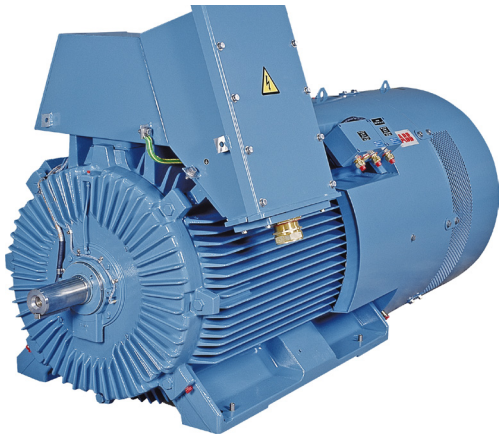


Fig. 9.22: esempio di motore ABB di MT

9.4.1 Esempio di avviamento di un motore

Sviluppiamo un esempio concreto, illustrato in fig. 9.23, per meglio evidenziare i criteri di scelta delle apparecchiature di comando e protezione.

F = fusibili ABB CMF da 7,2 kV
Q = interruttore generale tipo VD4 12.06.20 (12 kV – 630 A – 20 kA)
Q1 = contattore di manovra tipo VSC (7,2 kV – 400 A)
R = Rete AT
T = trasformatore di alimentazione AT/MT
W = sbarre principali del quadro di MT con sezione S = 3 x (60 x 5) mm² e lunghezza l = 10 m
W_1 = cavo di collegamento tra trasformatore e quadro con sezione S = 2 x (3 x 150) mm² e lunghezza l = 20 m
W_2 = cavo di collegamento tra contattore e motore con sezione S = 3 x(1 x 50) mm² e lunghezza l = 210 m

Ulteriori dati sono:
U_n = 6 kV tensione nominale di fase lato MT
f = 50 Hz frequenza della rete
S''_{kQ} = 200 MVA potenza di corto circuito della rete a valle del trasformatore
R_{W1} = 1,173 mΩ, X_{W1} = 1,978 mΩ caratteristiche cavo W_1
R_{W2} = 74 mΩ, X_{W2} = 27 mΩ caratteristiche cavo W_2
M = motore di media tensione ABB tipo HXR, trifase a gabbia di scoiattolo.

I dati principali del motore sono i seguenti:
Tensione nominale U_r = 6000 V
Frequenza nominale f = 50 Hz
Velocità nominale 1500 r/min = 4 poli
Potenza nominale P_r = 1250 kW
Efficienza a pieno carico η= 97,5%
Fattore di potenza a pieno carico cosφ = 0,88
Corrente nominale I_N = 140 A
Rapporto corrente di spunto/corrente nominale I_A/I_N = 6,5
Coppia nominale T_n = 7994 Nm
Rapporto coppia di spunto/coppia nominale T_s/T_n = 0,8
Rapporto coppia massima/coppia nominale T_M/T_n = 2,3
Inerzia del rotore J_M = 63,3 kgm²
Ipotizziamo inoltre che la coppia di avviamento del carico non possa essere minore di 0,2 Tn (coppia di primo distacco del carico).
Iniziamo calcolando alcuni dati generali:
La reattanza della rete vale:

$$X_Q = \frac{1{,}1 \cdot U_n^2}{S''_{KQ}} = \frac{1{,}1 \cdot 6^2}{200} = 0{,}198 \ \ \Omega$$

La reattanza del motore all'avviamento è:

$$X_M = \frac{U_n^2 \cdot \cos\varphi \cdot \eta}{\frac{I_S}{I_n} \cdot P_r} = \frac{6^2 \cdot 0{,}88 \cdot 0{,}975}{6{,}5 \cdot 1{,}2} = 3{,}96\ \Omega$$

La soluzione più economica è sicuramente l'avviamento diretto, quindi iniziamo da questo caso.

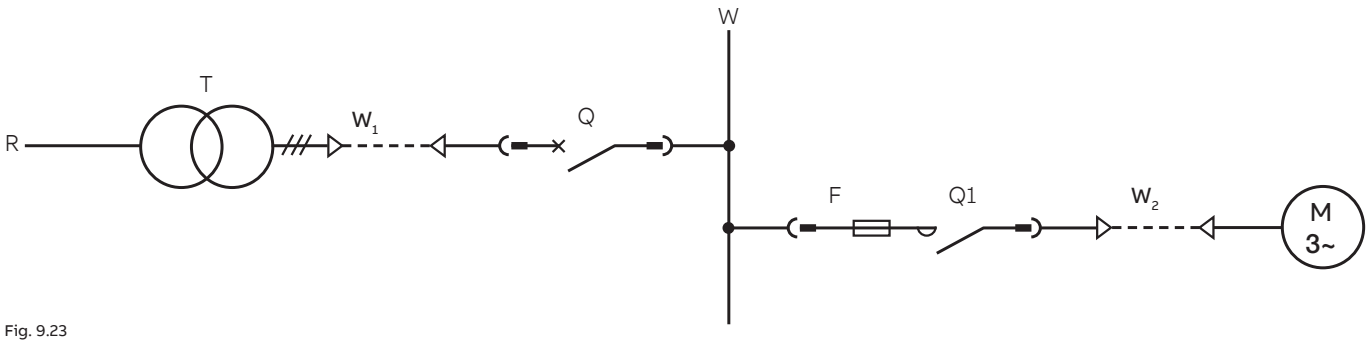


Fig. 9.23

9. Applicazioni

Utilizzando le formule del cap. 4.2.3 considerando che le reattanze del cavo W1, delle sbarre W e del fusibile risultano trascurabili:

$$\frac{I_{A1}}{I_N} = \frac{I_A}{I_N} \cdot \frac{X_M}{X_M + X_{W2} + X_Q} = 6{,}5 \cdot \frac{3{,}96}{3{,}96 + 0{,}027 + 0{,}198} = 6{,}15$$

$$\frac{T_{s1}}{T_n} = \frac{T_s}{T_n} \cdot \left(\frac{X_M}{X_M + X_{w2} + X_Q}\right)^2 = 0{,}8 \cdot \left(\frac{3{,}96}{3{,}96 + 0{,}027 + 0{,}198}\right)^2 = 0{,}72$$

La tensione ai morsetti del motore all'avviamento è:

$$\frac{U_s}{U_n}\% = \frac{X_M}{X_M + X_{W2} + X_Q} \cdot 100 = \frac{3{,}96}{3{,}96 + 0{,}027 + 0{,}198} = 95\%$$

E la caduta di tensione vale:

$$\Delta U_n\% = \frac{X_Q}{X_M + X_{W2} + X_Q} \cdot 100 = 4{,}73\%$$

In questo caso l'avviamento diretto è possibile risultando accettabile la caduta di tensione ed essendo la coppia di avviamento superiore alla coppia di primo distacco del carico (0,72>0,2).

9.4.2 La scelta del fusibile

Verifichiamo ora la scelta del fusibile.
La scelta dei fusibili ABB tipo CMF, a Norma DIN 43625 idonei alla protezione dei motori deve essere effettuata verificando le condizioni di servizio, quali:

- tensione di alimentazione;
- corrente di avviamento;
- durata dell'avviamento;
- numero di avviamenti/ora;
- corrente a pieno carico del motore;
- corrente di corto circuito dell'impianto.

La protezione contro corto circuito è svolta dai fusibili, scelti sempre con una corrente nominale superiore a quella del motore per evitare il loro intervento all'avviamento. Ciò non consente il loro impiego come protezione contro i sovraccarichi, funzione per la quale, in generale, i fusibili non sono comunque adatti.
È perciò sempre necessario abbinare un relè a tempo inverso per la protezione contro i sovraccarichi; questa protezione andrà coordinata con quella svolta dal fusibile facendo in modo che le curve del relè e dei fusibili si intersechino in un punto tale da consentire:

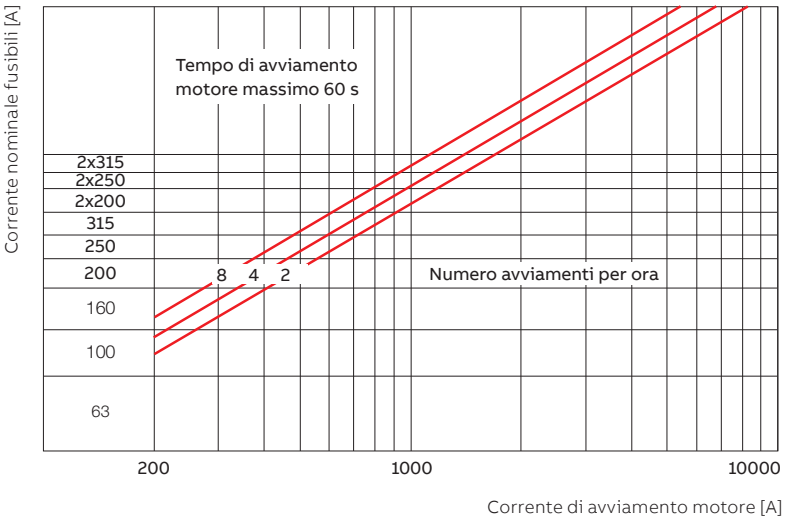
1) protezione del motore contro sovracorrenti affidata a relè indiretti, che agiscono sul contattore, come illustrato successivamente;
2) protezione del circuito per correnti di guasto superiori al potere di interruzione del contattore fino alla massima corrente di guasto ammissibile. Protezione affidata al fusibile.

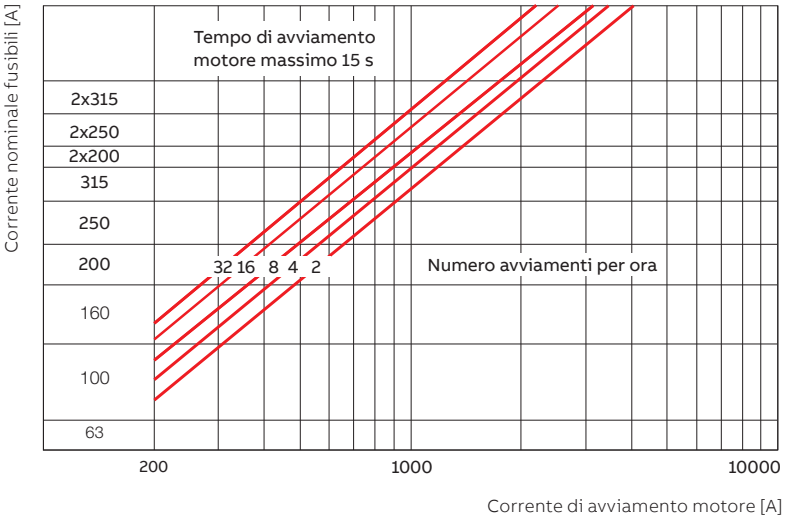
Per la verifica delle condizioni di servizio, si procede nel seguente modo (vedere IEC 60644 "Specification for high-voltage fuse-links for motor circuit applications" e il Technical Report IEC/TR 62655 "Tutorial and application guide for high-voltage fuses"):

- Tensione nominale Un. Deve essere pari o superiore alla tensione di esercizio dell'impianto. Verificare tuttavia che il livello di isolamento della rete sia più elevato del valore della sovratensione di manovra generata dai fusibili, che per i fusibili utilizzati da ABB è ampiamente al di sotto del limite fissato dalle norme IEC 60282-1 "High-voltage fuses-– Part 1: Current-limiting fuses", illustrato nella tab.19.

Tensione nominale kV	Massima sovratensione di manovra kV
3,6	12
7,2	23
12	38
17,5	55
24	75
36	112

Tab. 19





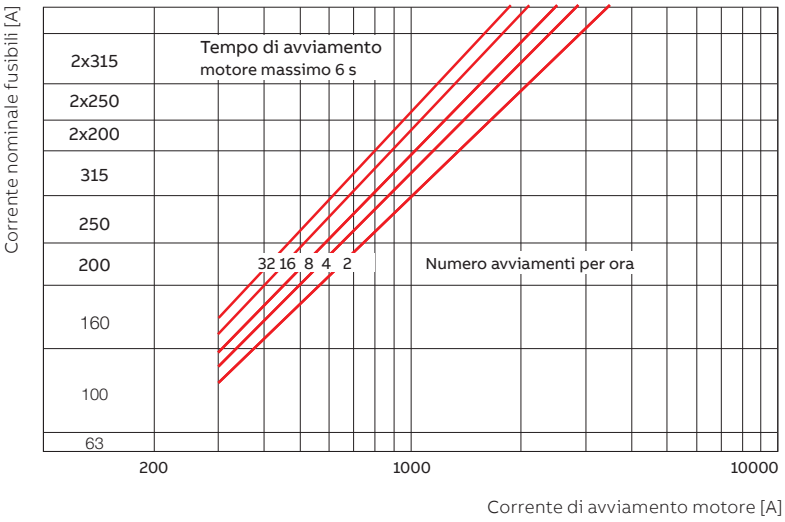


Fig. 9.24

- Corrente nominale In. Deve essere scelta consultando i diagrammi che si riferiscono al caso di avviamento ad intervalli di tempo uniformi, salvo i primi due avviamenti di ogni ciclo orario che possono avvenire in successione immediata. Ciascun diagramma (fig. 9.24) si riferisce ad un diverso tempo di avviamento, rispettivamente: 60 s - 15 s - 6 s.
  In caso di avviamenti ravvicinati, è bene anche verificare ulteriormente che la corrente di avviamento non superi il valore di $I_f \cdot K$, in cui I_f è la corrente di fusione del fusibile in corrispondenza del tempo di avviamento del motore e K è un fattore minore dell'unità, funzione della In del fusibile e rilevabile dalla tab. 20 per i fusibili CMF.

Un	In	K *)	Minimo $I^2 x t$
[kV]	[A]	–	[$A^2 x s$]
3,6	100	0,75	$1,4 \times 10^4$
	160	0,7	$3,8 \times 10^4$
	200	0,7	$7,6 \times 10^4$
	250	0,6	14×10^4
	315RC280	0,6	21×10^4
7,2	63	0,75	$0,48 \times 10^4$
	100	0,75	$1,40 \times 10^4$
	160	0,7	$3,8 \times 10^4$
	200	0,7	$7,6 \times 10^4$
	250	0,6	14×10^4
	315RC280	0,6	21×10^4
12	63	0,75	$0,48 \times 10^4$
	100	0,75	$1,4 \times 10^4$
	160	0,7	$3,8 \times 10^4$
	200	0,7	$9,3 \times 10^4$

*) Il fattore K è riferito al valore medio della corrente 315RC280, fusibile con caratteristica tempo-corrente tipica per 315 A ma con corrente massima nominale di 280 A.

Tab. 20

- Potere di interruzione. Il potere di interruzione del fusibile (o rated maximum breaking current) deve essere superiore alla corrente di cortocircuito dell'impianto. Inoltre le curve di limitazione della corrente di corto circuito fornite dai costruttori consentono di apprezzare la limitazione della corrente di corto circuito a valle dei fusibili interessati al guasto. E ciò implica un dimensionamento meno gravoso delle apparecchiature a valle.

9. Applicazioni

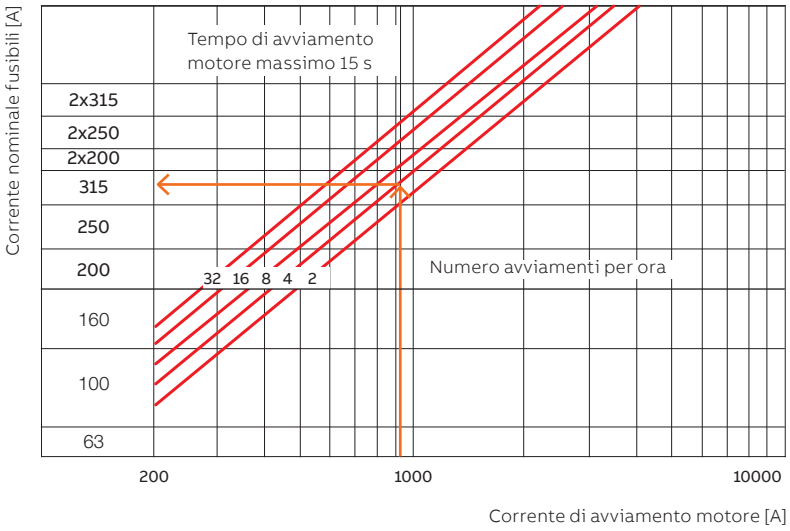


Fig. 9.25

Nell'esempio descritto, quindi, essendo la tensione di esercizio della rete Ur = 6000 V, sceglieremo una tensione nominale del fusibile di 7,2 kV.
Calcoliamo il tempo di avviamento t_a con la formula vista nel cap. 4.2.3, ipotizzando una coppia di carico pari a T_L = 8000 Nm con coppia costante K_L = 1, momento di inerzia del carico J_L = 230 kgm² e avendo T_s = 6395 Nm, T_M = 18386 Nm:

$$T_{acc} = (T_M - T_L) = 0{,}45 \cdot (6395 + 18386) - 1 \cdot 8000 = 3151\ Nm$$

$$t_a = \frac{2\pi \cdot 1500 \cdot (63{,}3 + 230)}{60 \cdot 3151} = 14{,}6\ s$$

Utilizziamo, quindi, il grafico caratterizzato da un tempo di avviamento t_a=15s e in corrispondenza alla corrente di spunto I_s= 6,5 · 140 = 910 A, ipotizzando 4 avviamenti all'ora, otteniamo un fusibile da 315 A.

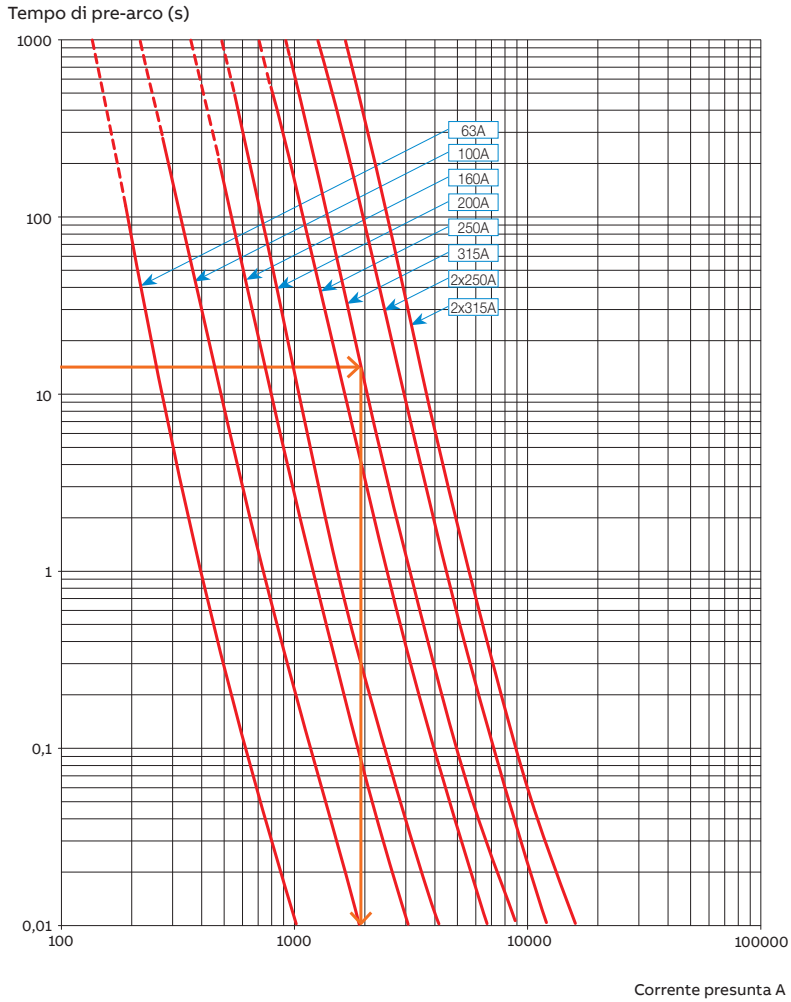


Fig. 9.26

Procediamo ora con la verifica successiva; dalla tab. 20 con i fattori K, troviamo che per il fusibile da 7,2 kV, 315 A il valore K vale 0,6.
Inoltre, dalla curva dei tempi di fusione di fig. 9.26 si rileva che il fusibile da 315 A a 14,6 s (tempo di avviamento) fonde se attraversato da una corrente di circa 2000 A; si ricava, quindi, il valore $I_f \cdot K$ = 1200 A.
Questo valore risulta essere superiore alla corrente di avviamento (910 A), per cui l'impiego del fusibile da 315 A è corretto anche dall'osservanza di questa condizione, che riguarda la possibilità di avviamenti ravvicinati.

9.4.3 Esempio di coordinamento fusibile-relè a tempo inverso per sovraccarico

Osservando la curva di fusione del fusibile da 315 A si vede la necessità di ricorrere ad un relè a tempo inverso o a tempo indipendente per la protezione contro i sovraccarichi. I sovra riscaldamenti prolungati, oltre la temperatura prevista dalla classe degli isolanti, sono dannosi e pregiudicano fortemente la vita delle macchine elettriche.
Per coordinare i due dispositivi consideriamo, in generale, i seguenti passi (enunciati nella IEC 60644 e con riferimento alla fig. 9.27):

1. la caratteristica tempo-corrente di pre-arco del fusibile, quando moltiplicata per il fattore K deve stare alla destra della corrente di avviamento del motore;
2. il dispositivo di manovra deve essere in grado di sopportare le condizioni definite dalla combinazione delle due protezioni;
3. la corrente nominale del fusibile deve essere scelta in modo che il fusibile nella sua sistemazione di servizio sia in grado di portare continuativamente la corrente di funzionamento a regime senza sovra riscaldamenti;
4. la corrente corrispondente al punto di intersezione tra la curva del fusibile e quella del relè deve essere inferiore al potere di interruzione del dispositivo di manovra;
5. la corrente minima di interruzione del fusibile non dovrebbe superare la minima corrente di intersezione indicata con B;
6. se si adotta una protezione istantanea, il punto di intersezione B si sposta in C; è necessario quindi fare attenzione al fatto che il dispositivo di manovra potrebbe aprire ad una corrente superiore al suo potere di interruzione;
7. la corrente limitata del fusibile alla massima corrente di guasto del sistema non dovrebbe superare la corrente di tenuta del dispositivo di manovra per il tempo di interruzione del fusibile, tipicamente un semi periodo o meno;
8. preferibilmente la corrente minima di interruzione del fusibile dovrebbe essere quanto più bassa possibile e comunque almeno pari alla corrente di rotore bloccato del motore;
9. la curva di tenuta del cavo dovrebbe rimanere a destra della curva di intervento risultante delle protezioni. In caso contrario potrebbe essere necessario aumentare la sezione del cavo.

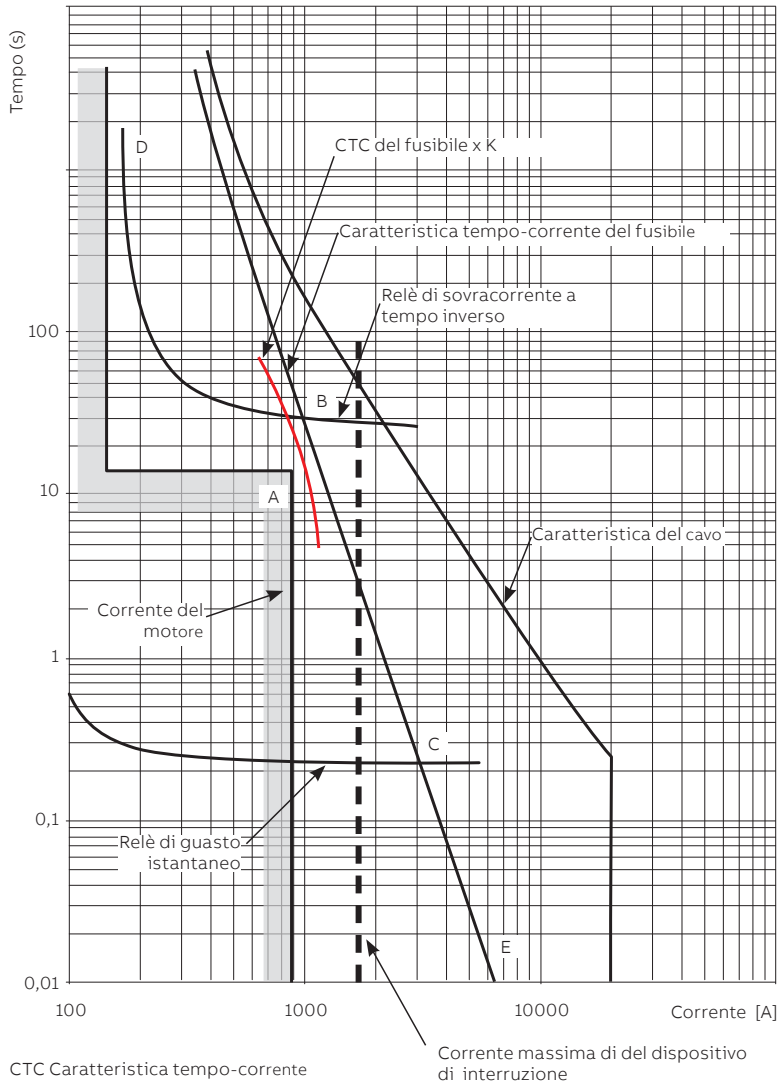


Figura 9.27: grafico esplicativo riportato nella IEC 60644

Nel nostro esempio, illustrato nel grafico tempo-corrente di fig. 9.30, abbiamo già verificato il passo 1 (curva d').
Il passo 2 è verificato essendo stato verificato dal costruttore il coordinamento del contattore VSC7 con il fusibile scelto.
Il passo 3 è ampiamente soddisfatto essendo il fusibile da 315 A con una corrente nominale del motore di 140 A.
La corrente del punto di intersezione tra curva del relè e del fusibile è 2000 A inferiore al potere di interruzione del contattore VSC 7 pari a 5 kA (linea e); quindi il passo 4 è verificato.
La corrente di corto circuito minima del relè è 950 A (data dal costruttore di fusibili) quindi inferiore alla corrente del punto di intersezione (2000 A): passo 5 verificato.
Il passo 6 non si applica all'esempio in esame.

9. Applicazioni

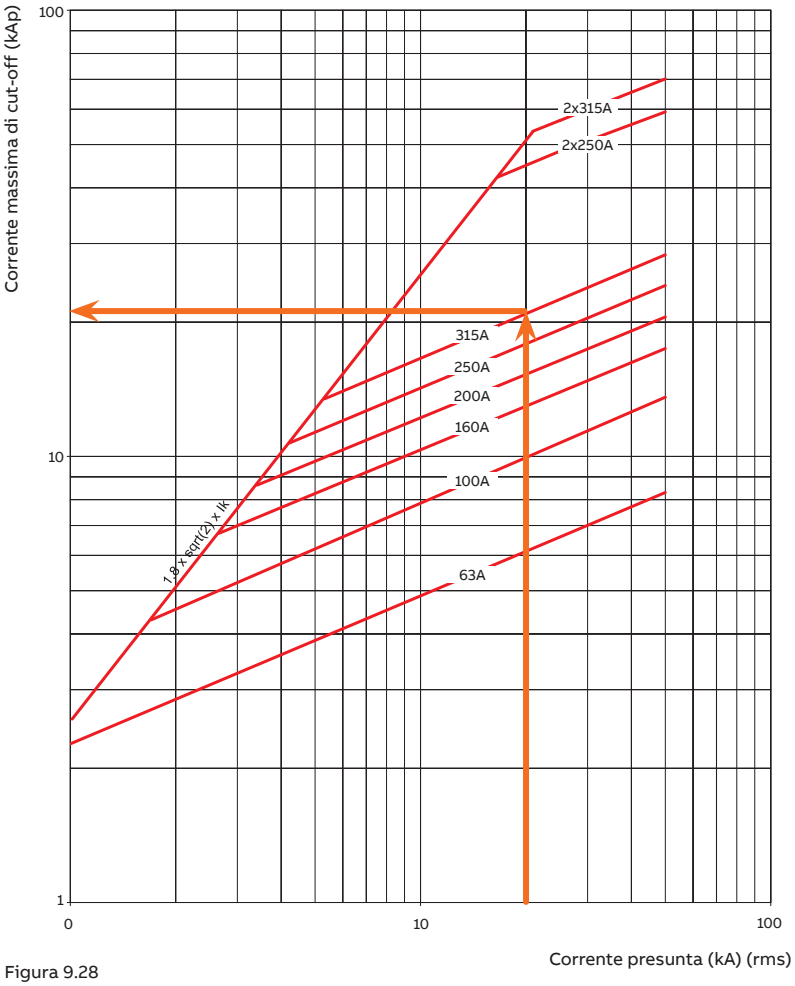


Figura 9.28

Per il passo 7, dalle curve del costruttore di fusibili riportate in fig. 9.28, vediamo che alla corrente massima di corto circuito di 19,8 kA corrispondono 22 kAp di corrente limitata. Nel nostro caso il coordinamento tra contattore VSC e fusibile da 315 A è comunque garantito dal costruttore fino a 50 kA. Quindi il passo è verificato.

Per il passo 8 possiamo dire che per il motore in esame la corrente di rotore bloccato è superiore ai 900 A e quindi praticamente uguale alla corrente minima di interruzione del fusibile. La protezione del motore a rotore bloccato è comunque garantita dal relè di protezione (funzione 51LR) più che dal fusibile.
Il passo 9, infine, potrebbe essere critico dato che il punto di intersezione delle curve di protezione si sovrappone alla curva di tenuta del cavo da 50 mm². Volendo essere sicuri, potremmo o introdurre una soglia aggiuntiva di massima corrente a tempo determinato o passare alla sezione di cavo maggiore ad esempio 70 mm².

Figura 9.29

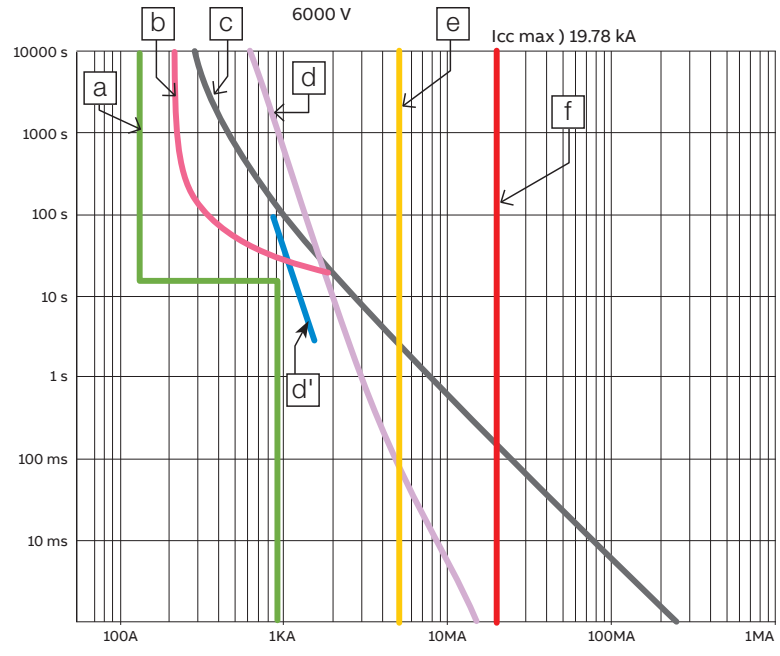


Figura 9.30

a - corrente del motore, I_N=140A, I_S=910A
b - relè REF 615, prot. max corrente a tempo inverso
c - caratteristica del cavo 50 mm²
d - CTC del fusibile CMF 315
d' - CTC del fusibile x K
e - potere di interruzione del contattore VSC 7
f - massima corrente di corto circuito

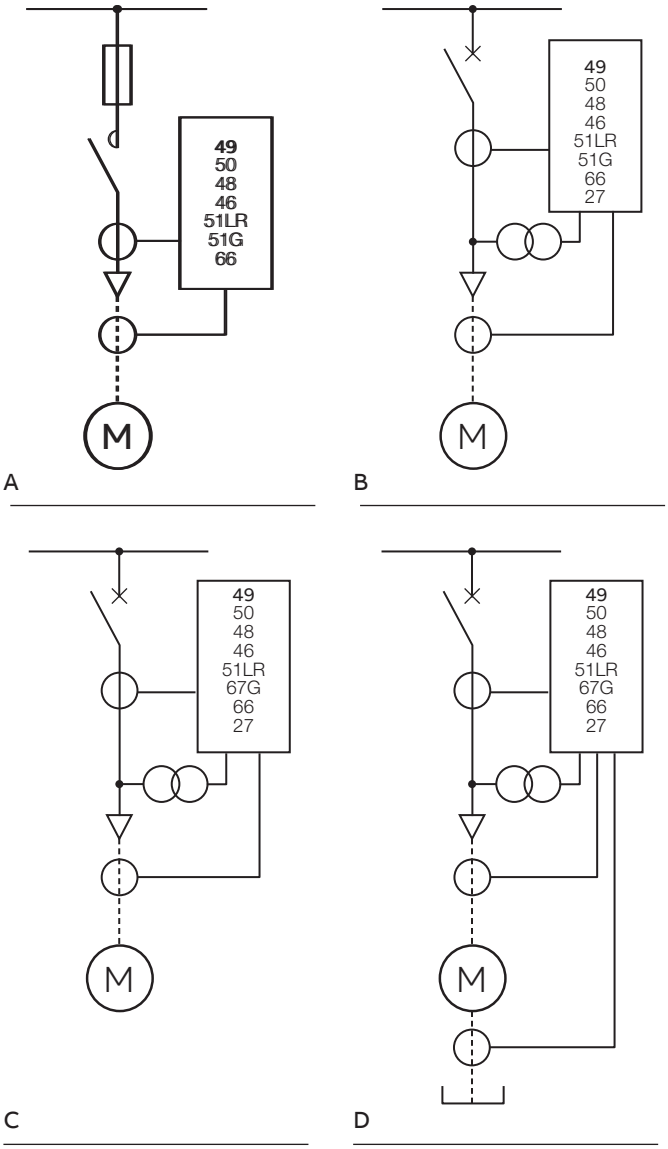


Figura 9.31

9.4.4 I relè di protezione per motori

Nel caso di protezione tramite interruttore e relè di protezione, si evidenzia che le condizioni anomale di funzionamento possono essere individuate con diverse funzioni di protezione che possono essere anche una di riserva all'altra, ad esempio il cortocircuito può essere identificato utilizzando protezioni di massima corrente e/o protezioni differenziali.

Le funzioni di protezioni da prevedere per un motore sono:

- relè 49 protezione immagine termica per sovraccarico;
- relè 50 protezione di massima corrente di cortocircuito (che può essere in associazione ai fusibili);
- relè 87M protezione differenziale;
- relè 51G protezione di massima corrente guasto a terra;
- relè 48 protezione di massima corrente per avviamento prolungato;
- relè 51LR protezione di massima corrente per blocco rotore in marcia;
- relè 46 protezione di massima corrente di sequenza inversa;
- relè 66 protezione controllo numero di avviamenti.

Altre funzioni di protezione possono essere previste per particolari applicazioni e sono:

- relè 27 protezione di minima tensione per distacco motore;
- relè 37 protezione di minima corrente (tipica per pompe sommerse);
- relè 78 protezione di perdita di passo per motori sincroni.

In fig. 9.31 vengono illustrate alcune configurazioni tipiche del sistema di protezioni.

I relè consigliati in questo caso sono: REM 611, REM 615, REM 620, REM 630 (fig. 9.32).

Si rimanda alla Guida "Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione" per ulteriori approfondimenti.

Fig. 9.32

9. Applicazioni

9.5 Apparecchi per la protezione dei generatori

Fig. 9.33: esempio di generatore di MT

La principale funzione di un interruttore per generatori è quella di portare la corrente nominale del generatore ed interrompere sia la corrente di cortocircuito alimentata dal generatore che quella alimentata dalla rete di potenza. I requisiti in termini di potere di interruzione dipendono dal contributo alla corrente di guasto dell'impianto e dalla ubicazione del guasto stesso.
Nella fig. 9.34 è rappresentato un tipico schema unifilare e due possibili punti di guasto, ovvero:

- guasto localizzato in A, alimentato dalla rete
- guasto localizzato in B, alimentato dal generatore.

In termini di ampiezza, la corrente di guasto alimentata dalla rete è quasi sempre maggiore di quella alimentata dal generatore. Ciò è dovuto alla bassa reattanza del trasformatore e della rete in confronto con la reattanza transitoria e sub-transitoria del generatore.

Lo stesso avviene per il rapporto X/R che è inferiore in caso di guasto alimentato dalla rete. Questa corrente è, quindi, il requisito che determina il potere di interruzione dell'interruttore. Tuttavia, scegliendo un interruttore per la protezione di un generatore in conformità alla nuova Norma IEC/IEEE 62271-37-013 Ed. 1: High-voltage switchgear and controlgear - Part 37-013: Alternating current generator circuit-breakers, la massima corrente di cortocircuito è solo uno dei requisiti necessari per questa specifica applicazione. Bisognerà, infatti, tener conto anche del guasto in B, alimentato dal generatore, caratterizzato da maggiori livelli di asimmetria e costanti di tempo più elevate (fig. 9.35).

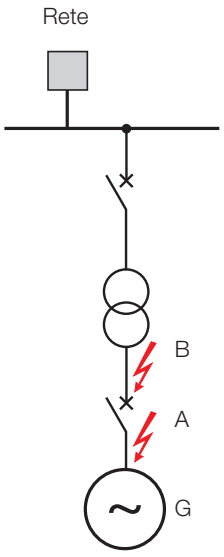


Fig. 9.34

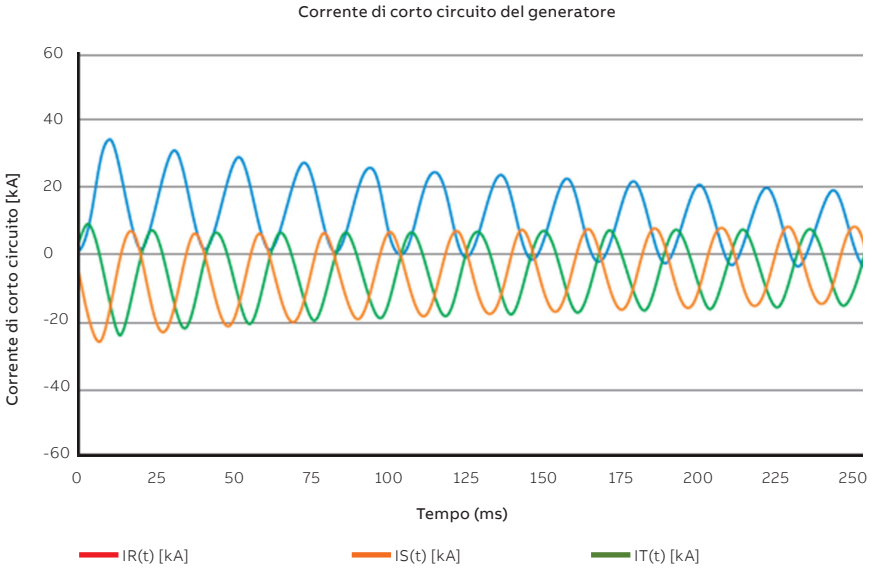


Fig. 9.35: guasto in B alimentato da generatore

Gli interruttori per generatori conformi alla Norma IEC/IEEE 62271-37-013 sono progettati per superare queste condizioni critiche e resistere alla maggior durata dell'arco elettrico.
La famiglia di interruttori per generatore VD4G comprende tre apparecchi: il VD4G-50, ill VD4G-40 e il VD4G-25, per tensioni fino a 15 kV, correnti fino a 4000 A e poteid di interruzione per alimentazione da generatore fino a 50 kA. Gli interruttori sono tutti conformi alia Norma IEC/IEEE 62271-37-013 "High-voltage switchgear and controlgear - Part 37-013: Alternating-current g:enerator circuit-breakers". Nella tabella seguente troviamo riassunti i poteri di interruzione della famiglia nelle tre condizioni: alimentazione da sistem.a, alimentazione da generators e discordanza di fase. Nel caso del potere di interruzione con alimentazione da generatore i due val ori si riferiscono il primo al massimo pot,ere di interruzione con asimmetria dell10% e il secondo con il 74% dell potere di interruzione ma al 130% di asimmetria (definita classe G1 nella Norma). Lo stesso valore indilca invece che l'interruttore e in grado di linterrompere al massimo potere di interruzione con asimmetria del 130% (definlita classe G2 nella Norma).

	Alimentazione da sistema [kA]	**Alimentazione da generatore [kA]**	**Discordanza di ase [kA]**
VD4G-50	50	50/37	25
VD4G-40	**40**	25/25	20
VD4G-25	**25**	16/16	12.5

In tutti i casi, se a causa dell'asimmetria dovessero verificarsi dei ritardi nel passaggio per lo zero della corrente si dovrà dimostrare che l'interruttore è in grado di interrompere la corrente entro il massimo tempo d'arco sopportabile dallo stesso.
Viceversa, nel caso in cui il tempo d'arco conseguente alla presenza di mancanza di zeri di corrente superasse il massimo tempo d'arco sopportabile dall'interruttore, una possibile soluzione consiste nel ritardare il segnale di sgancio dell'interruttore in modo da rientrare sotto tale valore massimo. Chiaramente, in questo modo si aumenta il tempo di esposizione dell'impianto alla corrente di cortocircuito per cui tale soluzione va attentamente valutata e concordata con l'utilizzatore.
Le altre differenze rispetto all'interruzione di un guasto alimentato dalla rete sono il fronte di salita della tensione transitoria di ritorno (TRV) dopo l'interruzione che è molto più ripido e la presenza di correnti di guasto dovute a eventuali condizioni di chiusura in discordanza di fase.
L'interruzione della corrente per guasto alimentato da generatore è un fenomeno molto complesso tenendo conto delle differenze di comportamento dei generatori dovuti a diverse tecniche di progettazione e costruttive; considerando quanto sia difficile riprodurre tali guasti nei laboratori di prova, la stessa Norma sottolinea che l'unico modo per verificare la capacità di un interruttore di generatore nell'interrompere una corrente di cortocircuito con eventuale mancanza di passaggi per lo zero di corrente è la simulazione.

Fig. 9.36

9. Applicazioni

9.5.1 Esempio di dimensionamento di un interruttore per generatore

Nell'impianto proposto come esempio, consideriamo due generatori connessi tramite un trasformatore a tre avvolgimenti alla rete AT. La condizione di partenza sarà quella di generatore inizialmente a vuoto. Per questo impianto consideriamo un fattore di tensione pari a 1,05.

I dati della rete sono i seguenti:
Scc=2000 MVA X/R=10 V_n=150 kV

Trasformatore a 3 avvolgimenti:
V_1=150 kV S_1=150 MVA V_{cc_12}=11,5% @ 55 MVA
V_2=11,5 kV S_2=75 MVA V_{cc_13}=11,1% @ 55 MVA
V_3=11,5 kV S_3=75 MVA V_{cc_23}=21% @ 55 MVA

Generatori:
Sn=75,294 MVA
V_n=11,5kV

X_d=2,26	X_q=2,06	T_d'=0,71	T_q'=0,71
X_d'=0,217	X_q'=0,26	T_d''=0,04	T_q''=0,04
X_d''=0,155	X_q''=0,19	R_a=0,001309	

Le reattanze e resistenze sono espresse in p.u. mentre i valori delle costanti di tempo sono espressi in secondi. In base alla norma IEC 60034-3 le tolleranze ammesse possono essere dell'ordine del ±15% pertanto tutte le reattanze, cautelativamente, vengono diminuite di tale percentuale.
Inizialmente, verrà calcolata la corrente simmetrica all'istante t=0 (ovvero al momento del corto circuito) a monte e poi a valle dell'interruttore per generatore (GCB). Dopodiché verrà valutata la capacità dell'interruttore stesso di eliminare un cortocircuito trifase-terra nei due punti sopra citati.
Si consideri inizialmente un guasto trifase-terra tra l'interruttore GCB ed il generatore G1. Applicando il metodo MVA è possibile valutare in pochi passi il valore della corrente simmetrica di cortocircuito.

Come primo passo assicuriamoci che le v_{cc_12}; v_{cc_13}; v_{cc_23} siano espresse secondo la stessa base; dopodiché si ricaveranno dalle seguenti relazioni i valori delle impedenze di cortocircuito per ciascun avvolgimento:

$$v_{cc_1} = \frac{v_{cc_12} + v_{cc_13} - v_{cc_23}}{2} = 0{,}8\,\% \quad @\ 55\ MVA$$

$$v_{cc_2} = \frac{v_{cc_12} + v_{cc_23} - v_{cc_31}}{2} = 10{,}7\% \quad @\ 55\ MVA$$

$$v_{cc_3} = \frac{v_{cc_23} + v_{cc_13} - v_{cc_12}}{2} = 10{,}3\,\% \quad @\ 55\ MVA$$

A questo punto immaginiamo il trasformatore a tre avvolgimenti come nello schema equivalente di figura 9.37:

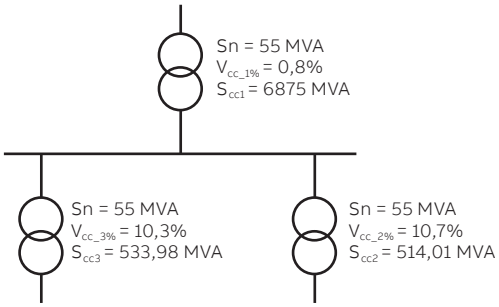


Figura 9.37: Trafo a tre avvolgimenti

Applichiamo quindi al circuito il metodo MVA come in figura 9.38:

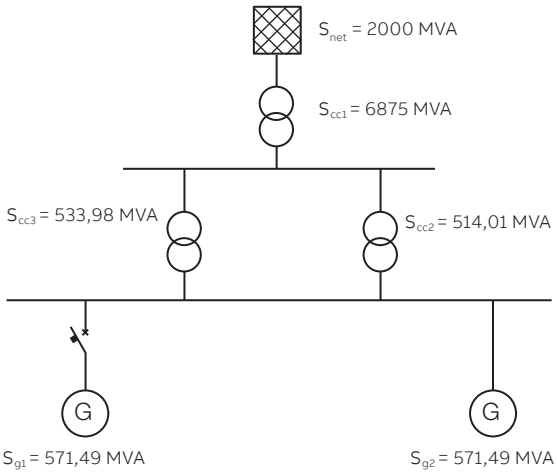


Figura 9.38: layout di impianto

Calcoliamo inizialmente la corrente di cortocircuito per un guasto tra l'interruttore di macchina ed il generatore G1:

$$Scc_k = \frac{1}{\left(\frac{1}{Sg2} + \frac{1}{Scc2}\right)} = 270{,}61\ MVA$$

$$Scc_r = \frac{1}{\left(\frac{1}{Snet} + \frac{1}{Scc1}\right)} = 1549{,}29\ MVA$$

$$Scc_p = Scc_r + Scc_p = 1819{,}90\ MVA$$

$$Scc_{tot} = \frac{1}{\left(\frac{1}{Scc_p} + \frac{1}{Scc3}\right)} = 412{,}84\ MVA$$

Da tale valore ricaviamo la corrente simmetrica di cortocircuito all'istante t=0.

$$I_k'' = \frac{c * Scc_{tot}}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{1{,}05 * 412{,}84 * 10^6}{1{,}73 * 11{,}5 * 10^3} = 21{,}78\ kA$$

Ik" è il valore della corrente di corto circuito simmetrica al tempo t=0. Questo valore è di riferimento per la successiva simulazione effettuata al calcolatore con l'ausilio di un software EMTP (ElectroMagnetic Transient Program); esso consente, inoltre, una prima stima della taglia di interruttore da utilizzare. Nella figura 9.39 viene illustrato lo schema unifilare con l'indicazione delle correnti di corto circuito per guasto alimentato dalla rete per l'esempio in esame. La corrente I_{sff} è la corrente di corto circuito simmetrica cui corrisponde al tempo t=0 il valore I_k" .

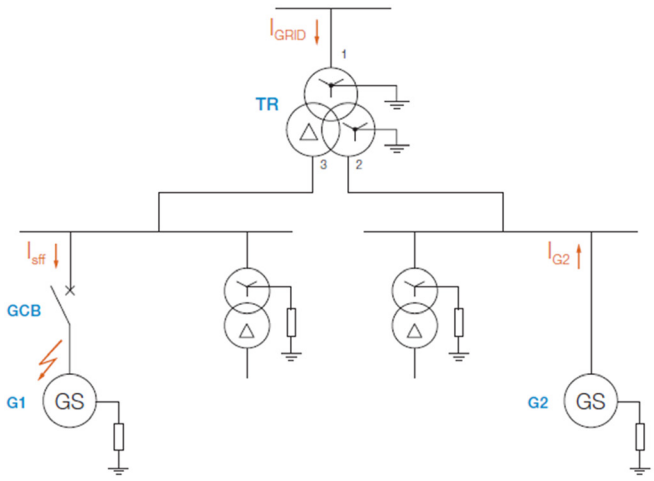


Figura 9.39: Andamento delle correnti di cortocircuito per un guasto alimentato da rete

9. Applicazioni

Nell grafico di figura 9.40, vediamo l'andamento della corrente di cortocircuito nel tempo calcolata con EMTP.

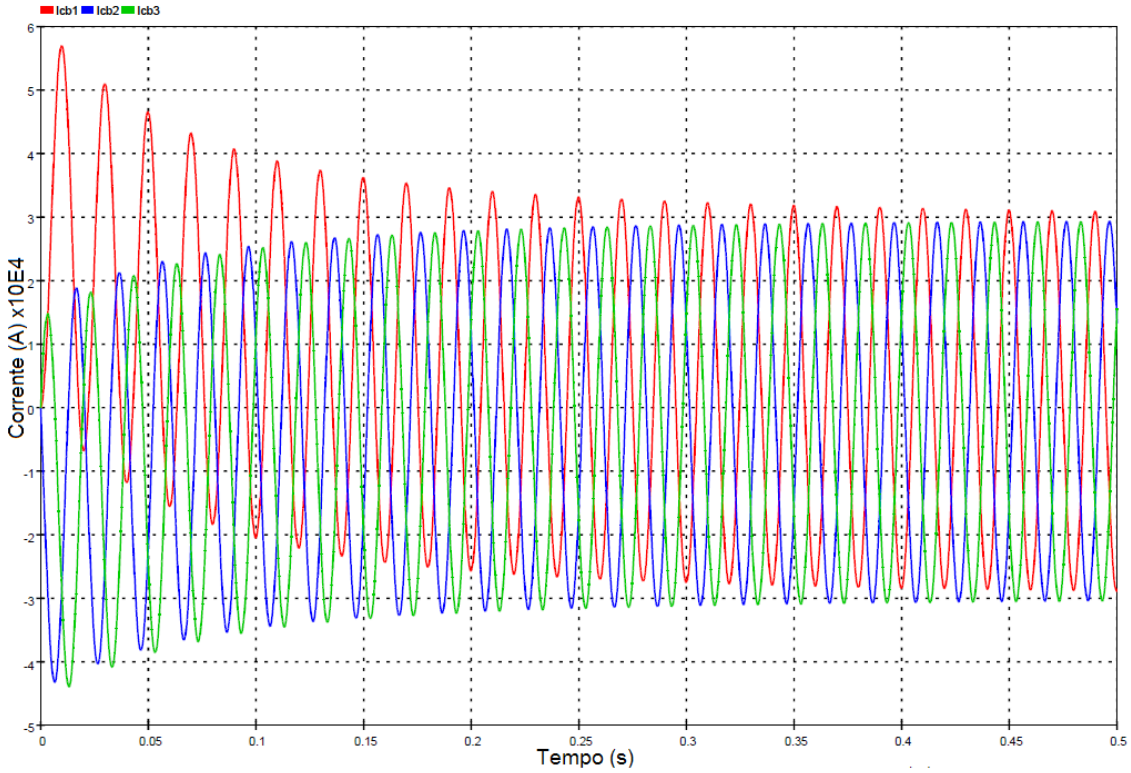


Figura 9.40: Corrente di cortocircuito per un guasto alimentato da rete

Dal grafico si nota che il picco massimo della corrente vale:

I_p = 56,70 kA

mentre i rimanenti valori della corrente all'istante t = 45 ms valgono:

I_{ssf_sym} = 21,38 kA

$i_{dc\%}$ = 53,75%

Si nota che il valore della componente simmetrica è leggermente differente da quello valutato all'istante t=0 a causa del contributo del generatore della sbarra di destra il quale, non presentando una componente simmetrica costante, modifica, seppur in misura minore, anche il valore della corrente simmetrica totale.

Valutiamo ora il valore della corrente di cortocircuito nel caso di un guasto trifase franco a terra alimentato dal solo generatore, considerando la componente simmetrica all'istante t=0 e considerando la tolleranza del -15% sulla reattanza come precedentemente spiegato:

$$Scc_g = \frac{S_n}{x''_d} = \frac{75{,}294}{0{,}155 * 0{,}85} = 571{,}49\ MVA$$

$$I''_{kg} = \frac{c * Scc_g}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{1{,}05 * 571{,}49 * 10^6}{1{,}73 * 11{,}5 * 10^3} = 30{,}12\ kA$$

Anche in questo caso la corrente di corto circuito I''_{kg} diventa il valore di riferimento per la successiva simulazione al calcolatore. Di seguito troviamo lo schema unifilare con il flusso delle correnti per guasto alimentato dal generatore (I_{gff}).

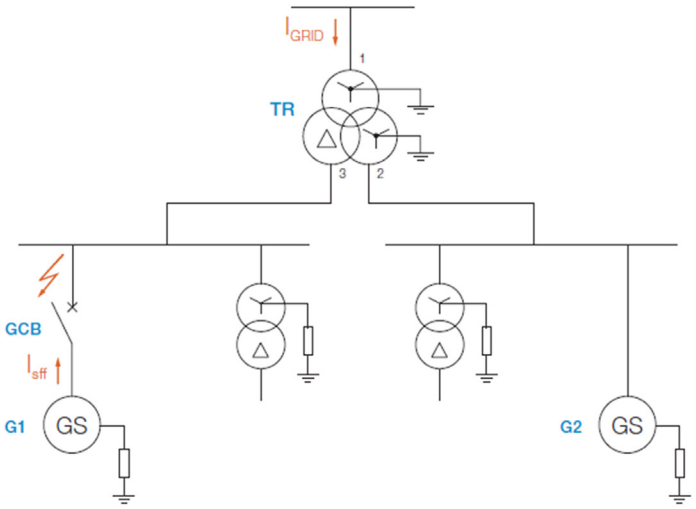


Figura 9.41: Andamento delle correnti di cortocircuito per un guasto alimentato da generatore

Nei grafici di figura 9.42 e 9.43, troviamo l'andamento della corrente di cortocircuito rispettivamente per gli angoli di fase della tensione di 90 e 0 gradi sempre calcolata con EMTP.

9. Applicazioni

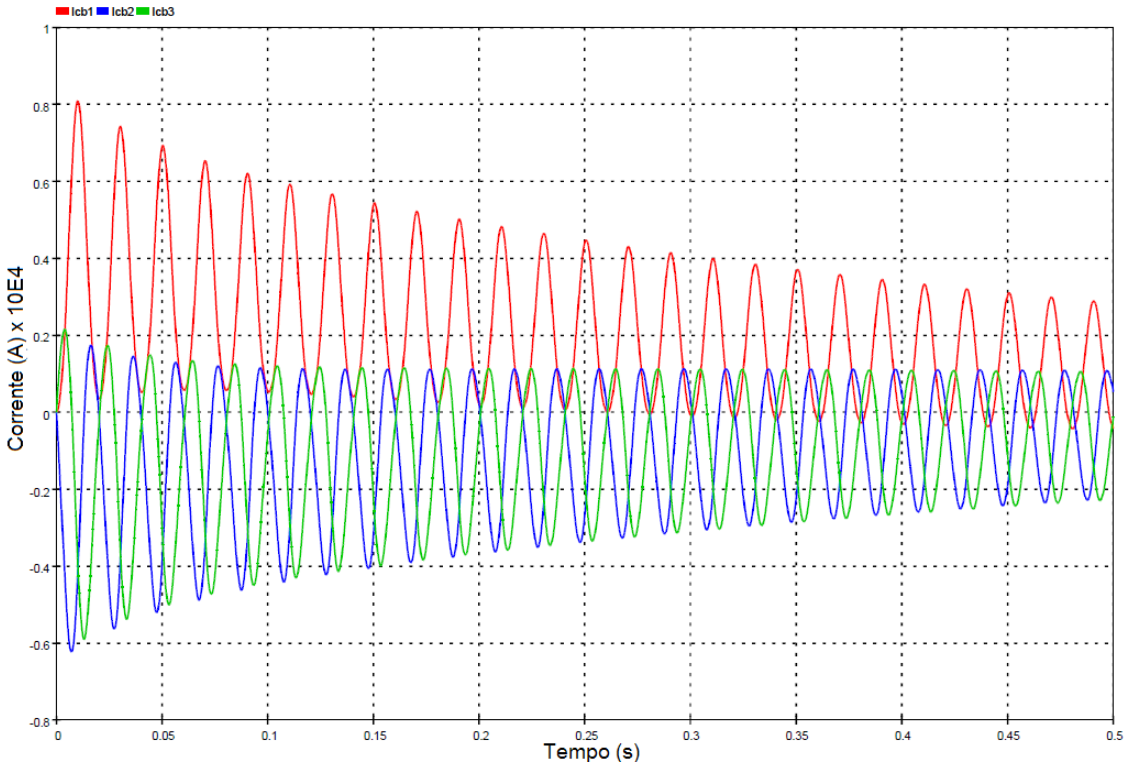


Figura 9.42: Corrente di cortocircuito per un guasto alimentato da generatore, angolo di tensione a 90°

Dal grafico si nota che il valore massimo del picco della corrente vale:

I_p = 80 kA

Considerando un'istante pari a 45ms, i rimanenti valori delle correnti sono i seguenti:

I_{sym} = 22,52 kA

$i_{dc\%}$ = 118%

Con tale risultato possiamo osservare come, scegliendo un interruttore in classe G1, quale è il VD4G-50, possiamo avere la garanzia di operabilità.

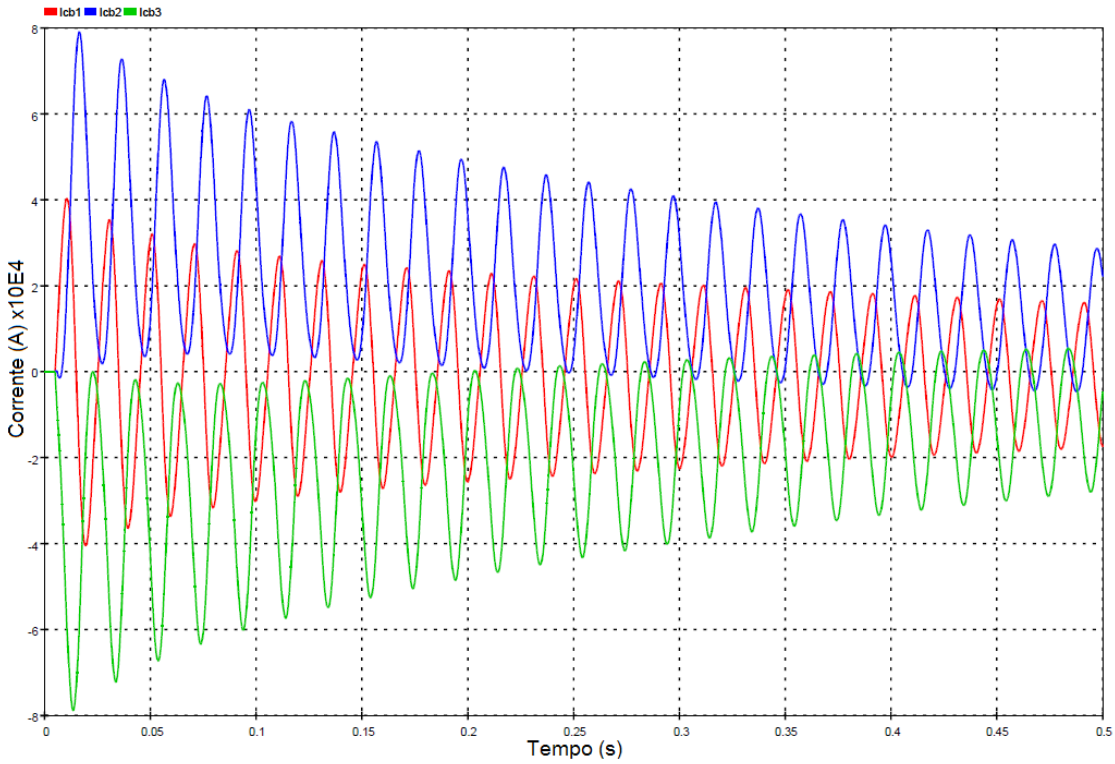


Figura 9.43: Corrente di cortocircuito per un guasto alimentato da generatore, angolo di tensione a 0°

In entrambi i grafici di figura 9.42 e 9.43 è possibile vedere i due valori di asimmetria che devono essere tenuti in considerazione durante la scelta dell'interruttore così come chiaramente suggerito dalla nuova norma per gli interruttori per generatore (IEC/IEEE 62271-37-013 Annex E).
Dai grafici in oggetto abbiamo visto che la corrente di corto circuito ha un massimo valore di picco di 80kA ed una componente simmetrica di 22,5 kA. Può capitare infatti che, nel caso di guasto alimentato da sistema e quindi a causa del contributo simultaneo della rete e del generatore, il rapporto tra il valore di picco e della reale componente simmetrica all'istante di separazione dei contatti superi il valore di 2,74 (valore normalizzato per guasto alimentato da rete, corrispondente ad una costante di tempo della componente continua di 133 ms). Pertanto un controllo basato sul valore di picco come sopra citato si rende necessario al fine di valutare la taglia minima selezionabile.
L'altro limite visto per il calcolo con il metodo MVA è che la componente simmetrica della corrente di cortocircuito viene calcolata all'istante t=0; in assenza di dati dettagliati questo valore può comunque essere utile. Tuttavia, si è visto che il valore della componente simmetrica varia nel tempo in quanto viene coinvolto un generatore la cui componente simmetrica non è costante durante il cortocircuito. E' importante quindi calcolare il valore della componete simmetrica totale all'istante di separazione dei contatti che è minore di quello valutato con il metodo MVA ovvero a t=0 al fine di non sovradimensionare la scelta dell'interruttore. L'eventuale calcolo esatto dello stesso è tuttavia subordinato all'esatta conoscenza dei parametri caratteristici del generatore e all'utilizzo di un software EMTP.
Nel caso sia possibile la chiusura dell'interruttore in mancanza di sincronismo tra la rete ed il generatore stesso, ad esempio a causa di un malfunzionamento del sistema di messa in parallelo, è necessario valutare anche il guasto per discordanza di fase. La corrente di guasto che si presenta in questo caso mostra il caratteristico andamento di figura 9.44 che dipende principalmente dall'inerzia del rotore e della relativa turbina connessa:

9. Applicazioni

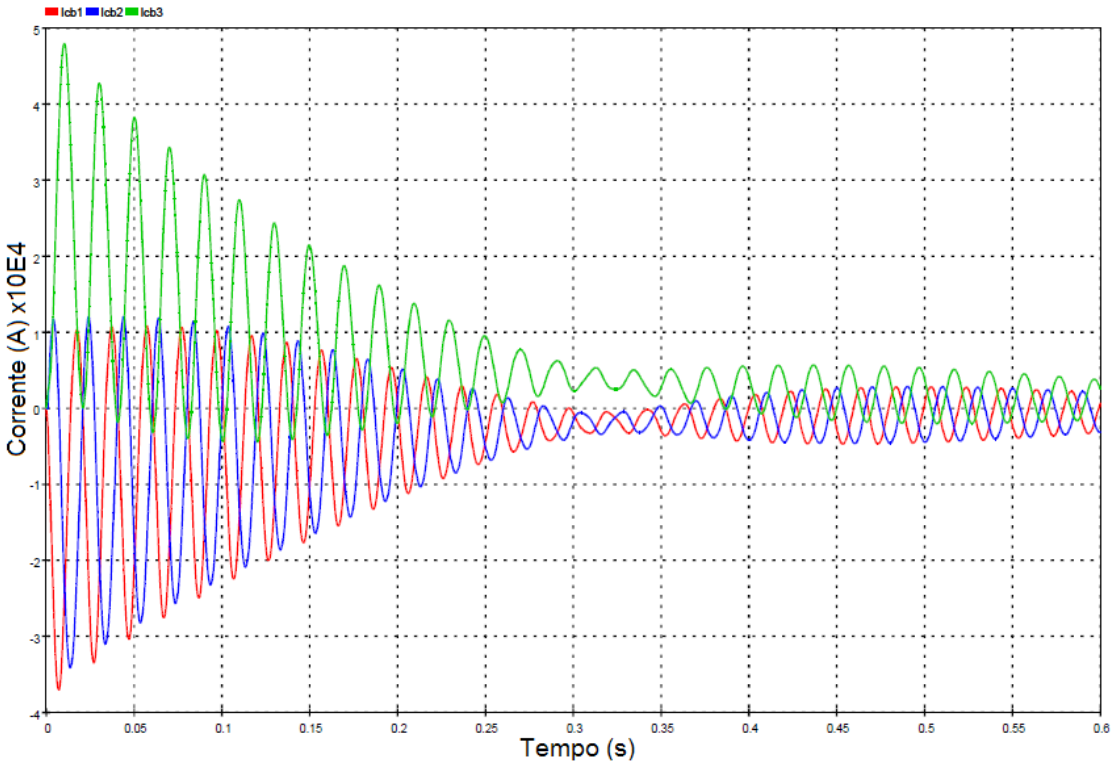


Figura 9.44: Corrente di guasto per chiusura interruttore in Out Of Phase a 90° di sfasamento

Tale tipologia di guasto benché possa sembrare non così frequente va comunque considerata in quanto gli effetti per un guasto di questo tipo possono essere gravosi; quindi la capacità per un interruttore di generatore di gestire anche tale tipologia di guasto diventa fondamentale.
Questo argomento viene analizzato approfonditamente nel Quaderno di applicazione tecnica n° 22 “Interruttori di Media Tensione per generatori” che include un esempio di calcolo completo in accordo alla IEC/IEEE 62271-37-013.

9.5.2 I relè di protezione per generatori

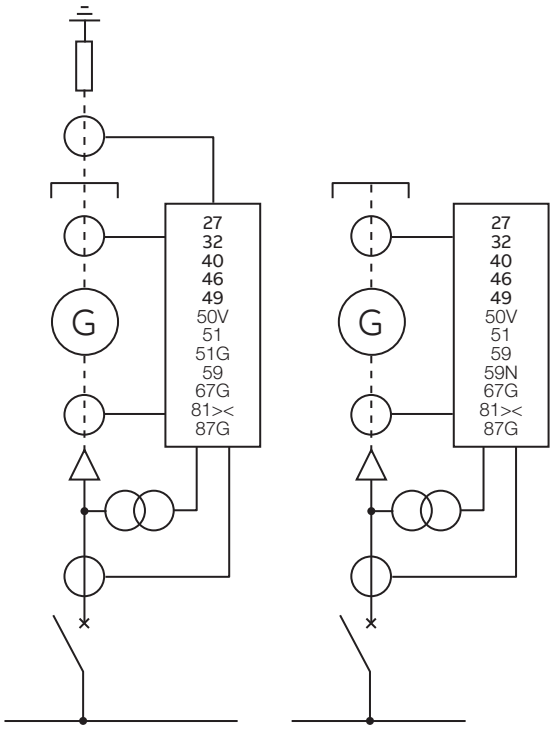
A seconda della potenza nominale della macchina e del tipo di applicazione, tutte o in parte le seguenti funzioni di protezione possono essere adottate per la protezione del generatore:
relè 87 protezione differenziale generatore (a volte denominata anche 87G);

- relè 49 protezione termica per sovraccarico statore;
- relè 51 protezione di massima corrente;
- relè 40 protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo);
- relè 32 protezione di potenza inversa (ritorno d'energia);
- relè 46 protezione di massima corrente di sequenza inversa;
- relè 21 protezione di minima impedenza (in alternativa alla protezione di massima corrente omopolare a controllo di tensione quando esiste trasformatore di unità);
- relè 50V protezione di massima corrente a controllo di tensione (in alternativa alla protezione di minima impedenza quando non esiste trasformatore di unità);
- relè 27 protezione di minima tensione;
- relè 59 protezione di massima tensione;
- relè 81 protezione di massima e minima frequenza;
- relè 24 protezione di massimo flusso;
- relè 64R protezione di terra rotore;
- relè 64S protezione di terra statore (funzione del tipo di stato del neutro).

Esistono altre funzioni di protezione che si usano per macchine di grossa potenza, quali ad esempio:

- 5 energizzazione accidentale;
- 37 relè di minima potenza;
- 49R (51R) sovraccarico rotore;
- 60 relè a bilancia di tensione;
- 78 perdita di passo.

Di seguito in fig. 9.45 troviamo alcune configurazioni tipiche del sistema di protezioni; il relè consigliato in questo caso è il REG630 (fig. 9.46).



Generatore con neutro a terra

Generatore con neutro isolato

Fig. 9.45

Fig. 9.46

Si rimanda alla Guida "Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione" per ulteriori approfondimenti.

9. Applicazioni

9.6 Le sovratensioni di manovra: criteri applicativi

Per quanto visto nei capitoli precedenti, è chiaro che gli interruttori di per se stessi non sono causa diretta nella generazione di sovratensioni o sovracorrenti. Le energie che alimentano le sovratensioni sono infatti immagazzinate nei vari componenti della rete elettrica, trasformatori, motori, generatori, condensatori, cavi, linee, ecc. con le loro induttanze e capacità e si liberano nel passaggio dell'impianto da uno stato ad un altro. Tuttavia, la frequenza è l'entità dei fenomeni transitori dipende anche dal comportamento dell'interruttore all'apertura e alla chiusura, in relazione al tipo di dielettrico utilizzato e quindi dal modo in cui viene gestito l'arco elettrico.
Nel capitolo 5 abbiamo visto come cause scatenanti le correnti di chopping, correnti di chopping virtuali, le riaccensioni semplici e multiple e i riadescamenti.
Trascurando come tecniche interruttive l'aria e l'olio, ormai obsolete in media tensione, consideriamo il comportamento diverso dell'interruzione in SF_6 e in vuoto.
Come trattato nel capitolo 3, sappiamo che per sua natura il vuoto è un ottimo dielettrico, tanto efficace che, nel caso di interruzione di correnti induttive al di sotto di qualche centinaio di ampere, tende ad estinguere l'arco prima, anche se di poco, del passaggio naturale per lo zero della corrente. La corrente a cui ciò avviene è detta corrente di chopping e nei moderni interruttori è mediamente pari a 3,5 A circa con punte massime, ma rare, di 5A. Nell'SF_6 questo fenomeno è praticamente trascurabile.
Normalmente questa interruzione prematura della corrente non provoca sovratensioni significative per l'impianto; solo nel 10-15% delle interruzioni di piccole correnti induttive le sovratensioni possono raggiungere livelli considerevoli e i valori massimi sono raggiunti solo nel 2% dei casi.

In generale possiamo quindi fare le seguenti considerazioni:

- essendo il fenomeno statistico, la frequenza delle manovre di apertura è un primo importante dato da considerare; aperture sotto carico giornaliere o mensili possono essere considerate come critiche. Le aperture a vuoto, peraltro molto frequenti, non sono da tenere in considerazione;
- in secondo luogo, bisognerebbe stabilire che livello di sovratensione è definibile come pericoloso per l'impianto. La tensione di tenuta all'impulso dei componenti dell'impianto in relazione a quella dell'interruttore stesso può essere un parametro utilizzabile. Se, ad esempio, un componente fondamentale come il trasformatore avesse una tensione di tenuta all'impulso inferiore al 70% di quella dell'interruttore di protezione, questo potrebbe sicuramente aumentare il rischio. Anche l'età dei componenti può costituire un'aggravante, considerando l'invecchiamento naturale dell'isolamento;
- un'altra valutazione di carattere impiantistico riguarda la natura delle correnti da interrompere. Le correnti di corto circuito sono fortunatamente molto rare e non rientrano come causa del fenomeno in esame. Possono essere critiche, invece, le correnti induttive deboli comprese tra 10A e 50 A. Se l'interruzione di tali carichi si dovesse presentare con frequenza, diciamo parecchie volte all'anno o comunque nella vita dell'impianto, allora anche questo potrebbe essere un parametro critico;
- dato che la presenza di capacità nell'impianto ha l'effetto di smorzare l'entità delle sovratensioni, il rapporto tra la capacità della rete di alimentazione e quella del carico è un parametro importante. Possiamo mediamente considerarlo pari a 5:1; nel caso fosse superiore, ad esempio 10:1 questo potrebbe essere un aspetto critico;
- l'esistenza di cavi di connessione tra l'interruttore e il carico può essere un elemento positivo, sempre per l'effetto di smorzamento sulla TRV. Tuttavia cavi di lunghezza inferiore a 10 m (o capacità <2nF) non sono di alcun aiuto. Un primo contributo positivo viene dato da cavi di lunghezza compresa tra 50 e 100 m (o capacità tra 5 e 10 nF) e un contributo significativamente positivo da lunghezze superiori a 100 m (o capacità >15 nF).

Le precedenti cinque condizioni possono quindi aumentare o diminuire la probabilità di avere sovratensioni significative. Il risultato va comunque incrociato con la natura del carico da proteggere che è il fattore più importante in quanto diversa è la sensibilità alle sovratensioni stesse.
In base all'esperienza accumulata su un numero elevato di applicazioni impiantistiche e di test in laboratorio si può affermare, nel caso degli interruttori in vuoto, quanto segue:

1. Piccoli motori, tipicamente con corrente di rotore bloccato < 600 A dovrebbero essere protetti con scaricatori di tensione, soprattutto se il numero di manovre è superiore a 2 avviamenti al giorno. Se inoltre il livello d'isolamento non fosse in accordo con la Norma IEC 60034-15 o sconosciuto o i motori fossero molto datati allora sarebbe consigliabile anche l'utilizzo di filtri RC.
2. Piccoli generatori, caratterizzati da correnti di corto circuito I''_K inferiori a 600 A. Anche in questo caso vale quanto detto per i motori, ovvero dovrebbero essere protetti con scaricatori di tensione soprattutto se il numero di manovre è superiore a 2 avviamenti al giorno; se inoltre il livello d'isolamento non fosse in accordo con la Norma IEC 60034-15 o sconosciuto o i generatori fossero molto datati allora sarebbe consigliabile anche l'utilizzo di filtri RC.
3. Trasformatori in olio, sia di distribuzione che di potenza. In queste macchine normalmente la capacità verso terra è sufficientemente grande rispetto all'energia reattiva del circuito magnetizzante; ciò previene il formarsi di sovratensioni significative. Non sono quindi necessarie protezioni aggiuntive a meno che non vi sia un degrado rispetto al livello d'isolamento previsto dalla Norma IEC 60071-1. Da considerare anche il numero di manovre se superiore a 2 al giorno.
4. Induttanze di compensazione. Queste reattanze sono utilizzate per compensare le capacità parassite nelle lunghe linee di distribuzione e trasmissione. La tensione di esercizio è compresa tra 20 kV e 40 kV e sono manovrate almeno una volta al giorno. In questo caso gli scaricatori sono normalmente applicati ai terminali dell'interruttore lato carico, spesso in combinazione con filtri RC connessi ai terminali del trasformatore di potenza.
5. Trasformatori per forni ad arco. Per queste macchine, data la frequenza elevata di manovre, è necessaria la protezione con scaricatori e filtri RC.
6. Trasformatori a secco. Le capacità parassite per questo tipo di trasformatori sono piccole. Conseguentemente, nel caso non vi siano cavi di connessione tra l'interruttore e il trasformatore, la probabilità di avere sovratensioni è elevata. Per tutte le applicazioni, in particolare quelle industriali dove ci si può aspettare una maggiore frequenza di manovre, bisognerebbe prevedere gli scaricatori e in assenza di cavi di connessione lunghezza significativa (< 30m), anche i filtri RC.
7. Reattanze limitatrici. È necessario l'utilizzo degli scaricatori.

Osservando queste raccomandazioni, il problema delle sovratensioni causate dalla manovra degli interruttori in vuoto dovrebbe essere risolto o comunque reso trascurabile il relativo rischio. Nei casi più complessi o dove vi sia il dubbio se applicare o meno protezioni contro le sovratensioni, è opportuno effettuare un'analisi del transitorio sullo specifico impianto utilizzando software di simulazione adatti allo scopo (EMTP ElectroMagnetic Transient Program).
D'altro canto l'interruzione in vuoto offre una serie di vantaggi indiscutibili rispetto ad altre tecniche in termini di vita elettrica e capacità interruttiva; quindi la scelta della tecnica interruttiva più idonea va fatta considerando con attenzione tutti i requisiti e le caratteristiche tecniche dell'impianto in esame.

10. Conclusioni

Scegliere l'apparecchio di manovra ideale per una determinata applicazione è possibile solo avendo a disposizione tutti i fondamentali dati impiantistici e di funzionamento dell'applicazione stessa; ciò nonostante spesso la bontà della scelta fatta emerge solo dal suo utilizzo nel tempo.
Conoscere le più importanti applicazioni e i principali fenomeni associati alla manovra degli apparecchi, consente di effettuare scelte corrette e responsabili al fine di evitare danni agli impianti e situazioni pericolose per la sicurezza degli operatori.
ABB è in grado di fornire un'ampia gamma di apparecchi con prestazioni in grado di coprire tutte le diverse applicazioni impiantistiche che il progettista, l'installatore e il cliente finale possono trovarsi a dover affrontare e gestire.

Approfondimenti

- G. Leonhardt, M. Marchi, G. Rivetti: SF_6 or vacuum? Choosing the right MV circuit-breaker . ABB Review 4/2000, 26–34.
- Live Tank Circuit Breakers – Application Guide. ABB AB, High Voltage Products, Edition 1.2, 2013-02
- High Voltage Circuit Breakers, Design and Applications, Ruben D. Garzon, Marcel Dekker, Inc.
- D. Braun, W. Heilmann, A. Plessl: Application criteria for SF_6 and vacuum circuit-breakers. ABB Review 4/89, 25–33.
- Plessl, L. Niemeyer, F. Perdoncin: Research for medium-voltage SF_6 circuit-breakers. ABB Review 2/89, 3–10.
- R. Borlotti, A. Giacomucci: A simplified LCA of SF_6 medium-voltage circuit-breaker. 7th SETAC Symposium, Brussels, 1999.
- R. Tinggren, Y. Hu, L. Tang, H. Mathews, R. Tyner: Power factor controller – an integrated power quality device. 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans.
- E. Dullni, H. Fink, C. Reuber: A vacuum circuit breaker with permanent magnetic actuator and electronic control. CIRED 99, Nice.
- H. Fink, et al: New developments of vacuum interrupters based on RMF and AMF technologies. XVIIIth Int Symp on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, Eindhoven, The Netherlands, 467–466, 1996.
- C. Cereda, C. Gemme, C. Reuber: Synchronous medium voltage circuit breakers: ABB solution based on magnetic drive and electronic control. CIRED 99, Nice, 1/14.
- C. Cereda, et al: System operation with synchronous MV circuit breakers. CIRED 2000, Shanghai.
- Christophe Prévé: Protection of Electrical Network, ISTE Ltd, 2006
- CIGRE' JWG A2/C4.39, Brochure 577A: Electrical interaction between transformer and the power system part 1 –Expertise, April 2014

—

Per maggiori informazioni contattare:

—

More product information:
abb.com/mediumvoltage
Your contact center:
abb.com/contactcenters
More service information:
abb.com/service

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

© Copyright 2018 ABB. All rights reserved.

1VCP000735 - Rev.B - it - 2018-03 - (Guida tecnica - Apparecchi di media tensione: tecnologie e applicazioni) (gs)