

Introduzione ai principi ed ai metodi di progettazione
degli impianti elettrici di media e di bassa tensione

.....

Parte I

Introduzione

CAPITOLO 1

IMPIANTI ELETTRICI, DISPOSIZIONI LEGISLATIVE E NORME TECNICHE

1.1 Generalità

La progettazione, l'installazione, la verifica, la manutenzione e conduzione degli impianti elettrici sono oggetto di numerosissime leggi, decreti, regolamenti, circolari, norme. Nel loro insieme, le disposizioni hanno lo scopo di assicurare il corretto funzionamento delle apparecchiature costituenti un impianto e dell'impianto nel suo insieme, la compatibilità ambientale delle installazioni elettriche, e, soprattutto, la sicurezza delle persone, compatibilmente con il rischio che si accompagna all'interazione dell'essere umano con un impianto elettrico.

L'avanzamento della conoscenza scientifica, in senso generale, il progresso tecnologico, il rinnovarsi delle istanze sociali di carattere ambientale e di salvaguardia della salute richiedono un continuo aggiornamento delle disposizioni prima richiamate. Allora, da un lato sono sempre gli stessi i principi della fisica su cui si fonda il funzionamento di un impianto elettrico; dall'altro lato, cambiano nel tempo quelli che si possono chiamare "vincoli legislativi" ed ai quali il progettista, l'installatore, il verificatore, il gestore di un impianto elettrico deve conformare la sua azione.

1.2 Principali disposizioni legislative

Risale al 1895 una legge, tuttora vigente, che riguarda anche gli impianti elettrici:

Regio Decreto 25 maggio 1895, n. 350 "Approvazione del regolamento sulla direzione, contabilità e collaudazione dei lavori dello Stato"

Alla prima metà del secolo scorso risalgono poi alcune leggi e decreti di rilievo per gli impianti elettrici. La Costituzione della Repubblica Italiana fa sue, facendone principi fondamentali dell'ordinamento giuridico, la tutela della salute, la tutela del lavoro, e la tutela della sicurezza (articoli 32, 35, 41). Disposizioni legislative fondamentali successive alla Costituzione sono: ¹

DPR 27 aprile 1955, n. 547 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro"

Legge 1 marzo 1968, n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici", in cui si stabilisce, fra l'altro, che:

- gli impianti elettrici devono essere realizzati e costruiti a regola d'arte.
- gli impianti elettrici ed elettronici realizzati secondo le norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) si considerano costruiti a regola d'arte.

Legge 18 ottobre 1977, n. 791 "Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione", che si riferisce (a parte specificate eccezioni) a materiale elettrico per sistemi a tensione nominale fra 50 e 1000 V in corrente alternata e fra 75 e 1500 V in corrente continua – la Direttiva 73/23/CEE è comunemente detta "direttiva bassa tensione"

DM 15 dicembre 1978 (GU 28 giugno 1979, n. 176) "Designazione del Comitato elettrotecnico italiano quale organismo italiano di normalizzazione elettrotecnica ed elettronica"

DM 23 luglio 1979 (GU 21 gennaio 1980, n. 19) "Designazione degli organismi incaricati di rilasciare certificati e marchi ai sensi della Legge 18 ottobre 1977, n. 791", in cui si stabilisce, fra l'altro, che:

- l'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) è designato quale organismo incaricato del rilascio di un marchio di conformità alle norme (Fig. 1.1)
- l'Istituto Elettrotecnico Nazionale "Galileo Ferraris" (IENGF) ed il Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano "Giacinto Motta" (CESI), oltre allo IMQ, sono designati quali organismi incaricati del rilascio di certificati di conformità alle norme
- un costruttore può apporre il contrassegno del CEI (Fig. 1.1) ai prodotti per cui ha dichiarato la conformità alle norme CEI (autocertificazione)

¹ Alcune abbreviazioni utilizzate nel seguito – DLGS: Decreto Legislativo – DM: Decreto Ministeriale – DPR: Decreto del Presidente della Repubblica – GU: Gazzetta Ufficiale

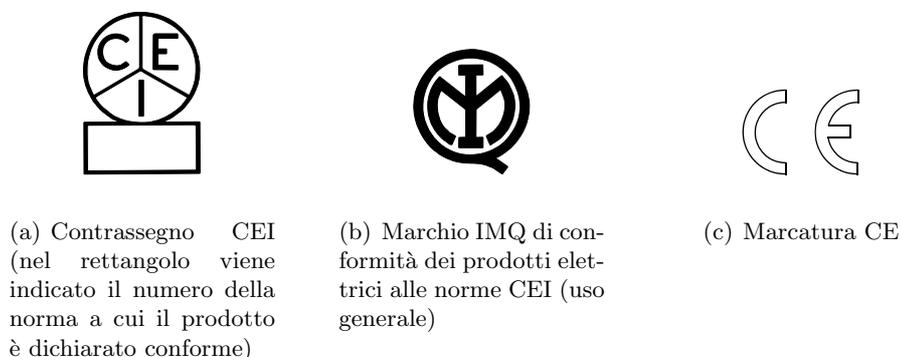


Fig. 1.1 - Contrassegni e marchi

DPR 31 luglio 1980, n. 619 "Istituzione dell'Istituto superiore per la prevenzione e la sicurezza del lavoro (art. 23 della Legge n. 833 del 1978)" – la Legge 833/1978 aveva istituito il servizio sanitario nazionale

Legge 7 dicembre 1984, n. 818 "Nullaosta provvisorio per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, modifica degli articoli 2 e 3 della Legge 4 marzo 1982, n. 66, e norme integrative dell'ordinamento del Corpo nazionale dei vigili del fuoco"

Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme per la sicurezza degli impianti", con il relativo DPR 6 dicembre 1991, n. 44 "Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46 in materia di sicurezza degli impianti"

Legge 11 febbraio 1994, n. 109 "Legge quadro in materia di lavori pubblici"

DPR 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza"

DLGS 19 settembre 1994, n. 626 "Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro"

DLGS 14 agosto 1996, n. 494 "Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili"

DLGS 25 novembre 1996, n. 626 "Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utiliz-

zato entro taluni limiti di tensione”, circa l’obbligo della marcatura CE (Fig. 1.1) per i prodotti conformi alle direttive comunitarie.

1.3 Norme CEI

Il CEI è stato fondato nel 1907 nell’ambito dell’Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana (AEI), e si è costituito in forma autonoma nel 1909, tra i primi enti normatori al mondo. Come indicato in precedenza, il CEI è l’ente istituzionale riconosciuto dallo Stato Italiano e dalla Unione Europea preposto alla normazione e all’unificazione del settore elettrotecnico ed elettronico e delle telecomunicazioni. Le norme tecniche pubblicate dal CEI stabiliscono i requisiti fondamentali che devono avere materiali, macchine, apparecchiature, installazioni e impianti elettrici ed elettronici per rispondere alla regola della buona tecnica, definendo le caratteristiche, le condizioni di sicurezza, di affidabilità, di qualità ed i metodi di prova che garantiscono la rispondenza dei suddetti componenti alla regola dell’arte. Per lo sviluppo delle sue attività, il CEI si è organizzato in Comitati Tecnici, ognuno con un proprio ambito di competenza.

Il CEI è l’organismo nazionale italiano facente parte della International Electrotechnical Commission (IEC), costituita dai Comitati Elettrotecnici nazionali dalle principali nazioni, che raggruppano più dell’80% della popolazione mondiale e producono il 95% dell’energia elettrica consumata. La IEC prepara norme tecniche su scala mondiale, che servono da base per l’elaborazione di norme e di regolamenti nazionali di oltre cento paesi.

Un altro importante organismo normatore per il settore elettrico, di cui il CEI è membro, è il Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC). Esso ha il compito di preparare normative riguardanti il settore elettrotecnico che facilitino e rendano possibile lo scambio di mezzi e servizi nell’ambito dell’Unione Europea. Il CENELEC prepara documenti di armonizzazione, a cui le norme nazionali devono adeguarsi, oppure direttamente norme europee, che devono essere (tradotte e) adottate a livello nazionale.

Di particolare rilevanza per la progettazione, la verifica, l’installazione e la gestione degli impianti elettrici sono le norme emanate dai Comitati Tecnici (CT) del CEI indicati nella Tabella 1.1.²

1.3.1 Classificazione delle norme CEI

Le norme italiane sono contrassegnate dalla sigla CEI e sono classificate con un codice a due campi: il primo indica il Comitato Tecnico responsabile della

² Possono essere di interesse anche alcune norme dell’Ente Nazionale Italiano di Unificazione (UNI).

Tabella 1.1 - Principali comitati del CEI di interesse nel campo degli impianti elettrici

Codice	Denominazione
CT 0	Applicazione delle Norme e testi di carattere generale
CT 1/25	Terminologia, grandezze e unità (ex CT 1/24/25)
CT 3	Documentazione e segni grafici
CT 7	Materiali conduttori
CT 8/28	Tensioni, correnti e frequenze normali
CT 11	Impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica di bassa tensione
CT 13	Apparecchi per la misura dell'energia elettrica e per il controllo del carico
CT 16	Contrassegni dei terminali e altre identificazioni
CT 17	Grossa apparecchiatura
CT 18	Impianti elettrici di navi ed unità fisse/mobili fuori costa (offshore)
CT 20	Cavi per energia
CT 23	Apparecchiatura a bassa tensione
CT 32	Fusibili
CT 33	Condensatori
CT 34	Lampade e relative apparecchiature
CT 36	Isolatori
CT 37	Scaricatori
CT 57	Telecomunicazioni associate ai sistemi elettrici di potenza
CT 64	Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione (fino a 1000 V in c.a. e a 1500 V in c.c.)
CT 79	Sistemi di rilevamento e segnalazione per incendio, intrusione, furto, sabotaggio e aggressione
CT 81	Protezione contro i fulmini
CT 106	Esposizione umana ai campi elettromagnetici (ex CT 211)
CT 205	Sistemi bus per edifici (ex CT 83)
CT 210	Compatibilità elettromagnetica

norma, il secondo è un numero progressivo, con eventuali sottocampi (indicanti parte, variante, ecc.). Le norme CENELEC sono contrassegnate dalla sigla EN e sono numerate a partire da 50000;³ le norme europee tratte da norme della IEC sono indicate aggiungendo 60000 al numero della norma IEC. Così, ad esempio, la norma CEI 33-8, emessa dal CT 33 del CEI (cfr. Tabella 1.1) e riguardante condensatori per il rifasamento in impianti a tensione nominale fino a 1000 V, è anche indicata come norma CEI EN 60931-1; ciò significa che essa è la traduzione in italiano della norma europea EN 60931-1, che a sua volta è tratta dalla norma IEC 931-1.

³ I documenti di armonizzazione sono contrassegnati dalla sigla HD.

CAPITOLO 2

DEFINIZIONI E CLASSIFICAZIONI

2.1 Generalità

I termini utilizzati per la descrizione degli impianti elettrici sono spesso diversi in relazione agli ambiti in cui la descrizione stessa viene utilizzata; ci si riferisce, in particolare, al linguaggio utilizzato in ambito formativo, al linguaggio tecnico corrente, alla terminologia e simbologia utilizzata in ambito normativo.

Chi progetta una struttura elettrica produce elaborati, la documentazione di progetto, che verranno poi utilizzati da altri soggetti, per la realizzazione e per la gestione della struttura stessa. È allora necessario che i diversi operatori possano riferirsi ad uno stesso lessico e ad una stessa simbologia, per evitare fraintendimenti ed interpretazioni personali. Questa necessità si fa poi più forte se si considerano i risvolti legali e di assunzione di responsabilità di ognuna delle attività citate. Il riferimento per il lessico e la simbologia non può che essere costituito dalle norme CEI.

La scelta di riferirsi ad un unico ambito per la definizione della terminologia e della simbologia non risolve completamente la questione della univocità dei termini. Infatti, si rileva a volte che in norme CEI diverse esistono definizioni diverse, anche se equivalenti, di uno stesso termine; ed ogni definizione va utilizzata solo nel campo di applicazione della norma che la pone. Occorre allora che chi opera nel settore degli impianti elettrici abbia chiara questa possibile differenza di significato di uno stesso termine, usato in campi diversi.

2.2 Alcune definizioni

Si riportano alcune definizioni riguardanti impianti e componenti elettrici, con l'indicazione della Norma CEI da cui sono state desunte; si rimanda ad esse per ulteriori definizioni.

IMPIANTO ELETTRICO

*CEI 11-1*¹ Complesso di componenti elettrici, anche a tensioni nominali di esercizio diverse, destinato ad una determinata funzione.

*CEI 64-8/2*² Insieme di componenti elettrici elettricamente associati al fine di soddisfare a scopi specifici e aventi caratteristiche coordinate. Fanno parte dell'impianto elettrico tutti i componenti elettrici non alimentati tramite prese a spina; fanno parte dell'impianto elettrico anche gli apparecchi utilizzatori fissi alimentati tramite prese a spina destinate unicamente alla loro alimentazione.

IMPIANTO UTILIZZATORE

CEI 11-1 Impianto costituito dai circuiti di alimentazione degli apparecchi utilizzatori, comprese le relative apparecchiature di sezionamento, di manovra, di interruzione, di trasformazione, di protezione, ecc. che non facciano parte di impianti di produzione, trasmissione e distribuzione. Si considera come origine dell'impianto utilizzatore il punto di consegna dell'energia elettrica all'impianto stesso, in genere da una rete del distributore.

COMPONENTE ELETTRICO

CEI 11-1 Ogni elemento utilizzato per produzione, trasformazione, trasmissione, utilizzazione e distribuzione dell'energia elettrica, quali: macchine, trasformatori, apparecchiature, strumenti di misura, dispositivi di protezione, condutture ed apparecchi utilizzatori.

CEI 64-8/2 Termine generale usato per indicare sia i componenti dell'impianto sia gli apparecchi utilizzatori.

COMPONENTE DELL'IMPIANTO

CEI 64-8/2 Ogni elemento utilizzato per la produzione, trasformazione, trasmissione, o distribuzione di energia elettrica, come macchine, trasformatori, apparecchiature, strumenti di misura, apparecchi di protezione, condutture.

¹ CEI 11-1 – Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

² CEI 64-8/2 – Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Parte 2: Definizioni

SISTEMA ELETTRICO

CEI 11-1 Parte di impianto elettrico costituita dal complesso dei componenti elettrici aventi una determinata tensione nominale (d'esercizio).

CEI 64-8/2 Parte di un impianto elettrico costituito dal complesso dei componenti elettrici aventi una determinata tensione nominale.

TENSIONE NOMINALE

CEI 11-1 Valore arrotondato appropriato della tensione utilizzata per denominare od identificare un sistema (*Il termine effettivamente definito è TENSIONE NOMINALE DI UN SISTEMA*).

CEI 64-8/2 Tensione per cui un impianto o una sua parte è progettato.

Nota: La tensione reale può differire dalla nominale entro i limiti di tolleranza permessi.

Per i sistemi trifase (o trifasi), si considera la tensione concatenata. Il simbolo utilizzato per la tensione è U , mentre per i valori nominali si usa di solito il pedice *nom* oppure n .³ La tensione nominale viene allora indicata con U_{nom} oppure U_n .

TENSIONE NOMINALE VERSO TERRA DI UN SISTEMA

CEI 11-1 e CEI 64-8/2 ⁴ Si intende tensione nominale verso terra:

- nei sistemi trifase con neutro isolato o con neutro a terra attraverso impedenza, la tensione nominale
- nei sistemi trifase con neutro direttamente a terra, la tensione stellata corrispondente alla tensione nominale
- nei sistemi monofase, o a corrente continua, senza punti di messa a terra, la tensione nominale
- nei sistemi monofase, o a corrente continua, con punto di mezzo a terra, la metà della tensione nominale

Non c'è un simbolo generale per indicare la tensione nominale verso terra. In alcuni casi, come ad esempio per la designazione dei cavi per energia,⁵ si utilizza il simbolo U_0 .

³ CEI 24-1 – Simboli letterali da utilizzare in elettrotecnica

⁴ Con differenze minime

⁵ CEI 20-19 e CEI 20-20 ?

MASSA

CEI 1 ⁶ Parte conduttrice, facente parte dell'impianto elettrico, che non è in tensione in condizioni ordinarie di isolamento ma che può andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, e che può essere toccata. Una parte conduttrice che può andare in tensione solo perchè è in contatto con la massa, non è da considerare una massa.

CEI 11-1 e CEI 64-8/2 ⁴ Parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che non è in tensione in condizioni ordinarie, ma che può andare in tensione in condizioni di guasto.

MASSA ESTRANEA

CEI 1 Parte conduttrice, non facente parte dell'impianto elettrico, suscettibile di introdurre il potenziale di terra. In casi particolari si considerano masse estranee quelle suscettibili di introdurre altri potenziali.

CEI 11-1 e CEI 64-8/2 ⁴ Parte conduttrice non facente parte di un impianto elettrico in grado di introdurre un potenziale, generalmente il potenziale di terra.

TERRA

CEI 11-1 Termine per designare il terreno sia come luogo che come materiale conduttore, per esempio humus, terriccio, sabbia, ghiaietto e pietra.

CEI 64-8/2 Il terreno come conduttore il cui potenziale elettrico in ogni punto è convenzionalmente considerato uguale a zero.

TERRA DI RIFERIMENTO (TERRA LONTANA)

CEI 11-1 Zona della superficie del terreno al di fuori dell'area di influenza di un dispersore o di un impianto di terra, dove cioè tra due punti qualsiasi non si hanno percettibili differenze di potenziale dovute alla corrente di terra.

DISPERSORE

CEI 11-1 Conduttore in contatto elettrico con il terreno, o conduttore annegato nel calcestruzzo a contatto con il terreno attraverso un'ampia superficie (per esempio una fondazione).

⁶ CEI 1 – Glossario / 1° elenco di termini

CEI 64-8/2 Corpo conduttore o gruppo di corpi conduttori in contatto elettrico con il terreno e che realizza un collegamento elettrico con la terra.

IMPIANTO DI TERRA

CEI 11-1 Sistema limitato localmente costituito da dispersori o da parti metalliche in contatto con il terreno di efficacia pari a quella dei dispersori (ad esempio fondazioni di sostegni, armature, schermi metallici di cavi), di conduttori di terra e di conduttori equipotenziali.

CEI 64-8/2 Insieme dei dispersori, dei conduttori di terra, dei collettori (o nodi) *principali* di terra e dei conduttori di protezione ed equipotenziali, destinato a realizzare la messa a terra di protezione e/o di funzionamento.

MESSA A TERRA DI PROTEZIONE

CEI 11-1 Messa a terra di una parte conduttrice, non destinata ad essere attiva, con lo scopo di proteggere le persone dallo shock elettrico.

MESSA A TERRA DI FUNZIONAMENTO

CEI 11-1 Messa a terra di un punto del circuito attivo richiesta per il corretto funzionamento degli impianti e dei suoi componenti elettrici.

CONDUTTORE DI PROTEZIONE (PE)

CEI 11-1 e 64-8/2 Conduttore prescritto per lacune misure contro i contatti indiretti per il collegamento di alcune delle seguenti parti:

- masse
- masse estranee
- collettore (o nodo) principale di terra (negli impianti di bassa tensione – CEI 11-1) ⁷
- dispersore
- punto di terra della sorgente o neutro artificiale

CONDUTTORE DI TERRA

CEI 11-1 Conduttore che collega una parte dell'impianto che deve essere messo a terra ad un dispersore o che collega tra loro più dispersori, ubicato al di fuori del terreno od interrato nel terreno e da esso isolato.

⁷ Nella Norma CEI 11-1, il termine "bassa tensione" indica i sistemi di I categoria ed il termine "alta tensione" indica i sistemi di II e di III categoria – cfr. §2.3.

CEI 64-8/2 Conduttore di protezione che collega il collettore (o nodo) principale di terra al dispersore od i dispersori tra loro.

CONDUTTORE EQUIPOTENZIALE

CEI 11-1 Conduttore che assicura un collegamento equipotenziale.

CEI 64-8/2 Conduttore di protezione destinato ad assicurare il collegamento equipotenziale.

COLLETTORE (O NODO) PRINCIPALE DI TERRA

CEI 64-8/2 Elemento previsto per il collegamento al dispersore dei conduttori di protezione, inclusi i conduttori equipotenziale e di terra, nonché i conduttori per la terra funzionale, se esistente.

2.3 Alcune classificazioni

2.3.1 Categoria dei sistemi elettrici

In relazione alla tensione nominale, i sistemi elettrici vengono suddivisi in (Norme CEI 11-1 e CEI 64-8/2) sistemi di:

categoria 0 (zero), quelli a tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se a corrente continua (non ondulata)

I categoria, quelli a tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V compresi se a corrente alternata o da oltre 120 V fino a 1500 V compresi se a corrente continua

II categoria, quelli a tensione nominale oltre 1000 V se a corrente alternata o oltre 1500 V se a corrente continua, fino a 30000 V compresi

III categoria, quelli a tensione nominale maggiore di 30000 V

Se la tensione nominale verso terra è superiore alla tensione nominale tra le fasi, per la classificazione del sistema si considera la tensione nominale verso terra.

2.3.2 Sistemi di I categoria

In relazione alle condizioni rispetto a terra del sistema di alimentazione e delle masse dell'impianto elettrico, ognuna rappresentata da una lettera, si possono avere tre diversi sistemi di I categoria (Norma CEI 64-8/3):

Sistema TN - un punto del sistema di alimentazione (usualmente il neutro, in c.a.) è collegato direttamente a terra, mentre le masse dell'impianto sono collegate a quel punto mediante il conduttore di protezione (Fig. 2.1). Inoltre, in relazione alla disposizione del conduttore di neutro e di protezione, si distinguono tre tipi di sistemi TN:

TN-S, quando il conduttore di neutro e quello di protezione sono separati;

TN-C, quando la funzione di neutro e quella di protezione sono combinate in un unico conduttore (PEN);

TN-C-S, quando la funzione di neutro e quella di protezione sono combinate in un unico conduttore solo in una parte del sistema.

Sistema TT - un punto dell'alimentazione è collegato direttamente a terra grazie ad un impianto di terra e le masse dell'impianto sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente dal primo (Fig. 2.2)⁸.

Sistema IT - nessuna parte attiva del sistema di alimentazione è collegata direttamente a terra⁹, mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra (Fig. 2.3).

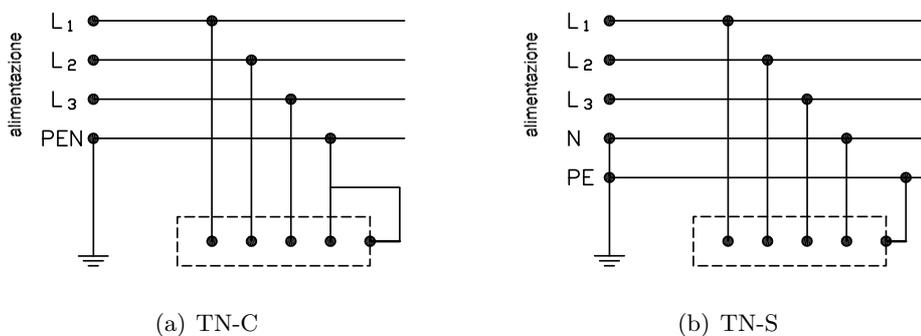


Fig. 2.1 - Sistema TN

⁸ In Italia, quando gli impianti utilizzatori sono alimentati direttamente da una rete di distribuzione pubblica (a bassa tensione), viene utilizzato il sistema TT.

⁹ Tutte le parti attive sono isolate da terra, oppure un punto del sistema di alimentazione è collegato a terra mediante un'impedenza. Normalmente, come è d'altra parte vivamente raccomandato dalla Norma CEI 64-8/4, nei sistemi IT il neutro non viene distribuito, poichè un suo guasto a terra annullerebbe i vantaggi del sistema stesso.

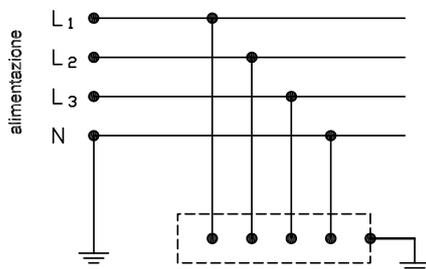


Fig. 2.2 - Sistema TT

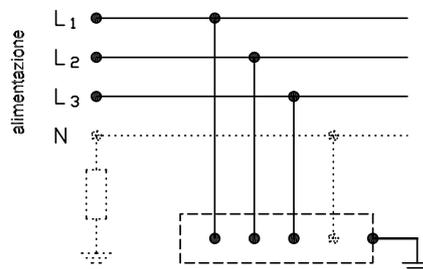


Fig. 2.3 - Sistema IT

2.3.3 Carichi

In relazione alle esigenze di disponibilità dell'alimentazione, i carichi possono essere suddivisi in:

ordinari – La mancata alimentazione degli carichi ordinari non dà luogo a situazioni di pericolo per gli esseri umani né significativi disagi o problemi sugli impianti. Si tratta di carichi per servizi generali e per lavorazioni non essenziali.

preferenziali – la mancata alimentazione non pregiudica la sicurezza degli esseri umani ma dà luogo a disagi e problemi sugli impianti. Sono questi i carichi relativi a servizi/lavorazioni per i quali sono tollerate brevi interruzioni.

privilegiati – la mancata alimentazione dà luogo a condizioni di pericolo per l'uomo e per gli impianti. Si tratta di carichi relativi a servizi essenziali (quali l'illuminazione di sicurezza), a sistemi/apparecchiature con elevatissime esigenze di disponibilità/bontà dell'alimentazione (ad esempio, apparati di telecomunicazione) o la cui mancata alimentazione può provocare gravi danni.

2.3.4 Servizi di sicurezza e riserva

Sono detti *servizi di sicurezza* quelli necessari alla sicurezza delle persone. L'alimentazione dei servizi di sicurezza (o, più brevemente, l'alimentazione di sicurezza) è quella che garantisce i servizi di sicurezza in caso di mancanza dell'alimentazione ordinaria; essa costituisce un sistema elettrico comprendente sorgenti, circuiti ed apparecchiature. Con specifiche norme e/o regolamenti vengono individuate la necessità e la natura dei servizi di sicurezza. Spetta poi al progettista valutare se apparecchiature non destinate a fornire servizi di sicurezza, ma utili in caso di emergenza, debbano essere comprese come appartenenti ad un servizio di sicurezza.

Prende il nome di *alimentazione di riserva* il sistema elettrico che garantisce l'alimentazione di apparecchi utilizzatori o di parti dell'impianto di cui si vuole salvaguardare il funzionamento anche in mancanza dell'alimentazione ordinaria per motivi diversi dalla sicurezza delle persone (ad esempio, per garantire la continuità della produzione).

CAPITOLO 3

CRITERI FONDAMENTALI DELLA PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

I criteri in base ai quali vengono effettuate le scelte nella progettazione degli impianti elettrici possono essere classificati in due grandi categorie: criteri oggettivi e criteri soggettivi.

Una scelta progettuale è operata secondo un criterio oggettivo quando essa è determinata per rispettare specifiche di riferimento, quali stabilite dal committente, da standard tecnologici, dalla normativa vigente.¹

Quando invece la scelta progettuale è a discrezione del progettista, si dice fatta secondo criteri soggettivi. La scelta è tra possibili alternative di carattere tecnico, economico e di sicurezza, ed è operata dal progettista in virtù delle caratteristiche che vuole conferire all'impianto.

In quanto ai criteri oggettivi, si è già trattato di disposizioni legislative e di norme tecniche nel cap. 1. Nel seguito, si illustrano i principali aspetti della prestazione di un impianto elettrico influenzati dalle scelte progettuali operate secondo criteri soggettivi.

3.1 Caratteristiche di un impianto e scelte progettuali soggettive

Le scelte progettuali discrezionali concorrono a determinare le prestazioni di un impianto elettrico, in rapporto a diverse caratteristiche dell'impianto stesso: la sicurezza, l'affidabilità, la flessibilità, la semplicità di esercizio, i costi. Queste caratteristiche non sono fra loro indipendenti: una decisione progettuale che

¹ Non si deve intendere, tuttavia, che il progettista non possa proporre scelte progettuali in deroga alle specifiche o anche, eccezionalmente, alle norme. In tal caso, la deroga va sottoposta all'autorizzazione del caso (committente, VV.F., ecc.).

tende a migliorarne uno può tendere a peggiorarne un altro, dal che discende che un progetto è sempre un compromesso fra esigenze diverse. Il peso relativo da attribuire al singolo aspetto dipende dalle esigenze e dalle caratteristiche che il progettista vuole conferire all'impianto.

3.1.1 Sicurezza

Con il termine *sicurezza* ci si può riferire ad una caratteristica propria dell'impianto elettrico, la cosiddetta "sicurezza elettrica"; a proposito della quale vanno fatte due diverse ed opposte considerazioni. Da un lato, la sicurezza assoluta non è raggiungibile nè per le persone nè per le cose; dall'altro, la vita umana va rispettata sempre ed indipendentemente dal valore economico che ad essa può essere attribuito. Quindi, è compito del progettista valutare fino a che punto vanno estesi i provvedimenti che consentono di ridurre la possibilità, l'estensione e la durata di eventi anormali, causa diretta o indiretta di danni.

L'impianto elettrico ha peraltro anche un ruolo attivo nell'assicurare la sicurezza dell'utente, per tutte le funzioni di alimentazione dei carichi elettrici utili alla sicurezza (carichi vitali e di sicurezza) nonchè per l'alimentazione ed integrazione funzionale con gli impianti speciali di protezione attiva (impianti antincendio, sorveglianza e controllo accessi, antintrusione, elevatori, movimentazione, etc.).

3.1.2 Qualità

Per qualità si intende l'attitudine del sistema a garantire la continuità della disponibilità dell'alimentazione agli utilizzatori e la bontà dell'alimentazione stessa. La prima dipende dall'affidabilità propria dei componenti, dallo schema di rete e dalla conduzione della stessa. Dallo schema di rete e dalla conduzione della stessa, nonchè dalla presenza di carichi non lineari, dipendono poi le caratteristiche dell'alimentazione ².

Continuità assoluta e caratteristiche dell'alimentazione sempre adeguate non sono tecnicamente ottenibili. È allora necessario valutare le conseguenze che eventi anormali possono avere su tali caratteristiche aspetti, tenendo conto che al crescere della gravità ed estensione di un'anomalia si riesce a soddisfare esigenze di funzionamento sempre minori. Occorre allora individuare le categorie di appartenenza degli utilizzatori, in relazione alle specifiche esigenze

² Per un componente o un sistema (insieme funzionale di componenti), l'affidabilità la probabilità che esso sia ancora funzionante dopo un certo tempo; vale per componenti non riparabili. La disponibilità ha la stessa definizione probabilistica dell'affidabilità, portando però in conto il possibile buon funzionamento a seguito di riparazione. La manutenibilità la possibilità di elevare il valore di affidabilità, ovvero disponibilità, mediante interventi di manutenzione opportunamente programmati.

di affidabilità dell'alimentazione, per poter decidere sulla struttura di rete e le modalità di conduzione della stessa capaci di garantire alle diverse categorie l'affidabilità richiesta.

3.1.3 Flessibilità

Si intende per flessibilità l'attitudine del sistema a

- essere adattato, modificato e ampliato per rispondere a nuove esigenze, senza che ciò richieda modifiche sostanziali o interruzioni del servizio di durata eccessiva (ad esempio, prevedendo alcune riserve nei quadri di zona (cfr. § 8), cioè derivazioni predisposte ma non utilizzate, al momento)
- permettere la possibilità di doppie alimentazioni, di alimentazioni di riserva o di sicurezza
- essere esercito in modo diverso da quello previsto come normale, per esigenze di manutenzione, di riparazione di guasti, di verifiche, etc.

3.1.4 Semplicità di esercizio

La semplicità di esercizio caratterizza la bontà di un progetto. Essa è legata essenzialmente a

- razionalità dello schema
- assenza di non necessarie complicazioni costruttive e funzionali (ad esempio, interblocchi o asservimenti di difficile/complessa individuazione e comprensione)
- chiarezza e logicità delle sequenze di manovra, sia in condizioni normali che in condizioni di emergenza
- uniformità delle sequenze di manovra per tutte le parti di impianto

3.1.5 Costi

Rientrano fra i costi quelli di primo impianto, gli ammortamenti e gli interessi passivi, i costi di esercizio; questi ultimi includono essenzialmente i costi di acquisto dell'energia totale, comprensiva di quella assorbita dai carichi e delle perdite in rete per effetto Joule. Obiettivo della progettazione è minimizzare i costi totali, nel rispetto di vincoli posti dalla considerazione degli altri aspetti della progettazione stessa.

3.1.6 Ulteriori caratteristiche

Ulteriori alternative sono offerte al progettista in relazione ad alcune caratteristiche tecnologiche.

MODULARITÀ

È modulare un progetto organizzato in un certo numero di elementi che si ripetono invariabili nell'impianto; da ciò possono ricavarsi alcuni vantaggi (ad esempio, in termini di sostituibilità in caso di guasto (o di espansibilità per far fronte a esigenze successive) attraverso l'impiego di elementi uguali utilizzati in sostituzione (o in aggiunta).

PREFABBRICAZIONE

Con questo termine si intende la realizzazione di un certo numero di lavorazioni direttamente in fabbrica, limitando le operazioni da compiere nel luogo di installazione riducendo il montaggio dell'impianto in un semplice assemblaggio delle parti prefabbricate in fabbrica.

INTEGRAZIONE

Grazie all'integrazione si realizza l'unione di più elementi funzionali, conseguendo un incremento delle prestazioni nonché ottimizzazioni tecnologiche e dimensionali.

Parte II

Principali fasi della
progettazione

CAPITOLO 4

VALUTAZIONE DEL FABBISOGNO ELETTRICO

La missione di un impianto elettrico è l'alimentazione dei carichi nel luogo in cui essi si trovano, con la potenza che essi richiedono, per una adeguata durata di vita utile e con adeguate caratteristiche di qualità dell'alimentazione. Elemento base della progettazione è, quindi, il valore della potenza richiesta dal carico e la sua evoluzione nel tempo.

4.1 Diagrammi di carico

I carichi elettrici non sono costanti, per la natura stessa dell'utilizzazione dell'energia elettrica: gli apparecchi illuminanti vengono alimentati e disalimentati in relazione alle esigenze, i motori assorbono una potenza variabile in relazione alla condizione operativa, ecc.. Registrando il valore della potenza attiva assorbita da un carico (costituito da un singolo utilizzatore, o da un gruppo di utilizzatori) per un intervallo di tempo definito, T , si ottiene il *diagramma di carico* relativo al periodo di tempo T in esame (Fig. 4.1); periodi di tempo tipici sono l'ora, il giorno, il mese, l'anno. Nel diagramma di carico si riconosce il valore massimo della potenza assorbita dal carico, P^M , sempre con riferimento al periodo T .

Il *diagramma di durata del carico*, detto anche *monotona di carico*, è un altro tipo di diagramma che si ottiene per costruzione da quello cronologico, ed è sempre riferito ad uno specificato intervallo di tempo T . L'ascissa di un punto della monotona di carico rappresenta il tempo cumulato complessivo durante il quale la potenza assorbita dal carico è stata maggiore o uguale alla ordinata del punto stesso (Fig. 4.2). È facile constatare che il diagramma di carico e la monotona di carico hanno lo stesso valore massimo, P^M , e sottendono la stessa area, pari all'energia assorbita dal carico nell'intervallo di tempo T .

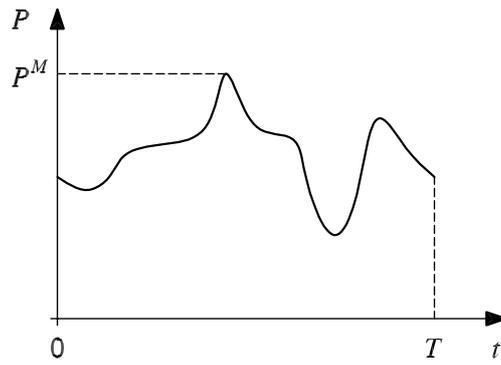


Fig. 4.1 - Diagramma di carico

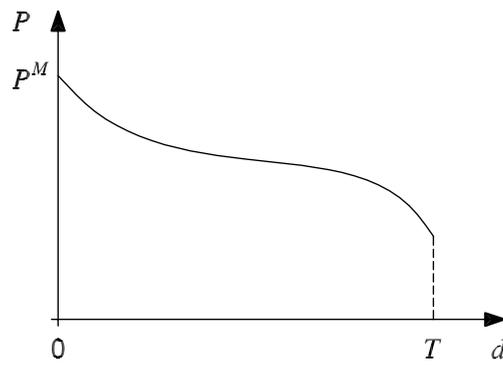


Fig. 4.2 - Monotona di carico

Tabella 4.1 - Alcuni valori degli indici di carico – T = 1 anno = 8760 h

tipo di utenza	f_u	d_u [h]
industriale	0,5	4380
commerciale, residenziale	0,4	3500
rurale	0,3	2630

4.2 Indici descrittivi e parametri dei carichi

Il grado di regolarità del diagramma di carico, come anche della monotona di carico, viene descritto dal *fattore di utilizzazione del carico massimo*, f_u , definito come il rapporto fra la potenza media assorbita dal carico e la potenza massima, nell'intervallo di tempo considerato:

$$f_u \triangleq \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(\tau) d\tau}{P^M}. \quad (4.1)$$

Più prossimo a uno è f_u , più regolare è il carico.

Un indice legato al fattore di utilizzazione del carico massimo è la *durata di utilizzazione del carico massimo*, d_u , definita come il rapporto fra l'energia assorbita dal carico e la potenza massima, nel periodo di tempo considerato:

$$d_u \triangleq \frac{\int_0^T P(\tau) d\tau}{P^M}; \quad (4.2)$$

dalla definizione di d_u e dalla (4.1) si ricava subito:

$$d_u = T f_u. \quad (4.3)$$

Si osserva che d_u è pari al tempo per cui un carico costantemente pari al massimo assorbe un'energia che il carico in esame assorbe nel periodo di tempo T. I valori di d_u sono tabellati per le diverse tipologie di utilizzazione. Per una durata di osservazione di un anno, la Tabella 4.1 riporta il valore di f_u e di d_u per alcuni tipi di utenza.

Il *fattore di utilizzazione della potenza installata*, u , è pari al rapporto fra la massima potenza assorbita da un carico e la potenza installata:

$$u \triangleq \frac{P^M}{P^i}; \quad (4.4)$$

Anche i valori di u sono tabellati per le diverse tipologie di utilizzazione. La Tabella 4.2 riporta il valore di u per alcune utilizzazioni elettriche; si nota che il valore di u può essere anche maggiore di uno, tipicamente per i motori destinati al sollevamento.

Tabella 4.2 - Alcuni valori del fattore di utilizzazione della potenza installata

tipo di utilizzazione	u
forno elettrico	1,00
punto luce in abitazione	0,75
presa a spina oltre 10 A in abitazione	0,15
presa a spina oltre 10 A in laboratorio/negozio	0,05
condizionamento centralizzato	1,00
motore dell'ascensore	3,00

Il *fattore di contemporaneità* di un gruppo di carichi, f_c , è definito come il rapporto fra la potenza massima assorbita dal complesso dei carichi e la somma delle potenze massime assorbite da ciascun carico:

$$f_c \triangleq \frac{P_c^M}{\sum_{k=1}^n P_k^M}, \quad (4.5)$$

in cui n è il numero dei carichi che compongono il complesso in esame (si veda la Fig. 4.3 per un esempio). Risulta sempre $f_c \leq 1$, dal momento che il massimo del diagramma della somma di più carichi non può essere maggiore della somma dei massimi dei singoli carichi; la condizione $f_c = 1$ si ha quando i massimi dei singoli carichi hanno luogo in uno stesso istante.

Il fattore di contemporaneità è, pure esso, tabellato per i diversi tipi di utilizzazioni elettriche (cfr. Tab. 4.3 per alcuni esempi). Per una specifica applicazione, il progettista può fare riferimento a tali tabelle, anche in analogia; oppure può valutare il valore del fattore di contemporaneità a partire dalla esatta conoscenza dei diagrammi di carico delle singole utilizzazioni attive nell'impianto da progettare.

Il fattore di contemporaneità decresce al crescere del numero di gruppi di carichi omogenei. Ad esempio, per quartieri residenziali è stata determinata la curva asintotica riportata in Fig. 4.4, in cui il valore asintotico varia leggermente in relazione al tenore di vita medio nel quartiere considerato.

Tabella 4.3 - Alcuni valori del fattore di contemporaneità

tipo di utenza	f_c
ospedali	0,6
alberghi, scuole	0,6
lavorazione del marmo	0,8
mense	0,4

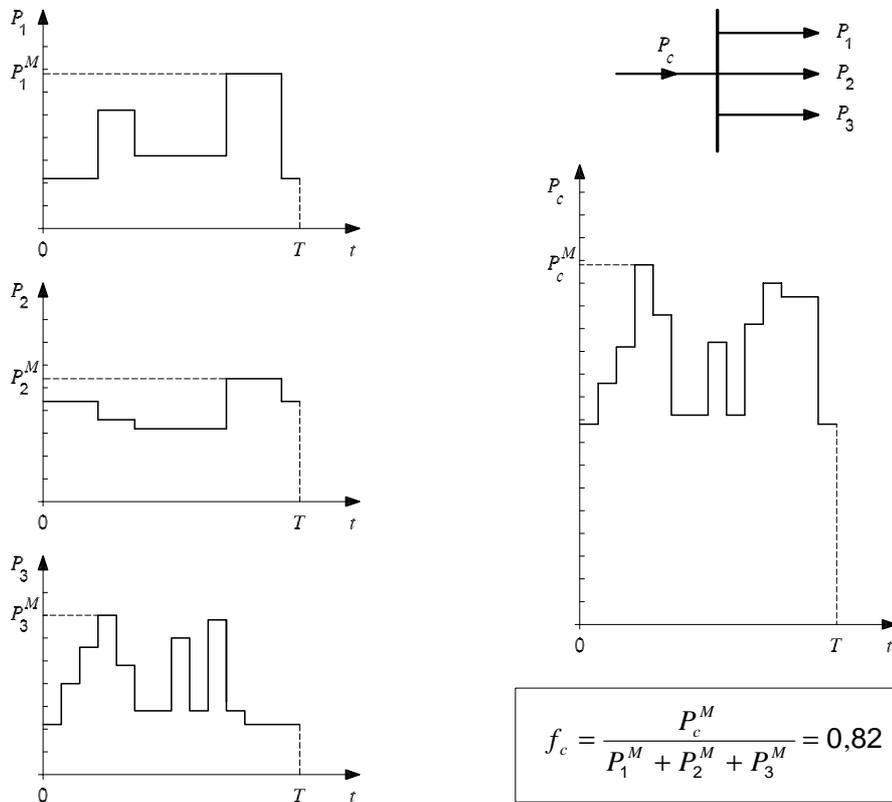


Fig. 4.3 - Fattore di contemporaneità

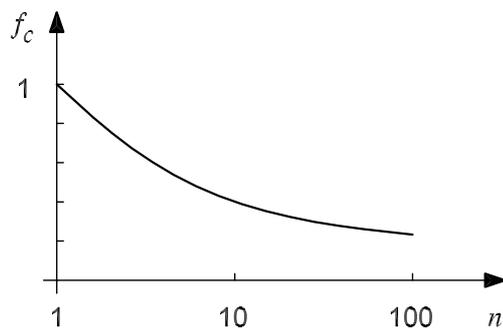


Fig. 4.4 - Fattore di contemporaneità per utenze residenziali

4.3 Potenza di dimensionamento e suo sviluppo nel tempo

Uno degli aspetti caratterizzanti il dimensionamento di un impianto elettrico è la potenza massima richiesta dal carico; ed occorre tener conto del possibile, o prevedibile, aumento di questa nel corso degli anni, per dimensionare correttamente dall'inizio l'impianto stesso ¹.

La conoscenza della potenza massima richiesta dai carichi, e della sua evoluzione nel tempo, richiede dati e procedure diverse a seconda che gli utilizzatori siano noti a priori oppure siano noti solo nelle caratteristiche generali; gli stabilimenti industriali sono un esempio del primo caso, e le utenze di un quartiere residenziale in una zona di nuova urbanizzazione sono un esempio del secondo caso.

Per gli utilizzatori noti a priori, occorre conoscere le potenze installate delle singole macchine (o di gruppi di macchine). Dalla conoscenza dei fattori di utilizzazione della potenza installata e dei fattori di contemporaneità, si può risalire alla potenza massima assorbita nelle singole sezioni di impianto e dal complesso delle utenze presso l'utilizzatore. Eventuali ampliamenti già previsti o prevedibili indicano infine quali maggiori potenze portare in conto da subito e/o quali predisposizioni per futuri ampliamenti realizzare.

Diverso è il caso di utilizzatori non noti a priori. L'utilizzo di serie storiche dei fabbisogni di energia di utenze simili a quelle da servire con l'impianto in esame, insieme alla considerazione di parametri economici il cui valore viene ipotizzato sulla base di previsioni di sviluppo, consente di prevedere i fabbisogni futuri di energia elettrica, normalmente annui, per ognuna delle utenze da servire. Sulla base della previsione del fattore di utilizzazione della potenza massima ², dall'energia annua richiesta si ottiene il valore della potenza massima annua richiesta, ed il suo andamento negli anni. Infine, la conoscenza dei fattori di contemporaneità consente di valutare la potenza massima di dimensionamento per ogni sezione di impianto.

4.4 Carichi ordinari, preferenziali e privilegiati

La valutazione del fabbisogno in impianti utilizzatori va fatta distintamente per i carichi ordinari, preferenziali e privilegiati (cfr. §2).

¹ Ciò non significa necessariamente dimensionare l'impianto elettrico assumendo come valore della potenza massima quello previsto nel corso della vita utile dell'impianto stesso; è invece necessario decidere del dimensionamento iniziale e degli eventuali futuri potenziamenti.

² Poichè, per una data tipologia di utenze, la forma del diagramma di carico varia poco, o molto lentamente, nel tempo, la previsione viene ottenuta con alta precisione.

4.4.1 Carichi ordinari

Rientrano fra i carichi ordinari quelli per servizi generali e per lavorazioni non essenziali, l'illuminazione ordinaria di interni ed esterni, gli impianti di condizionamento e di riscaldamento generali, le prese di corrente per alimentazioni ordinarie. Interruzioni elettriche per questi utilizzatori sono tollerabili anche per un tempo relativamente lungo (ordine delle ore) ed è possibile attendere il ripristino dell'alimentazione ordinaria o l'intervento del servizio di manutenzione per la sostituzione dei componenti guasti.

4.4.2 Carichi preferenziali

Sono carichi preferenziali quelli relativi a servizi/lavorazioni per i quali sono tollerate brevi interruzioni, i servizi di illuminazione di passaggi, scale e locali particolari, i servizi di illuminazione ridotta per evitare paura e panico, il servizio di illuminazione di riserva di altri locali, i sistemi di riscaldamento e di condizionamento di particolari locali, gli ascensori, la carica delle batterie. Per questi utilizzatori si può ritenere accettabile la mancanza di alimentazione per una durata non superiore a 20 s.

4.4.3 Carichi privilegiati

I carichi privilegiati sono quelli che garantiscono i servizi di sicurezza. Si tratta di carichi relativi a servizi essenziali, a sistemi/apparecchiature con elevatissime esigenze di disponibilità/bontà dell'alimentazione o la cui mancata alimentazione può provocare gravi danni: illuminazione di sicurezza (scale, uscite, ascensori, cabine elettriche), calcolatori per la raccolta, l'elaborazione e la trasmissione dei dati, sistemi di telecomunicazione, cercapersone, sistemi di allarme e di sorveglianza, segnalazioni e sistemi antincendio, sistemi di controllo continuo con televisione a circuito chiuso. Il tempo di ripristino dell'alimentazione è da definirsi caso per caso; tipicamente, non supera i 15 s.

È da osservare che, per garantire un'adeguata autonomia all'alimentazione dei carichi privilegiati, questi ultimi possono essere computati anche fra i carichi preferenziali. Si pensi, ad esempio, ad un gruppo statico di continuità che garantisce un'alimentazione di continuità; l'autonomia del gruppo può essere resa praticamente illimitata se, in mancanza di alimentazione ordinaria, esso viene alimentato da una sorgente prevista per i carichi privilegiati, quale un gruppo elettrogeno.

CAPITOLO 5

SCELTA DELLA STRUTTURA DEL SISTEMA

La scelta della struttura di un impianto di distribuzione comporta la scelta dello schema di rete, dei valori della tensione nelle diverse sezioni e del numero dei centri di alimentazione.

5.1 Schema di rete

La scelta dello schema di rete si basa fundamentalmente sulla considerazione delle esigenze di affidabilità dell'alimentazione (disponibilità e qualità) delle utenze da alimentare. Nella Tabella 5.1 sono riassunti gli schemi tipici degli impianti di distribuzione, con l'indicazione della categoria dei sistemi in cui vengono normalmente adottati e dell'ambito di applicazione.

Tabella 5.1 - Tipici schemi di rete per i sistemi di distribuzione

tipo	categoria		applicazione	
	I (BT)	II (MT)	distribuzione pubblica	impianti utilizzatori
radiale semplice	×	×	×	×
radiale doppio	×	×		×
anello	×	×	×	×
banking	×		×	
a maglie o magliato	×		×	
a congiungenti	×	×	×	

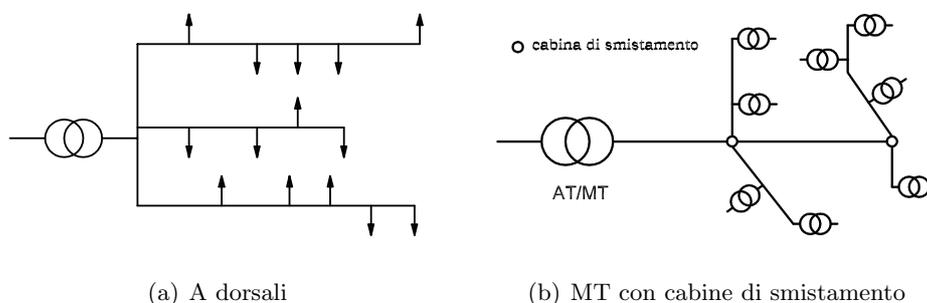


Fig. 5.1 - Reti radiali semplici

5.1.1 Reti radiali

RADIALE SEMPLICE

La più semplice struttura di rete è quella radiale, la cui caratteristica peculiare è quella di essere unico il percorso che collega un carico al centro di alimentazione; dal punto di vista circuitale, esiste un solo albero di rete, che è la rete stessa. Le realizzazioni di una rete radiale sono molteplici. Un esempio è quello della rete con dorsali (linee principali) che si dipartono dal centro di alimentazione, ognuna con proprie derivazioni (Fig. 5.1a), ed utilizzato sia in bassa tensione che in media tensione; un altro esempio è quello di reti radiali in media tensione che alimentano cabine MT/BT attraverso cabine nodali di smistamento (Fig. 5.1b).

I vantaggi e gli svantaggi di una rete radiale sono riassunti nella Tabella 5.2.

RADIALE DOPPIO

Con il radiale doppio si cerca di ovviare ad uno svantaggio dello schema radiale semplice, quello della scarsa qualità del servizio, conservando di tale

Tabella 5.2 - Vantaggi e svantaggi delle reti radiali

vantaggi	svantaggi
<ul style="list-style-type: none"> - economicità dell'installazione - univocità della direzione dei flussi di potenza - facilità di esercizio 	<ul style="list-style-type: none"> - modesta qualità del servizio - difficoltà di ampliamenti

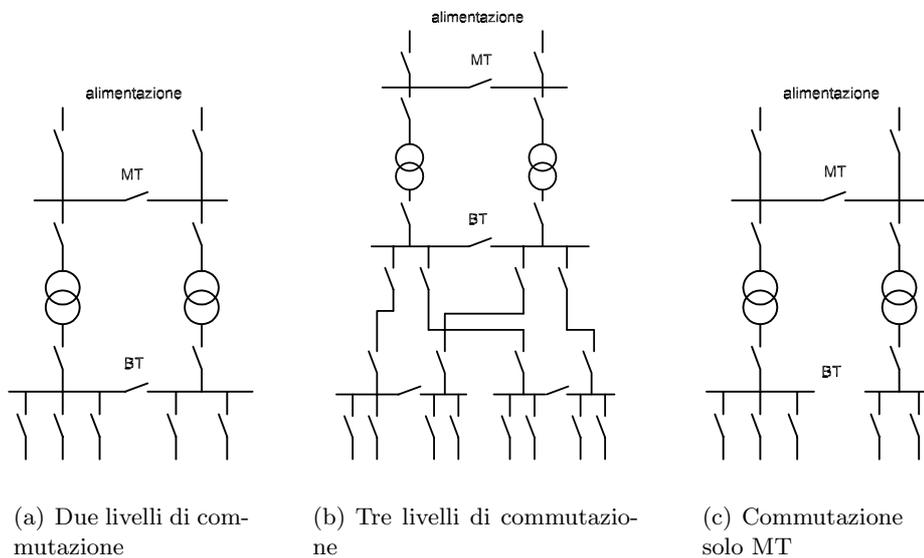


Fig. 5.2 - Reti radiali doppie

schema i vantaggi. Nella Fig. 5.2 sono illustrati alcuni schemi radiali doppi, con diverso numero e posizione delle commutazioni possibili. La conduzione di uno schema radiale doppio è sempre in radiale, cioè tale da non dar luogo a maglie chiuse; tuttavia, grazie alle commutazioni, è possibile riconfigurare il circuito e fare in modo che un carico possa essere alimentato con più di un percorso alternativo. In tal modo, si riesce a far fronte al fuori servizio di un componente della rete, mantenendo più alta che nel radiale semplice la disponibilità dell'alimentazione ai carichi. Le possibili configurazioni di uno schema radiale doppio vanno considerate al momento del dimensionamento delle linee e delle protezioni, per garantire condizioni di buon funzionamento in ogni possibile configurazione.

5.1.2 Reti ad anello

Con le reti ad anello (Fig. ??) si garantiscono elevate

5.2 Scelta dei livelli di tensione e del numero dei centri di alimentazione

La scelta dei livelli di tensione e del numero e dell'ubicazione dei centri di alimentazione è determinata da:

- esigenze degli utilizzatori
- densità di carico
- estensione degli impianti
- vincoli posti dalla società di distribuzione pubblica (per gli impianti utilizzatori)

LIVELLI DI TENSIONE POSSIBILI

Va ricordato che in Italia vige la Legge 105/1949, che impone i valori normali delle tensioni (nominali) delle reti di distribuzione (pubblica) di 125/220 V e 220/380 V nei sistemi di I categoria a tensione non inferiore a 100 V.¹ D'altra parte, la Norma CEI 8-6, nell'ambito della normalizzazione europea, stabilisce quali valori normali della tensione nominale negli stessi sistemi i valori di 230/400 V. Una legge è gerarchicamente superiore ad una norma tecnica, ed in Italia i valori normali sono quelli previsti dalla Legge citata.

Per quanto riguarda i sistemi di II categoria, non esiste una legge che ne stabilisca valori normalizzati. La Norma CEI 11-1 indica come valori normalizzati quelli di 3, 6, 10, 15 (sconsigliato), 20, 30 kV (e ci sono eccezioni); c'è una tendenza ad utilizzare il 20 kV nei sistemi di distribuzione pubblica.

CENTRI DI ALIMENTAZIONE

Per "centro di alimentazione" si intende il punto di connessione comune di un gruppo di carichi. Il concetto di centro di alimentazione è ricorsivo, nel senso che un centro di alimentazione può raggruppare altri centri di alimentazione. Così, una cabina MT/BT è centro di alimentazione per tutti i carichi in BT serviti da quella cabina, ed una stazione AT/MT è un centro di alimentazione per tutte le cabine MT/BT da essa alimentate.

Concetto fondamentale, in particolare nei sistemi di distribuzione pubblica, è quello della *superficie d'azione* di un centro di alimentazione, definibile come l'area alimentata con linee che si dipartono dal centro stesso. Il *raggio d'azione* di un centro di alimentazione è dato dalla lunghezza media di linee (in radiale) che dal centro di alimentazione giungono alla periferia dell'area servita dal centro stesso. Sottesa a queste definizioni è l'idea che un centro di alimentazione venga ubicato in prossimità del baricentro dei carichi; nella pratica, ciò può non avvenire.

Per una data tensione e tipo di sistema (monofase o trifase), il valore ottimale della superficie d'azione di un centro di alimentazione dipende fortemente dal tipo di conduttori utilizzati e dalla densità di carico. Nella Tabella 5.3

¹ Si noti l'approssimazione insita nella definizione di legge; nel primo caso si ha un errore dello $\frac{|220-125\sqrt{3}|}{220} 100 = 1,6\%$, e nel secondo caso dello $\frac{|380-220\sqrt{3}|}{380} 100 = 0,3\%$.

Tabella 5.3 - Valori indicativi del raggio d'azione ottimale nella distribuzione pubblica

Sistemi di I categoria		Sistemi di II categoria	
150–250 m	linee in cavo ed elevata densità di carico ($3 - 10 \text{ MVA}/\text{km}^2$)	2–3 km	linee in cavo a 10 kV ed elevata densità di carico
300–400 m	linee in cavo e media densità di carico ($1 - 3 \text{ MVA}/\text{km}^2$)	fino a 20–30 km	linee aeree a 20 kV e bassa densità di carico
1 km	linee aeree e bassa densità di carico ($0,1 - 1 \text{ MVA}/\text{km}^2$)		

sono riportati i valori indicativi del raggio d'azione ottimale per sistemi di distribuzione pubblica, per diversi tipi di conduttori e diverse densità di carico.

RAGGRUPPAMENTO DEI CARICHI NEGLI IMPIANTI UTILIZZATORI

Nell'ambito degli impianti utilizzatori, il concetto di raggio d'azione del centro di alimentazione si può validamente applicare per i sistemi di II e III categoria. Per i sistemi di I categoria, tale concetto confluisce nella determinazione del raggruppamento dei carichi e del numero dei livelli di distribuzione; il riferimento è a una struttura radiale.

La prima aggregazione, che investe tutto l'impianto, è quella relativa alla classificazione dei carichi in ordinari, preferenziali, privilegiati; questa aggregazione è necessaria per individuare i carichi da alimentare con le diverse sorgenti di alimentazione.

Per ciascun circuito, relativo alle tre tipologie di utilizzazione, i carichi vengono raggruppati in zone in funzione della localizzazione, e, nella zona, in funzione del tipo (ad esempio, impianto di illuminazione, prese per usi generali, utilizzatori fissi, ecc.). Ogni zona di carico, la cui estensione va valutata caso per caso, è servita da un quadro di zona da cui si dipartono le linee dedicate ai singoli carichi o ai gruppi. I quadri di zona vengono alimentati, con linee diverse per ciascun circuito, da altri quadri, che raggruppano più quadri di zona, a loro volta alimentati da altri quadri, fino al quadro generale. In tal modo, la distribuzione è organizzata in livelli, il cui numero ottimale dipende dalle esigenze di selettività (cfr. § ??) e dai costi legati al numero di quadri

Tabella 5.4 - Valori indicativi della tensione di allacciamento

potenza impegnata dall'utenza	distribuzione pubblica
fino a 100 kVA	I categoria
da 0,1 a 5 MVA	II categoria
oltre 5 MVA	III categoria

ed allo sviluppo delle linee. Un valore tipico del numero di livelli è tre, come riportato nell'esempio di Fig. ??.

SORGENTI DI ALIMENTAZIONE DI UN IMPIANTO UTILIZZATORE

Carichi ordinari L'alimentazione dei carichi ordinari viene garantita con la connessione alla distribuzione pubblica e/o attraverso proprio impianto di generazione. Quando si voglia garantire all'impianto utilizzatore un'affidabilità della fornitura maggiore di quella che può essere garantita da una singola alimentazione, si può prevedere di alimentare l'impianto stesso con più linee (di solito due), derivate da punti diversi della rete di distribuzione. In tal modo, l'impianto utilizzatore non sarà alimentato solo quando entrambe le linee saranno fuori servizio, e tale evento ha probabilità inferiore a quella del fuori-servizio di una sola linea (purchè le due linee di alimentazione siano derivate da punti diversi della rete). Un'altra possibilità è quella della connessione ad un livello di tensione superiore rispetto a quello stabilito dall'impegno di potenza.

L'allacciamento di un impianto utilizzatore alla rete di distribuzione pubblica è sottoposto ad un vincolo che riguarda la categoria del sistema a cui la connessione può avvenire. Infatti, al crescere della potenza impegnata da un impianto utilizzatore la società di distribuzione richiede che l'allacciamento avvenga a tensioni via via crescenti, per ovvie questioni economiche relative alla rete di distribuzione (impianto ed esercizio). Nella Tabella 5.2 sono riportati i valori indicativi limite delle potenze (apparenti) impegnate per l'allacciamento a sistemi di diversa categoria. Le effettive condizioni sono da valutare caso per caso, e possono variare in relazione alle caratteristiche locali delle reti di distribuzione, alla utilizzazione corrente delle reti, ecc..

Carichi preferenziali e privilegiati Per tutti i carichi per i quali indispensabile mantenere il servizio anche in caso di interruzione nell'alimentazione di rete, occorre disporre di una sorgente ausiliaria, detta genericamente di "emergenza". Come già introdotto in § 2, le Norme CEI distinguono due tipi di alimentazione di emergenza: l'alimentazione dei servizi di sicurezza e l'alimentazione di riserva. Nel caso dell'alimentazione di sicurezza si distingue se il loro inserimento richieda l'intervento di un operatore o sia automatica. L'alimentazione

Tabella 5.5 - Alimentazione automatica dei servizi di sicurezza

tipo	attesa τ per la disponibilità [s]
di continuità ²	0
ad interruzione brevissima	$\tau \leq 0,15$
ad interruzione breve	$0,15 < \tau \leq 0,5$
ad interruzione media	$0,5 < \tau \leq 15$
ad interruzione lunga	$15 < \tau$

automatica dei servizi di sicurezza è classificata in base al tempo entro cui è disponibile secondo quanto riportato nella Tabella 5.4

Per quanto riguarda le sorgenti di alimentazione, si devono valutare separatamente le caratteristiche delle sorgenti per l'alimentazione dei servizi di sicurezza e per quella di riserva, se richiesta. Oltre a potenza, affidabilità, caratteristiche nominali e tempo entro cui essere disponibili, comuni ad entrambi i tipi di sorgenti di alimentazione, caratteristica ulteriore di quelle destinate ad alimentare i servizi di sicurezza è l'autonomia, intesa come la durata dell'alimentazione che esse garantiscono. Una sorgente di alimentazione dei servizi di sicurezza deve anzitutto provvedere all'alimentazione di sicurezza, e può alimentare altri carichi solo se vi è disponibilità di potenza ³. Per l'alimentazione dei servizi di sicurezza sono ammesse le seguenti sorgenti (Norma CEI 64/8-3)

- batterie di accumulatori
- pile
- altri generatori indipendenti dall'alimentazione ordinaria
- linea di alimentazione effettivamente indipendente da quella ordinaria

Normalmente, sono usate batterie di accumulatori o gruppi elettrogeni. Nel primo caso bisogna tenere presente che la sorgente in corrente continua: pertanto, se i carichi sono in corrente alternata, bisogna disporre di opportuni convertitori, che possono essere rotanti o statici. In altri casi si possono avere circuiti separati (per esempio per le luci di sicurezza) in modo che il circuito di sicurezza possa essere alimentato direttamente in corrente continua. Nel caso di gruppi elettrogeni, invece, il generatore fornisce direttamente corrente alternata ed è equipaggiato con opportune regolazioni di tensione e di frequenza. Il gruppo elettrogeno richiede tempi di intervento alquanto lunghi. Talvolta, si associano due sorgenti: accumulatori con convertitore assicurano l'intervento immediato e sostengono interruzioni dell'alimentazione ordinaria di durata limitata; se la mancata alimentazione si prolunga, interviene il gruppo elettrogeno.

³ Salvo il caso dei componenti elettrici con batterie di accumulatori incorporate

Le sorgenti di emergenza deve essere tenute sempre in efficienza, controllando lo stato di carica e la manutenzione dei vari elementi nel caso delle batterie di accumulatori, oppure controllando la presenza del carburante, i livelli dei lubrificanti e del liquido di raffreddamento e provando l'avviamento dei gruppi ad intervalli periodici nel caso di gruppi elettrogeni.

CAPITOLO 6

RIFASAMENTO

6.1 Generalità

In corrente alternata, i carichi assorbono potenza attiva e potenza reattiva; la prima viene trasformata nella forma che serve all'utilizzazione e dà luogo a lavoro utile, mentre la seconda rappresenta una potenza a valor medio nullo scambiata pendolarmente fra generazione e carico.

È il caso di richiamare che se $u(t) = \sqrt{2}U\text{sen}\omega t$ è la tensione ai capi di un carico e $i(t) = \sqrt{2}I\text{sen}(\omega t - \varphi)$ è la corrente da esso assorbita, si può dare una rappresentazione fasoriale della relazione tra tensione e corrente come in Fig. 6.1, in cui il valore dello sfasamento φ è positivo. La componente della corrente in fase con la tensione, I_f , è detta *corrente attiva* e vale

$$I_f = I\cos\varphi, \quad (6.1)$$

mentre la componente della corrente in quadratura con la tensione, I_q , è detta *corrente reattiva* e vale

$$I_q = I\text{sen}\varphi. \quad (6.2)$$

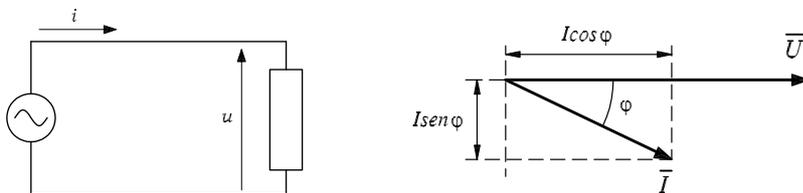


Fig. 6.1 - Tensione e corrente di carico.

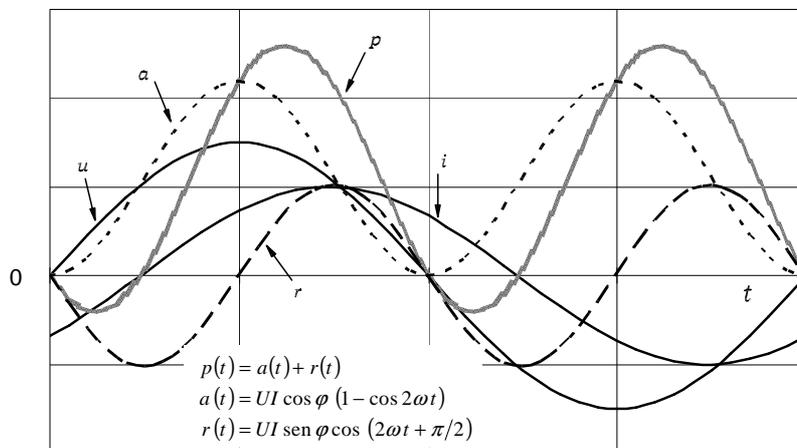


Fig. 6.2 - Potenza in corrente alternata.

La potenza istantanea assorbita è $p(t) = v(t)i(t) = 2UI \text{sen} \omega t \text{sen}(\omega t - \varphi)$, che si può porre nella forma $p(t) = UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) + UI \text{sen} \varphi \cos(2\omega t + \frac{\pi}{2})$. Il primo addendo non assume mai valori negativi ed ha valore medio nel periodo pari a $UI \cos \varphi$, la potenza attiva assorbita dal carico:

$$P = UI \cos \varphi. \quad (6.3)$$

Il secondo addendo ha invece valor medio nullo, e la sua ampiezza è il valore assoluto della potenza reattiva assorbita dal carico, che è pari a $UI \text{sen} \varphi$ (cfr. Fig. 6.2).

$$Q = UI \text{sen} \varphi = UI_q. \quad (6.4)$$

La richiesta di potenza reattiva è di solito di carattere induttivo; essa è da ascrivere ai carichi e ad alcuni componenti del sistema, in particolare ai trasformatori ed alle linee.¹

Al coseno dello sfasamento fra tensione e corrente si dà il nome di *fattore di potenza*, per il quale si ha:

$$\text{fattore di potenza} \equiv \cos \varphi = \text{cosarctan} \frac{Q}{P}. \quad (6.5)$$

Nella Tabella 6.1 sono riportati i valori del fattore di potenza (in ritardo) per alcuni carichi.

¹ Si noti che le capacità trasversali delle linee assorbono potenza reattiva capacitiva, proporzionale al quadrato della tensione applicata; le reattanze longitudinali delle linee assorbono potenza reattiva induttiva, proporzionale al quadrato della corrente che le attraversa.

Tabella 6.1 - Fattore di potenza per alcuni carichi e componenti

carico/componente	$\cos\varphi$ (induttivo)	
motori asincroni	a vuoto	0,10 ÷ 0,20
	a pieno carico	0,60 ÷ 0,80
forni a induzione	bassa frequenza	0,70 ÷ 0,75
	alta frequenza	$\leq 0,10$
lampade a scarica		0,30 ÷ 0,45
trasformatori	a vuoto	0,10 ÷ 0,20

6.2 Effetti delle correnti reattive induttive

La circolazione di correnti reattive, in particolare induttive, negli impianti elettrici è causa di un'amplificazione degli effetti e delle conseguenze della circolazione di corrente in generale. Per comprendere quali siano questi effetti, si faccia riferimento al semplice circuito di Fig. 6.3.

6.2.1 Perdite Joule

A parità di correnti attive, la circolazione di correnti reattive fa sì che aumentano le perdite per effetto Joule. Infatti, nel circuito di Fig. 6.3 le perdite Joule, P_J , sono date da:

$$P_J = RI^2 = R(I_f^2 + I_q^2); \quad (6.6)$$

da questa relazione appare evidente l'influenza della corrente reattiva sulle perdite Joule. La (6.6) può essere scritta come

$$P_J = R(I_f^2 + I_f^2 \frac{\sin^2\varphi}{\cos^2\varphi}) = RI_f^2 \frac{1}{\cos^2\varphi}. \quad (6.7)$$

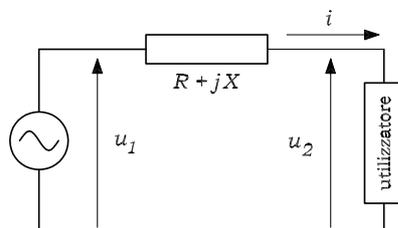
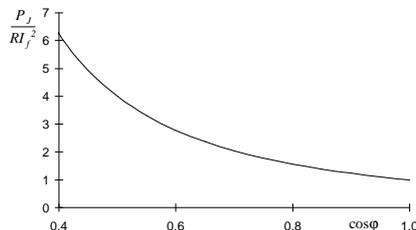


Fig. 6.3 - Un semplice sistema elettrico.

Fig. 6.4 - Perdite per effetto Joule e $\cos\varphi$.

Per un dato valore di potenza attiva assorbita dall'utilizzatore, e quindi, a tensione costante, per un dato valore di I_f , la Fig. 6.4 riporta il grafico del rapporto $\frac{P_J}{R I_f^2}$ fra le perdite Joule e le perdite Joule a $\cos\varphi$ unitario.

6.2.2 Cadute di tensione

Ancora ragionando a parità di correnti attive, con la circolazione di correnti reattive induttive aumentano le cadute di tensione, come risulta evidente dalla relazione seguente (cfr. Fig. 6.3):

$$\Delta U = R I \cos\varphi + X I \sin\varphi = R I_f + X I_q. \quad (6.8)$$

6.2.3 Utilizzazione degli impianti

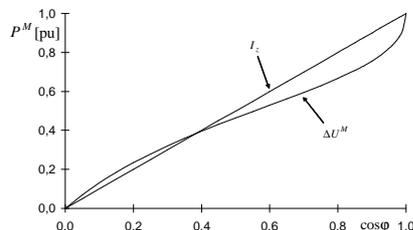
La circolazione di correnti reattive comporta una cattiva utilizzazione degli impianti.

Si consideri infatti che generatori e trasformatori sono dimensionati sulla base della potenza apparente, S , che, a parità di potenza attiva, cresce al crescere della potenza reattiva da erogare:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (6.9)$$

Per quanto riguarda le linee, esse sono dimensionate sulla base del massimo riscaldamento ammissibile e della massima caduta di tensione. Una linea di data sezione, in assegnate condizioni di posa, e per cui si possa avere un assegnato valore massimo di caduta di tensione, può trasmettere una potenza attiva che decresce al decrescere del fattore di potenza all'arrivo. In relazione alla portata della linea, I_z , la potenza attiva massima che l'utilizzatore di Fig. 6.3 può assorbire dipende linearmente dal $\cos\varphi$, secondo la relazione :

$$P^M = U I_z \cos\varphi. \quad (6.10)$$


 Fig. 6.5 - Massima potenza attiva e $\cos\varphi$.

In relazione alla massima caduta di tensione ammessa, ΔU^M , la massima corrente (ohmico-induttiva) che può fluire nella linea, I^M , è funzione di $\cos\varphi$ secondo la relazione (cfr. 6.8):

$$I^M = \frac{\Delta U^M}{X \sin\varphi + R \cos\varphi} = \frac{\Delta U^M}{X \sqrt{1 - \cos^2\varphi} + R \cos\varphi}. \quad (6.11)$$

La potenza attiva massima che l'utilizzatore può assorbire con la corrente massima data dalla (6.11) è pari a:

$$P^M = U \frac{\Delta U^M}{X \sqrt{1 - \cos^2\varphi} + R \cos\varphi} \cos\varphi. \quad (6.12)$$

Assumendo costante la tensione ai capi dell'utilizzatore, la Fig. 6.5 riporta un tipico grafico delle P^M espresse dalle (6.10) e (6.12), in valore relativo rispetto al valore corrispondente al $\cos\varphi$ unitario.

6.3 Mezzi per la produzione di potenza reattiva induttiva

Il contenimento delle correnti reattive circolanti in un rete si può conseguire generando potenza reattiva quanto più vicino possibile al luogo di assorbimento, in particolare in prossimità dei carichi. Si definisce *rifasamento* l'insieme degli interventi che comportano un aumento del fattore di potenza in una sezione di rete realizzati con lo scopo di ridurre, a parità di potenza attiva in transito, le correnti circolanti in rete. Nelle reti radiali, la generazione di potenza reattiva comporta una riduzione delle correnti circolanti a monte del punto di installazione del generatore stesso.

Per produrre potenza reattiva induttiva possono essere utilizzati i seguenti mezzi:

compensatori sincroni – Sono macchine sincrone, in parallelo alla rete, che non sono trascinate da alcun motore primo e non trascinano alcuna macchina

operatrice, per cui si può ritenere nulla la potenza attiva scambiata con la rete. In sovraeccitazione, un compensatore sincrono eroga potenza reattiva induttiva; la regolazione dell'eccitazione consente di regolare la quantità di potenza reattiva induttiva generata. Di fatto, tuttavia, per ragioni economiche nelle reti di distribuzione i compensatori sincroni non vengono utilizzati.

condensatori (statici) – Sono il mezzo principe per effettuare il rifasamento nelle reti di distribuzione. Risulta relativamente semplice ed economico installare batterie di condensatori nei punti più opportuni di una rete, ed in particolare in prossimità dei carichi. Sotto una tensione sinusoidale di valore efficace U e di pulsazione ω , un condensatore di capacità C assorbe una potenza reattiva capacitiva Q_c (equivalente ad una generazione di potenza reattiva induttiva) pari a:²

$$Q_c = \omega C U^2. \quad (6.13)$$

In un'installazione trifase, tre condensatori disposti a stella, ciascuno di capacità C_Y assorbono complessivamente una potenza pari a

$$Q_c = 3\omega C_Y \left(\frac{U}{\sqrt{3}} \right)^2 = \omega C_Y U^2, \quad (6.14)$$

in cui U è il valore efficace della tensione concatenata; tre condensatori a triangolo, ciascuno di capacità C_Δ , assorbono una potenza

$$Q_c = 3\omega C_\Delta U^2. \quad (6.15)$$

Dalle (6.14)-(6.15), risulta che, a parità di tensione concatenata e di potenza reattiva assorbita, un condensatore per inserzione a stella deve avere una capacità tripla di uno per inserzione a triangolo; d'altra parte, un condensatore da inserire a triangolo deve essere dimensionato per una tensione nominale $\sqrt{3}$ volte più grande. Nei sistemi di I categoria, si hanno installazioni monofase o trifase, usualmente a triangolo. Nei sistemi di II categoria, le installazioni sono trifase, a triangolo o a stella per sistemi fino a 10 kV, a stella per tensioni superiori. I condensatori di rifasamento sono adoperati singolarmente, per potenze modeste, o in batteria, per potenze elevate.

² Oltre alla potenza reattiva Q_c , un condensatore assorbe anche una potenza attiva pari a $Q_c \tan \delta$, in cui $\tan \delta$ è l'angolo di perdita del condensatore. Nell'analisi e progettazione del rifasamento, la potenza attiva assorbita dai condensatori viene trascurata.

6.4 Inserzione e disinserzione dei condensatori di rifasamento

6.4.1 Inserzione

L'installazione di un condensatore, come pure il transitorio conseguente alla sua inserzione in rete, comportano modifiche delle caratteristiche della rete e/o sollecitazioni sul condensatore stesso e sul sistema elettrico a cui è connesso.

ARMONICHE

Una configurazione circuitale con un condensatore ideale di capacità C in parallelo ad un induttore ideale di induttanza L presenta una pulsazione di risonanza (parallela), ω_r , pari a

$$\omega_r = \sqrt{\frac{1}{LC}}; \quad (6.16)$$

a tale pulsazione, il cappio parallelo presenta un'ammettenza nulla. Nella realtà, l'inevitabile presenza di resistenze sia nel ramo capacitivo che in quello induttivo fa sì che l'ammettenza non sia mai nulla; alla frequenza di risonanza, allora, l'ammettenza del cappio è minima. Si consideri allora un condensatore connesso in un punto di una rete che presenta (secondo il principio del generatore equivalente di corrente – Norton) un'impedenza equivalente alla pulsazione fondamentale ω di tipo ohmico-induttivo, pari a $R + jX_L$. Il circuito che si realizza è caratterizzato da una pulsazione di risonanza (parallela) pari a

$$\omega_r = \sqrt{\frac{1}{LC}} = \omega \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}, \quad (6.17)$$

in cui X_C è la reattanza capacitiva del condensatore alla frequenza fondamentale. Se nella rete a cui il condensatore è connesso ci sono sorgenti di corrente a frequenza uguale (o prossima) a quella di risonanza espressa dalla (6.17), la componente di tensione a tale frequenza ai capi del cappio condensatore/impedenza di rete può diventare considerevole, con ripercussioni sia sul condensatore che sulla rete di cui esso è connesso.

Nei sistemi di distribuzione, sorgenti di corrente a frequenze multiple della fondamentale sono da ascrivere alla sempre più diffusa presenza di apparecchiature elettriche di natura non-lineare (apparati in tecnica elettronica, forni ad arco, ecc.). Quindi, nell'installazione di condensatori di rifasamento occorre porre particolare attenzione agli effetti di amplificazione di distorsioni armoniche già eventualmente presenti in rete, adottando, se necessario, le dovute contromisure.³

³ Si vedano al proposito le norme emanate dal CT 33 del CEI.

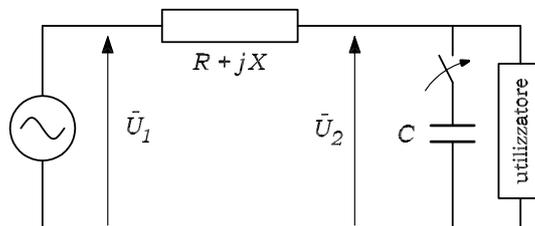


Fig. 6.6 - Inserzione di un condensatore ai capi di un utilizzatore.

AUMENTO DELLA TENSIONE

Si consideri il semplice circuito di Fig. 6.6. Senza il condensatore, il modulo della tensione ai capi del carico è pari a

$$U_2 \simeq U_1 - \frac{RP + XQ}{U_n}; \quad (6.18)$$

con il condensatore, il modulo della tensione ai capi del carico diventa

$$U_2 \simeq U_1 - \frac{RP + X(Q - Q_c)}{U_n}. \quad (6.19)$$

La variazione, positiva, del modulo della tensione sul carico a seguito dell'inserzione del condensatore vale allora, a parità di tensione U_1 e r

$$\Delta U_2 = \frac{XQ_c}{U_n}. \quad (6.20)$$

CORRENTE DI INSERZIONE

Il transitorio conseguente all'inserzione di un condensatore può essere studiato con riferimento al circuito di Fig. 6.7. Assumendo che

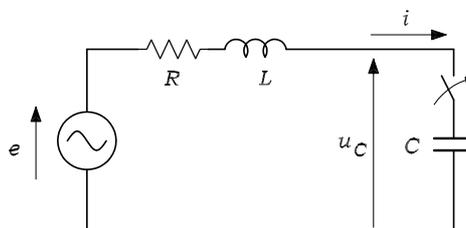


Fig. 6.7 - Circuito per la valutazione della corrente di inserzione.

- $e(t) = E_M \cos \omega t$
 - l'interruttore ideale venga chiuso all'istante $t = 0$
 - il condensatore sia inizialmente scarico
 - la resistenza R sia trascurabile
 - la caduta di tensione a regime sull'impedenza $R + j\omega L$ sia trascurabile
- la tensione ai capi del condensatore ha l'espressione

$$u_C(t) = E_M \cos \omega t - E_M \cos \omega_r t, \quad (6.21)$$

in cui ω_r è dato dalla (6.16). Derivando la (6.21) rispetto al tempo e moltiplicando per C si ottiene la corrente nel circuito:

$$i(t) = -\omega C E_M \sin \omega t + \omega_r C E_M \sin \omega_r t. \quad (6.22)$$

Il più alto valore di cresta possibile della $i(t)$, \hat{I}_S , vale

$$\hat{I}_S = \omega C E_M + \omega_r C E_M = \omega C E_M \left(1 + \frac{\omega_r}{\omega}\right) = \sqrt{2} I_N \left(1 + \frac{\omega_r}{\omega}\right), \quad (6.23)$$

in cui I_N è la corrente (efficace) nominale del condensatore. Normalmente, nelle reti di trasmissione/distribuzione risulta $\omega_r \gg \omega$; la (6.23) può porsi allora nella forma approssimata

$$\hat{I}_S \simeq \sqrt{2} I_N \left(\frac{\omega_r}{\omega}\right) = \sqrt{2} I_N \frac{1}{\omega \sqrt{LC}} \simeq I_N \sqrt{\frac{2S}{Q}}, \quad (6.24)$$

in cui S è la potenza di cortocircuito nel punto di installazione e Q è la potenza del condensatore.

Per la valutazione della massima corrente possibile di inserzione nel caso di un condensatore che venga inserito in parallelo ad un altro condensatore già connesso alla rete, si faccia riferimento alla Fig. 6.8(a), in cui L_1 rappresenta l'induttanza totale del collegamento fra i condensatori, e si assumano le stesse ipotesi del caso precedente. La pulsazione di risonanza del cappio che si realizza alla chiusura dell'interruttore vale (cfr. Fig. 6.8(b))

$$\omega_{r_s} = \sqrt{\frac{1}{L_1 C_s}}, \quad C_s = \frac{C_0 C_1}{C_0 + C_1}, \quad (6.25)$$

ed è ordini di grandezza maggiore della pulsazione di rete e della pulsazione di risonanza con l'induttanza di rete, in quanto l'induttanza L_1 è ordini di grandezza più piccola di L . Questa pulsazione caratterizza allora tensione e corrente nel cappio $L_1 C_s$ di Fig. 6.8(b):

$$u(t) = E_M (1 - \cos \omega_{r_s} t), \quad (6.26a)$$

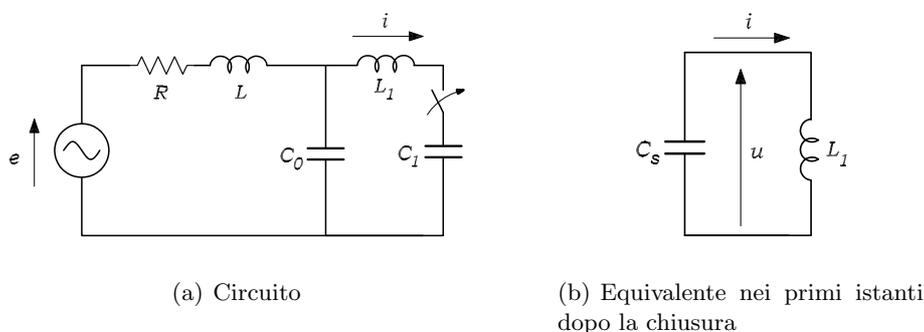


Fig. 6.8 - Corrente all'inserzione di un condensatore in parallelo ad altri già energizzati

$$i(t) = \omega_{r_s} C_s E_M \text{sen} \omega_{r_s} t; \quad (6.26b)$$

il picco della corrente vale

$$\hat{I}_S = \sqrt{2} E \sqrt{\frac{C_s}{L_1}} = \frac{\sqrt{2} E}{\sqrt{X_C X_L}}, \quad (6.27)$$

Il valore di \hat{I}_S dovrebbe essere limitato⁴ al valore massimo di $100I_N$, con l'eventuale inserzione di resistori o induttori.

SCARICA DEI CONDENSATORI

Dopo la sconnessione dalla rete, un condensatore si trova carico alla massima tensione impressa dall'alimentazione. Sia per motivi di sicurezza delle persone che per esigenze funzionali legati alle sollecitazioni sui condensatori può essere necessario disporre di resistori in parallelo al condensatore che ne garantiscano la scarica in un tempo e ad un valore prestabiliti.

Ai fini della sicurezza delle persone, le Norme CEI emanate dal CT 33 stabiliscono che ciascuna unità capacitiva deve essere dotata di dispositivi che ne permettono la scarica dal valore di picco pari a $\sqrt{2}U_n$ fino a 75 V entro un tempo massimo di 3 min per installazioni in sistemi di I categoria e di 10 min per installazioni in sistemi di II categoria.⁵ Tali dispositivi devono essere rigidamente connessi all'unità capacitiva (non ci possono essere fusibili, interruttori o altre apparecchiature di sezionamento fra il dispositivo e l'unità). Tale dispositivo di scarica può essere anche costituito dall'apparecchiatura elettrica a

⁴ Obbligatoriamente per condensatori in impianti di I categoria dotati di fusibili.

⁵ Si noti che, comunque, prima della manipolazione dei condensatori occorre provvedere alla messa in cortocircuito dei terminali fra loro e a terra.

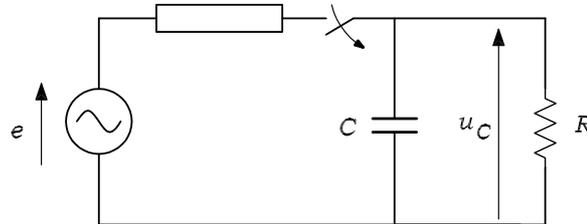


Fig. 6.9 - Disalimentazione di un condensatore e resistore di scarica.

cui l'unità capacitiva sia direttamente collegata. E' facile verificare quale è il valore minimo di resistenza di un resistore posto in parallelo ad un condensatore che ne garantisca la scarica richiesta quando il condensatore viene sconsesso dall'alimentazione. Con riferimento alla Fig. 6.9, è noto che, dopo l'apertura dell'interruttore, è:

$$u_C(t) = U_M e^{-\frac{t}{RC}}. \quad (6.28)$$

Secondo quanto stabilito dalle Norme CEI, deve essere:

$$U_R \geq \sqrt{2} U_n e^{-\frac{t_{max}}{RC}}, \quad (6.29)$$

in cui U_R è la tensione residua ammessa e t_{max} è il tempo di scarica ammesso. Dalla (6.29) deriva che

$$R \leq \frac{t_{max}}{C} \frac{1}{\ln \frac{\sqrt{2} U_n}{U_R}}. \quad (6.30)$$

È possibile che un condensatore, già sconsesso, debba essere rialimentato. Per evitare sollecitazioni eccessive, è richiesto che all'atto della energizzazione la tensione residua ai capi del condensatore non superi il 10% della tensione nominale. Ciò può richiedere valori di resistenza di scarica inferiori a quelli dettati dalla (6.30), oppure l'inserzione di dispositivi di scarica addizionali nel caso di sistemi automatici.

6.5 Il rifasamento negli impianti utilizzatori

Come si è visto, l'assorbimento da parte degli utilizzatori di correnti sfasate rispetto alla tensione, in particolare in ritardo, ha ripercussioni negative sulla rete che alimenta l'utilizzatore stesso. Per questo motivo, un utilizzatore alimentato da una rete di distribuzione pubblica e che assorba una potenza rilevante può essere obbligato dal gestore della rete di distribuzione a garantire che il suo fattore di potenza non sia troppo basso, pena il pagamento di penalità. L'Autorità per l'Energia ed il Gas, autorità indipendente con funzioni

di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas istituita con la Legge 481/95, prevede che l'esercente una rete di distribuzione possa applicare un tale tipo di penale quando il valore medio mensile del fattore di potenza sia inferiore a 0,9.

Il fattore di potenza medio mensile, $\cos\varphi_{mm}$, è definito come

$$\cos\varphi_{mm} \triangleq \cos \left[\arctan \left(\frac{W_r}{W_a} \right) \right], \quad (6.31)$$

in cui W_a e W_r sono le energie attiva e reattiva assorbite in un mese, rispettivamente. Con un $\cos\varphi_{mm}$ pari a 0,90 l'energia reattiva assorbita in un mese è il 48% della corrispondente energia attiva.⁶

Quindi, l'interesse ad effettuare interventi di rifasamento in un impianto utilizzatore pu derivare, in prima battuta, dal pagamento delle penali per energia reattiva in eccesso; è evidente che, da questo punto di vista, il rifasamento risulta conveniente solo se i suoi costi sono minori delle penali in cui si incorre senza di esso (come usualmente accade). Invero, nel caso di impianti utilizzatori con propria rete di distribuzione di estensione significativa, altri fattori concorrono a determinare le scelte di rifasamento. Oltre alle penali per energia reattiva assorbita, occorre infatti considerare che la circolazione di correnti reattive induttive ha effetti negativi anche all'interno della rete dell'utilizzatore; e l'intervento di rifasamento può tendere a mitigare anche tali effetti.

Per determinare il valore minimo della potenza della batteria di condensatori necessaria ad evitare il pagamento di penali, occorre conoscere i valori delle energie attive e reattive assorbite mensilmente; questi possono essere ricavati dalle fatture per la fornitura di energia elettrica. Nel mese $i - mo$, allora, occorre produrre con i condensatori un'energia reattiva W_c^i tale che:

$$\cos \left[\arctan \left(\frac{W_r^i - W_c^i}{W_a^i} \right) \right] = \cos\varphi_{mm, des}, \quad (6.32)$$

in cui $\cos\varphi_{mm, des}$ è il valore del $\cos\varphi_{mm}$ che si vuole ottenere; dalla (6.32) si ricava facilmente che

$$W_c^i = W_a^i (\tan\varphi_{mm} - \tan\varphi_{mm, des}). \quad (6.33)$$

6.5.1 Rifasamento centralizzato a potenza fissa

Il modo più semplice per ottenere tale energia reattiva è di installare condensatori a valle del punto di consegna che rimangano permanentemente inseriti,

⁶ Molto spesso, gli esercenti le reti di distribuzione pubblica impongono una penale quando l'energia reattiva mensile è maggiore del 50% di quella attiva.

intendendo con ciò condensatori che sono alimentati ogniqualvolta è alimentato l'impianto utilizzatore. Se allora h^i è il numero di ore di funzionamento nel mese $i - mo$, la potenza dei condensatori necessaria è:

$$Q_c = \max_i \frac{W_c^i}{h^i}. \quad (6.34)$$

Tuttavia, una tale soluzione può non essere attuabile. In primo luogo, può accadere che con la potenza Q_c espressa della (6.34), che pure è la minima necessaria in uno (o più) mesi dell'anno, si abbia in un qualche altro mese un $\cos\varphi_{mm}$ troppo basso⁷. Un altro possibile motivo di inaccettabilità di una soluzione con condensatori permanentemente inseriti risiede nel requisito, spesso richiesto dalla società di distribuzione, che la potenza reattiva assorbita non sia mai capacitiva; e la potenza reattiva capacitiva che mediamente nel mese equilibra la potenza reattiva capacitiva ai fini di un corretto $\cos\varphi_{mm,des}$ può tuttavia risultare, in qualche momento, maggiore degli assorbimenti di reattivo induttivo da parte delle utilizzazioni elettriche. Nel caso la soluzione con condensatori permanentemente inseriti non sia attuabile, occorre adottare altre soluzioni. L'adozione di soluzioni diverse da quella con condensatori permanentemente inseriti subito a valle del punto di consegna si impone anche quando si vogliano conseguire altri obiettivi, oltre a quello del contenimento delle penali per energia reattiva in eccesso.

6.5.2 Rifasamento distribuito

La soluzione ideale per conseguire al massimo i benefici del rifasamento è quella del rifasamento distribuito, che consiste nel generare con un condensatore la potenza reattiva richiesta da ogni singola utilizzazione elettrica direttamente ai morsetti della stessa, alimentando così il condensatore ogniqualvolta è alimentata l'utilizzazione (Fig. 6.10). In tal caso, infatti, non ci sarebbe circolazione di correnti reattive in alcuna parte dell'impianto. D'altro canto, con una tale soluzione possono risultare elevati i costi di installazione e basse le ore di utilizzazione della potenza rifasante installata; inoltre, può risultare difficile (e costoso) seguire le variazioni di assorbimento per utilizzatori con assorbimento variabile.

6.5.3 Rifasamento per gruppi

Una soluzione di rifasamento che si può pensare intermedia fra quella distribuita e quella centralizzata è il rifasamento per gruppi di carichi alimentati da una stessa linea, o da più linee in uno stesso reparto. Rispetto al rifasamento

⁷ E rappresentativo di un assorbimento mediamente capacitivo

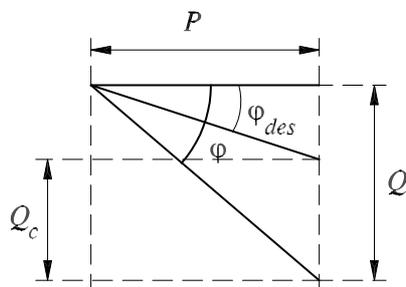


Fig. 6.10 - Potenze attive e reattiva.

distribuito, tale soluzione ha costi di installazione minori, ma non consente di ottenere gli stessi vantaggi, in quanto permane una certa circolazione di correnti reattive.

6.5.4 Rifasamento centralizzato a potenza modulata

La soluzione di rifasamento opposta a quella distribuita consiste nell'installazione di condensatori a valle del punto di consegna. Di quella a potenza fissa, con condensatori permanentemente inseriti, si è detto in precedenza. Frazionando la potenza rifasante installata totale su più condensatori/batterie, e prevedendo adeguati automatismi di inserzione e disinserzione dei singoli condensatori/batterie, si modula (per livelli discreti) la potenza reattiva capacitiva asservendone il valore alla potenza reattiva induttiva assorbita dalle utilizzazioni. Si conseguono i vantaggi di un'elevata precisione della regolazione della potenza reattiva netta assorbita ai fini del rispetto dei vincoli contrattuali con la società di distribuzione (penali – vincolo di natura mai capacitiva) e di basso costo delle batterie di condensatori. Di contro, si devono affrontare i costi degli automatismi, e non si consegue alcun beneficio nella rete di distribuzione interna.

6.5.5 Rifasamento misto

Una via spesso praticata negli impianti utilizzatori di dimensioni significative è il rifasamento misto, una soluzione con la quale si cerca di conseguire i vantaggi delle tre soluzioni sopra illustrate, cercando di mitigarne gli svantaggi. Si procede rifasando direttamente i carichi con più elevato assorbimento di potenza reattiva. Eventualmente, si procede ad un rifasamento residuo per gruppi. Infine, si attua un rifasamento centralizzato a potenza modulata, per la potenza reattiva residua.

6.6 Il rifasamento nei sistemi di distribuzione pubblica

Nei sistemi di distribuzione pubblica, l'obiettivo che guida gli interventi di rifasamento è quello della massimizzazione del vantaggio economico netto, pari alla differenza fra il vantaggio legato alla riduzione delle perdite per effetto Joule e l'onere economico legato all'installazione dei condensatori. A tale scopo, le società di distribuzione provvedono all'installazione di condensatori in diversi punti delle reti (sulle sbarre di BT delle cabine MT/BT, lungo le linee in MT, sulle sbarre MT delle stazioni AT/MT), permanentemente inseriti e/o modulabili, ponendo attenzione a che nei momenti di basso carico (ore notturne e festive) non si abbiano tensioni troppo alte, quali si potrebbero determinare per circolazione di correnti capacitive.

CAPITOLO 7

CALCOLO ELETTRICO

Si intende per calcolo elettrico

- nel *progetto* di un impianto, la determinazione delle sezioni dei conduttori nelle diverse parti di impianto compatibili con le cadute di tensione ammissibili e le correnti di impiego, oppure,
- nel calcolo di *verifica*, la verifica del rispetto di determinate condizioni sulle cadute di tensione e sulle portate dei conduttori

Come ogni calcolo di dimensionamento, il calcolo elettrico di progetto deve portare, in termini generali, alla determinazione delle sezioni dei conduttori nelle diverse parti dell'impianto che minimizzano il costo totale di impianto¹ e che garantiscano il buon funzionamento sia dell'impianto stesso che delle utilizzazioni elettriche da esso alimentate.

Con il calcolo di verifica si valuta invece, per un impianto già esistente, la compatibilità delle sezioni delle diverse parti dell'impianto con le condizioni di buon funzionamento dell'impianto stesso e delle utenze alimentate.

7.1 Corrente di impiego, portata e sezione dei conduttori

Per il buon funzionamento dell'impianto si richiede che la temperatura di nessun componente superi il massimo valore consentito in esercizio continuativo, per garantire la prescritta durata di vita utile. In particolare per le linee, è noto che dalla massima temperatura di servizio dipende la portata della linea, che è il massimo valore di corrente che, circolando con continuità in determinate condizioni ambientali (modalità di posa, temperatura ambiente, ecc.) porta una definita temperatura della linea (conduttore o guaina metallica, nel caso

¹ Il costo totale di impianto è pari alla somma del costo iniziale e del costo di esercizio (per perdite Joule) sostenuto durante tutta la vita economica dell'impianto. Il costo da minimizzare può anche quello annuo, pari alla somma dell'onere patrimoniale annuo e dei costi annui di esercizio.

di isolamento minerale) ad assumere il valore massimo consentito. Per garantirsi allora che la temperatura di una linea si mantenga entro i valori prescritti, occorre che sia:

$$I_b \leq I_z, \quad (7.1)$$

in cui I_b è la corrente di impiego della linea e I_z è la sua portata. In assegnate condizioni di posa e per una assegnata massima temperatura di servizio, la portata è funzione (crescente) della sola sezione del conduttore:

$$I_z = I_z(S). \quad (7.2)$$

Tale funzione può essere nota in forma analitica o in forma tabellare; grazie ad essa è possibile determinare la sezione (o le sezioni) minima compatibile con il vincolo sulla portata (7.1). In fase progettuale, il minimo valore commercialmente disponibile della (o delle) sezione che soddisfa la (7.1) si dice determinato secondo il *criterio termico*.

In relazione alla variabilità delle correnti che circolano in una linea, dovuta alla variabilità degli assorbimenti da parte degli utilizzatori, la corrente di impiego I_b è, di solito, posta pari al valore massimo della corrente che in essa può circolare.²

7.2 Variazione di tensione e caduta di tensione

Il buon funzionamento delle apparecchiature elettriche è garantito quando (il modulo del-) la tensione ai capi delle stesse non si discosta molto dal valore nominale, e la frequenza è pari a quella nominale.³ Nella Tabella 7.1 sono illustrati gli effetti di tensioni minori o maggiori di quella nominale su alcune apparecchiature elettriche.

Tuttavia, la variazione, anche notevole, degli assorbimenti da parte dei carichi determina una corrispondente variazione della caduta di tensione (cdt) sulle impedenze serie delle linee e dei trasformatori. La conseguenza è la variazione, da una condizione di funzionamento ad un'altra, della tensione ai capi delle utilizzazioni elettriche; tali variazioni vanno adeguatamente compensate o limitate.

La massima variazione di cdt si può computare con riferimento alle condizioni nominali di massimo carico, e di carico minimo. Si faccia riferimento al semplice circuito di Fig. 7.1, rappresentativo di un carico variabile fra un

² Quando sia nota la forma del diagramma ricorrente della corrente che interessa una linea in cavo, è possibile adottare per la I_b un valore inferiore al valore massimo della corrente.

³ Non si affrontano qui gli aspetti della variabilità della frequenza e delle strutture di controllo preposte alla regolazione della stessa, di cui si tratta nell'analisi dei sottosistemi di produzione e di trasmissione.

Tabella 7.1 - Effetti di un valore non nominale della tensione.

	$U < U_n$	$U > U_n$
lampade a incandescenza	riduzione del flusso luminoso	riduzione della vita
lampade a scarica	spegnimento (per diminuzione significativa, anche di breve durata)	
motori asincroni	- riduzione della coppia massima - possibili surriscaldamenti	aumento della corrente di avviamento

minimo ed un massimo. Nel riquadro tratteggiato è indicato il bipolo attivo equivalente alla Thevenin visto dai morsetti dell'utilizzatore. A carico minimo, la cdt è pari a:

$$\Delta U_{min} = I_{min}(R_{eq}\cos\varphi_{min} + X_{eq}\sin\varphi_{min}), \quad (7.3)$$

mentre a carico massimo è:

$$\Delta U_{max} = I_{max}(R_{eq}\cos\varphi_{max} + X_{eq}\sin\varphi_{max}). \quad (7.4)$$

Passando dalla condizione di carico minimo a quella di carico massimo, la tensione ai capi dell'utilizzatore passa dal valore

$$U_{I_{min}} = E - \Delta U_{min}, \quad (7.5)$$

al valore

$$U_{I_{max}} = E - \Delta U_{max}, \quad (7.6)$$

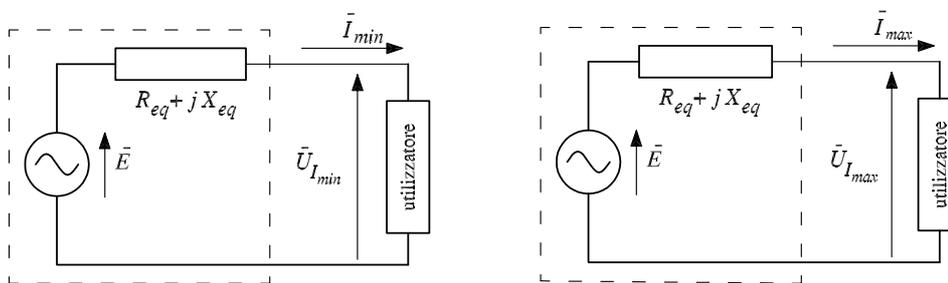


Fig. 7.1 - Tensioni ai morsetti e condizioni di carico.

con una variazione pari a

$$U_{I_{max}} - U_{I_{min}} = -\Delta U_{max} + \Delta U_{min}. \quad (7.7)$$

Di regola, la cdt relativa alle condizioni di carico minimo viene trascurata; si assume cioè che il carico minimo sia nullo. Ne discende che la massima variazione di tensione, corrispondente al passaggio dalle condizioni di circuito scarico a quella a carico massimo, coincide in modulo con la cdt a carico massimo. Ecco allora che la cdt a carico massimo assume particolare rilievo, in quanto essa è una misura (approssimata per eccesso) della variazione della tensione ai capi dell'utilizzatore (a tensione impressa costante). A tale cdt si farà riferimento nel seguito.

7.2.1 Regolazione della tensione

SISTEMI DI II CATEGORIA

Nelle reti di II categoria (MT), grazie ai trasformatori AT/MT dotati di variatore di rapporto sotto carico, si riesce a regolare la tensione ai morsetti MT, facendole assumere un valore almeno costante (in condizioni stazionarie) con la corrente erogata. Si compensa così sia la variazione della tensione al primario del trasformatore sia la cdt sulla sua impedenza serie. Nei termini del circuito di Fig. 7.1, ciò significa (ai soli fini della valutazione delle variazioni di tensione a regime, qui di interesse) diminuire fortemente il valore dell'impedenza serie del bipolo attivo equivalente visto da un qualunque punto della rete a valle del trasformatore, da valutarsi considerando la rete solo fino ai morsetti MT del trasformatore.

Viene poi spesso adottata una legge di controllo del variatore di rapporto sotto carico grazie alla quale la tensione ai morsetti MT del trasformatore AT/MT cresce al crescere della corrente erogata; si compensa così anche parte della cdt nella rete a valle del trasformatore. Per comprendere gli effetti di una tale regolazione sulla tensione ai capi degli utilizzatori nella rete a valle del trasformatore, si faccia riferimento al semplice caso della rete in corrente continua rappresentata in Fig. 7.2 (la considerazione di una rete in corrente alternata può essere fatta dopo lo studio del Cap. 7.3.1), in cui la tensione di alimentazione si possa esprimere come

$$E = E_0 + \beta I_G. \quad (7.8)$$

Si faccia poi l'ipotesi che le correnti dei carichi varino in maniera omotetica: ognuna cioè è una quota fissa della corrente totale erogata dal generatore:

$$I_j = \alpha_j I_G, \quad \sum_{j=1}^n \alpha_j = 1, \quad \alpha_j > 0 \quad \forall j. \quad (7.9)$$

Con tali posizioni, la tensione ai capi del $k - mo$ carico vale

$$\begin{aligned}
 E_k &= E - \left(R_1 + R_2 \sum_{j=2}^n \alpha_j + \dots + R_k \sum_{j=k}^n \alpha_j \right) I_G = \\
 &= E_0 + \frac{1}{\alpha_k} (\beta - \tilde{R}_k) I_k,
 \end{aligned}
 \tag{7.10}$$

in cui

$$\tilde{R}_k = R_1 + R_2 \sum_{j=2}^n \alpha_j + \dots + R_k \sum_{j=k}^n \alpha_j;
 \tag{7.11}$$

quindi, al crescere della corrente, la tensione sul carico aumenta se $\beta > \tilde{R}_k$, diminuisce se $\beta < \tilde{R}_k$, rimane costante se $\beta = \tilde{R}_k$. Ponendo poi

$$R_{k, equiv} = \frac{1}{\alpha_k} (\tilde{R}_k - \beta),
 \tag{7.12}$$

della (7.10) si può dare la rappresentazione circuitale della Fig. 7.3. Per i carichi per cui $\beta > \tilde{R}_k$, l'equivalente del sistema di alimentazione (comprensivo della regolazione della tensione) è caratterizzato da una resistenza equivalente negativa, con un aumento della tensione all'aumentare della corrente. Per i carichi per cui $\beta < \tilde{R}_k$, l'equivalente di rete presenta resistenza positiva, minore che in assenza della regolazione della tensione comandata in corrente: la tensione diminuisce all'aumentare della corrente, ma meno di quanto avverrebbe senza la regolazione detta. In conclusione, grazie alla regolazione della tensione, nelle reti MT le questioni legate alla cdt sono meno rilevanti, e normalmente meno stringenti, che nelle reti BT.

SISTEMI DI I CATEGORIA

Nelle reti di I categoria non esistono mezzi propriamente detti di regolazione della tensione. Per ragioni di carattere pratico ed economico, i trasformatori MT/BT non sono dotati di variatore di rapporto sotto carico. Essi sono invece

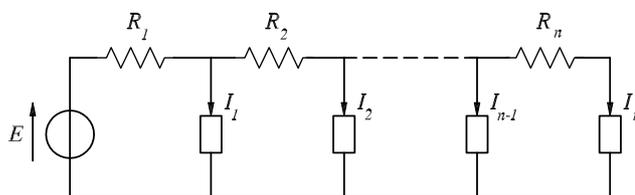


Fig. 7.2 - Regolazione della tensione (in corrente continua).

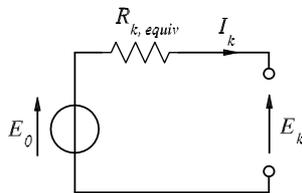


Fig. 7.3 - Bipolo equivalente ai morsetti di carico (cfr. Fig. 7.2).

dotati di variatore di rapporto a vuoto, che consente di tener conto del valore medio della tensione di alimentazione nel punto di installazione. Occorre allora provvedere a che le cdt siano contenute, in particolare intervenendo sulla lunghezza delle linee, sulla loro sezione, sull'uso (ove possibile) di trasformatori MT/BT a bassa tensione di corto circuito. Un ulteriore provvedimento è di solito adottato, che concorre con quelli su esposti a mantenere la tensione agli utilizzatori entro una tolleranza accettabile rispetto al valore nominale (usualmente, $\pm 10\%$, o anche meno): la predisposizione della presa del variatore a vuoto per avere a vuoto una tensione al secondario maggiore di quella nominale (di solito del 5%).

7.3 Caduta di tensione e sezione dei conduttori

La dipendenza della cdt su una linea dalla sezione dei conduttori è oggetto di attenzione nella scelta/verifica della sezione in relazione ad eventuali prescrizioni sulla cdt ammessa. Ad esempio, negli impianti utilizzatori di I categoria si raccomanda (Norma CEI 64-8/5) che la cdt tra l'origine dell'impianto e qualunque apparecchio utilizzatore non sia maggiore del 4% della tensione nominale.

La dipendenza della cdt dalla sezione deriva dalla corrispondente dipendenza dei parametri di linea. Nella Fig. 7.4 è riportato l'andamento della resistenza e reattanza (alla sequenza diretta) per unità di lunghezza di una linea in cavo tripolare per MT con conduttori di rame; si nota come la variazione della resistenza con la sezione è molto marcata, mentre è decisamente meno marcata la dipendenza della reattanza.

Per focalizzare l'attenzione sulle sole sezioni, si assuma che siano assegnate la lunghezza, il materiale conduttore e le condizioni di posa di tutte le linee dell'impianto (in sede di progetto, tali parametri sono spesso determinati prima della scelta delle sezioni). Per una assegnata temperatura dei conduttori, la resistenza e la reattanza longitudinali di fase (alla sequenza diretta) della linea

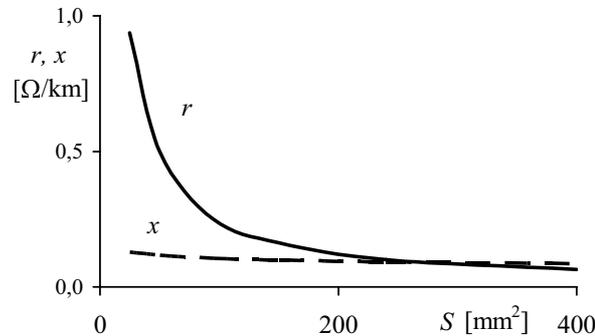


Fig. 7.4 - Resistenza e reattanza per unità di lunghezza.

dipendono allora solo dalle sezioni dei conduttori; in termini generali:

$$R = R(S), \quad X = X(S). \quad (7.13)$$

Per assegnate correnti, la cdt in un qualunque punto dell'impianto è allora funzione della sezione (sezioni) dei conduttori. Punti notevoli dell'impianto sono i morsetti dei singoli utilizzatori, per i quali, ove prescritti, esistono limitazioni alla cdt. Indichiamo come massima la più grande fra le cdt ai morsetti degli utilizzatori; per questa potremo scrivere, nelle ipotesi dette:

$$\Delta U_{max} = \Delta U_{max}(R, X) = \Delta U_{max}(S); \quad (7.14)$$

Ai fini della valutazione della ΔU_{max} si assumono due ipotesi sulle condizioni operative dell'impianto:

- temperatura dei conduttori pari alla massima temperatura di servizio, per cui la R è massima, a parità di sezione;
- correnti massime, per i motivi indicati a proposito della valutazione della massima variazione di tensione (cfr. § 7.2).

La funzione $\Delta U_{max}(S)$ è decrescente con la sezione. Grazie ad essa, in fase di progetto è possibile valutare per quale sezione la massima cdt nell'impianto è pari a quella massima ammissibile; la sezione commercialmente disponibile di valore non inferiore a quello così calcolato si dice determinata secondo il *criterio elettrico*. In fase di verifica, la funzione $\Delta U_{max}(S)$ consente di valutare se le sezioni già note ed assegnate siano compatibili con il vincolo stesso.

7.3.1 Calcolo della caduta di tensione

Si ricorda la nota formula della cdt su una linea che alimenta un carico di estremità, per sistemi monofase o trifase in regime simmetrico e nell'ipotesi di

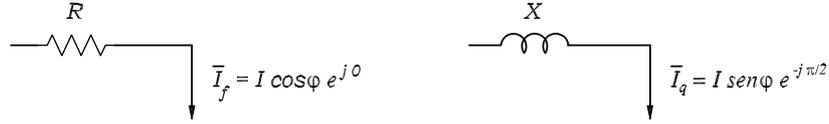


Fig. 7.5 - Caduta di tensione per correnti in fase ed in quadratura.

trascurabilità delle ammettenze trasversali:⁴

$$\Delta U \simeq k(RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) = k(r\ell I \cos \varphi + x\ell I \sin \varphi) = k(rM_f + xM_q), \quad (7.15)$$

in cui le grandezze M_f ed M_q ,

$$M_f = \ell I \cos \varphi, \quad M_q = \ell I \sin \varphi, \quad (7.16)$$

prendono rispettivamente il nome di *momento* della componente in fase e della componente in quadratura della corrente rispetto all'inizio della linea (sorgente di alimentazione).

Nella (7.15), r ed x sono rispettivamente resistenza e reattanza (alla sequenza diretta) per unità di lunghezza ed ℓ è la lunghezza della linea (di un solo conduttore – resistenza e reattanza, R ed X , sono relative ad un solo conduttore); per k si ha:

$$k = \begin{cases} 2 & \text{per sistemi monofase,} \\ \sqrt{3} & \text{per sistemi trifase.} \end{cases} \quad (7.17)$$

Può risultare comodo per gli sviluppi successivi rappresentare la cdt espressa dalla (7.15) come la somma di due cdt aventi luogo in due linee (virtuali) diverse, interessate a due correnti (virtuali) diverse. Una linea puramente resistiva è sede della circolazione della sola componente in fase della corrente, che dà luogo alla cdt ΔU_f ; nell'altra linea, puramente induttiva, circola la sola componente in quadratura della corrente, e si ha la cdt ΔU_q (Fig. 7.5). Risulta:

$$\Delta U = \Delta U_f + \Delta U_q = kRI \cos \varphi + kXI \sin \varphi. \quad (7.18)$$

Nel seguito, verranno prese in considerazione alcune tipiche configurazioni di rete per determinare le correnti circolanti nelle diverse sezioni e la funzione (o le funzioni) $\Delta U_{max} = \Delta U_{max}(S)$, tutte necessarie per il corretto dimensionamento/verifica.

⁴ Si ricordi che nell'espressione riportata si trascura un termine, $Z^2 I^2 / 2U_{arrivo}$, che, con gli usuali valori di resistenza e reattanza di linea riscontrabili nei sistemi di I e II categoria e con carichi ohmico-induttivi, non supera il 5% della cdt. Trascurare tale termine significa, di fatto, ritenere in fase fra loro la tensione in partenza linea e quella in arrivo.

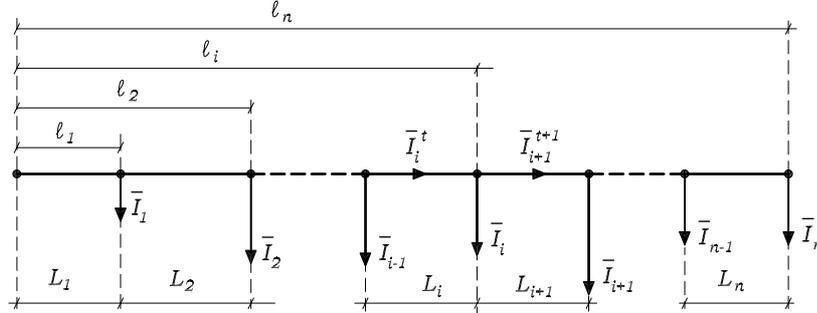


Fig. 7.6 - Carichi concentrati lungo il percorso.

7.4 Linea con carichi lungo il percorso

Si consideri il caso di una linea che alimenta alcuni carichi lungo il percorso; il caso è rappresentato nella Fig. 7.6, in cui sono riportate anche le distanze parziali (L_i) e totali (ℓ_i); è evidente che la massima cdt si ha sull'ultimo carico:⁵

$$\Delta U_{max} = \Delta U_n^T. \tag{7.19}$$

Si indichi con \bar{I}_i^t la corrente circolante nell' i -mo tronco della linea. Si ha:

$$\bar{I}_i^t = f_{c,i}^t (\bar{I}_i + \bar{I}_{i+1}^t), \tag{7.20}$$

in cui $f_{c,i}^t$ è il fattore di contemporaneità del gruppo di correnti \bar{I}_i e \bar{I}_{i+1}^t . Le correnti circolanti nei singoli tronchi si possono anche esprimere come

$$\bar{I}_i^t = f_{c,i} \sum_{j=i}^n \bar{I}_j, \tag{7.21}$$

in cui $f_{c,i}$ è il fattore di contemporaneità del gruppo costituito dai carichi $i, i + 1, \dots, n$.⁶ La distinzione fra i due tipi di fattori di contemporaneità sarà utile nel seguito; per comprenderne il diverso comportamento all'avvicinarsi alla sorgente di alimentazione, si faccia riferimento al caso rappresentato nella Tabella 7.2, che riporta i moduli delle correnti assorbite in 12 ore da dieci carichi. Con semplici calcoli (condotti assumendo che i carichi abbiano tutti lo stesso fattore di potenza) si possono ottenere i risultati rappresentati nella

⁵ Si ricordi che i carichi sono ipotizzati tutti ohmico-induttivi.

⁶ Nelle (7.20) e (7.21) si è inteso che i singoli diagrammi di carico reattivo presentino il massimo insieme a quello dei relativi diagrammi di carico attivo e siano tali da presentare lo stesso fattore di contemporaneità che si ha per i diagrammi di attivo.

Tabella 7.2 - Un esempio di carichi concentrati lungo il percorso di una linea

t	I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	I_9	I_{10}
0	13	6	31	36	36	18	24	13	1	43
1	12	41	24	27	46	62	61	63	6	18
2	11	1	11	55	53	11	54	22	55	12
3	15	30	23	29	43	49	32	66	55	18
4	18	62	19	22	52	58	22	8	3	7
5	37	8	24	54	48	21	35	7	25	19
6	24	24	20	35	40	47	33	26	55	11
7	36	29	23	36	43	49	4	52	28	13
8	21	11	33	50	31	24	53	2	3	17
9	15	20	28	43	43	42	9	39	27	43
10	17	45	27	24	34	66	20	69	14	11
11	10	41	19	26	51	67	38	38	37	32

Fig. 7.7. Si riconosce che, avvicinandosi alla sorgente di alimentazione (cioè, per valori di i sempre più piccoli nella Fig. 7.6), mentre il fattore f_c tende a diminuire, il fattore f_c^t tende invece ad approssimarsi all'unità, segno della crescente regolarità dei diagrammi di corrente in tronchi sempre più vicini alla sorgente di alimentazione.

È noto che lo sfasamento tra le tensioni dei nodi ai capi di un tronco di linea può essere normalmente trascurato. Per il penultimo tronco della linea (Fig. 7.8) si può allora scrivere

$$\begin{aligned} I_{n-1}^t \cos \varphi_{n-1}^t &= f_{c,n-1}^t (I_{n-1} \cos \varphi_{n-1} + I_n^t \cos \varphi_n^t), \\ &= f_{c,n-1} (I_{n-1} \cos \varphi_{n-1} + I_n \cos \varphi_n), \end{aligned} \quad (7.22a)$$

$$\begin{aligned} I_{n-1}^t \sin \varphi_{n-1}^t &= f_{c,n-1}^t (I_{n-1} \sin \varphi_{n-1} + I_n^t \sin \varphi_n^t), \\ &= f_{c,n-1} (I_{n-1} \sin \varphi_{n-1} + I_n \sin \varphi_n). \end{aligned} \quad (7.22b)$$

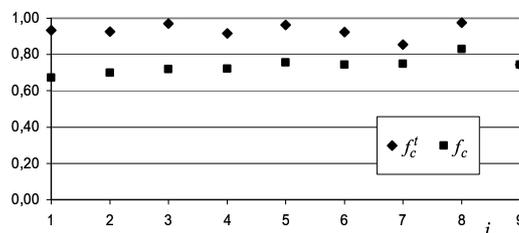


Fig. 7.7 - Fattori di contemporaneità per l'esempio della Tabella 7.2.

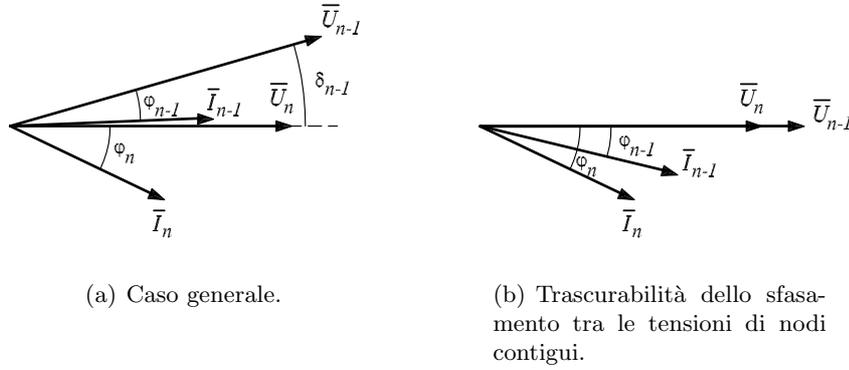


Fig. 7.8 - Caduta di tensione su linea con carichi concentrati lungo il percorso.

Generalizzando, per il generico $i - mo$ tronco si ha allora:

$$\begin{aligned}
 I_i^t \cos \varphi_i^t &= f_{c,i}^t (I_i \cos \varphi_i + I_{i+1}^t \cos \varphi_{i+1}^t) \\
 &= f_{c,i} \sum_{j=i}^n I_j \cos \varphi_j,
 \end{aligned} \tag{7.23a}$$

$$\begin{aligned}
 I_i^t \sin \varphi_i^t &= f_{c,i}^t (I_i \sin \varphi_i + I_{i+1}^t \sin \varphi_{i+1}^t) \\
 &= f_{c,i} \sum_{j=i}^n I_j \sin \varphi_j,
 \end{aligned} \tag{7.23b}$$

e la cdt parziale sull' $i - mo$ tronco, dovuta alla corrente \bar{I}_i^t , con le (7.23) è espressa da:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_i &= k R_i I_i^t \cos \varphi_i^t + X_i I_i^t \sin \varphi_i^t \\
 &= k f_{c,i}^t (R_i (I_i \cos \varphi_i + I_{i+1}^t \cos \varphi_{i+1}^t) + X_i (I_i \sin \varphi_i + I_{i+1}^t \sin \varphi_{i+1}^t)) \\
 &= k f_{c,i} \left(R_i \sum_{j=i}^n I_j \cos \varphi_j + X_i \sum_{j=i}^n I_j \sin \varphi_j \right).
 \end{aligned} \tag{7.24}$$

Il massimo della cdt totale sull'ultimo carico, ΔU_n^T , è tale che

$$\Delta U_n^T \leq \sum_{i=1}^n \Delta U_i, \tag{7.25}$$

in cui la disuguaglianza deriva dalla considerazione che i valori massimi di corrente nei singoli tronchi non necessariamente hanno luogo contemporaneamente. Si consideri, tuttavia, che per i tronchi più vicini alla sorgente di alimentazione i fattori $f_{c,i}^t$ tendono ad essere unitari, ed è in questi tronchi che circolano

le correnti maggiori; in base a queste considerazioni, ai fini determinazione della ΔU_{max} , si pone usualmente

$$\Delta U_{max} = \sum_{i=1}^n \Delta U_i = \Delta U_{f,n}^T + \Delta U_{q,n}^T, \quad (7.26)$$

in cui (cfr. (7.24))

$$\Delta U_{f,n}^T = k \sum_{i=1}^n f_{c,i} R_i \sum_{j=i}^n I_j \cos \varphi_i \quad (7.27a)$$

$$\Delta U_{q,n}^T = k \sum_{i=1}^n f_{c,i} X_i \sum_{j=i}^n I_j \sin \varphi_i. \quad (7.27b)$$

Riorganizzando gli addendi, le (7.27) si possono riscrivere come

$$\Delta U_{f,n}^T = k \sum_{i=1}^n R_i^T I_i \cos \varphi_i, \quad (7.28a)$$

$$\Delta U_{q,n}^T = k \sum_{i=1}^n X_i^T I_i \sin \varphi_i, \quad (7.28b)$$

con

$$\begin{aligned} R_i^T &= \sum_{j=1}^i f_{c,j} R_j = \sum_{j=1}^i f_{c,j} r_j L_j, \\ X_i^T &= \sum_{j=1}^i f_{c,j} X_j = \sum_{j=1}^i f_{c,j} x_j L_j, \end{aligned} \quad (7.29)$$

pari rispettivamente alla resistenza e la reattanza totali "incontrate" in quota dalla i -ma corrente.

Se i tronchi della linea hanno tutti le stesse caratteristiche elettriche r ed x (se, in particolare, la sezione è la stessa lungo tutto il percorso), le (7.29) diventano (cfr. (7.16)):

$$\Delta U_{f,n}^T = k r \sum_{i=1}^n \tilde{M}_{f,i}, \quad (7.30a)$$

$$\Delta U_{q,n}^T = k x \sum_{i=1}^n \tilde{M}_{q,i}, \quad (7.30b)$$

con (cfr. Fig. 7.6)

$$\tilde{M}_{f,i} = M_{f,i} \frac{\sum_{j=1}^i f_{c,j} L_j}{\ell_i}, \quad (7.31a)$$

$$\tilde{M}_{q,i} = M_{q,i} \frac{\sum_{j=1}^i f_{c,j} L_j}{\ell_i}. \quad (7.31b)$$

7.4.1 Portata e cdt ammissibile

Per quanto riguarda le correnti di impiego e le portate, deve risultare:

$$I_{b,i} = f_{c,i} \sqrt{\left(\sum_{j=i}^n I_j \cos\varphi_j\right)^2 + \left(\sum_{j=i}^n I_j \sin\varphi_j\right)^2} \leq I_z(S_i), \quad i = 1, \dots, n; \quad (7.32)$$

inoltre, ove sia prescritto un valore ammissibile per la massima cdt, deve essere

$$\Delta U_{max}(S_1, \dots, S_n) \leq \Delta U_{amm}, \quad (7.33)$$

in cui si è evidenziato che la massima cdt dipende dal valore di n sezioni, che possono, in generale, essere diverse fra loro. Se poi la sezione è la stessa per tutti i tronchi, le disuguaglianze da rispettare si semplificano come segue:

$$I_{b,1} = f_{c,1} \sqrt{\left(\sum_{j=1}^n I_j \cos\varphi_j\right)^2 + \left(\sum_{j=1}^n I_j \sin\varphi_j\right)^2} \leq I_z(S); \quad (7.34)$$

$$\Delta U_{max}(S) \leq \Delta U_{amm}, \quad (7.35)$$

7.5 Linea alimentata ai due estremi con tensioni uguali

7.5.1 Un solo carico

Si consideri una rete ad anello che alimenta un solo carico, come illustrato in Fig. 7.9(a); dal punto di vista circuitale, questa è equivalente alla rete della Fig. 7.9(b). Poichè $\bar{U}_A = \bar{U}_B$, risulta:

$$\dot{Z}_A \bar{I}_A = \dot{Z}_B \bar{I}_B, \quad (7.36)$$

in cui \dot{Z}_A e \dot{Z}_B sono le impedenze dei rami di lunghezza L_A ed L_B , rispettivamente. È facile poi valutare le correnti \bar{I}_A e \bar{I}_B :

$$\begin{aligned} \bar{I}_A &= \frac{\dot{Z}_B}{\dot{Z}_A + \dot{Z}_B} \bar{I}, \\ \bar{I}_B &= \frac{\dot{Z}_A}{\dot{Z}_A + \dot{Z}_B} \bar{I}; \end{aligned} \quad (7.37)$$

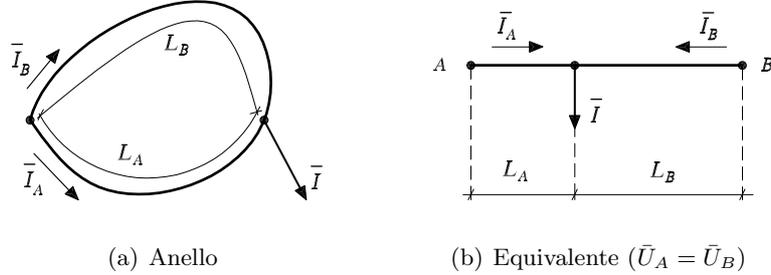


Fig. 7.9 - Rete ad anello con un solo carico.

con queste, si può valutare la cdt dalla sorgente al carico, indifferentemente lungo il tratto di lunghezza L_A o lungo quello di lunghezza L_B :

$$\begin{aligned}\Delta U_{max} &= \Delta U_{L_A} = k(R_A I_A \cos \varphi_A + X_A I_A \sin \varphi_A) = \\ &= \Delta U_{L_B} = k(R_B I_B \cos \varphi_B + X_B I_B \sin \varphi_B).\end{aligned}\quad (7.38)$$

Se le caratteristiche elettriche dei due rami dell'anello sono uguali, la (7.37) diventa

$$\begin{aligned}\bar{I}_A &= \frac{L_B(r + jx)}{\ell(r + jx)} \bar{I} = \frac{L_B}{\ell} \bar{I}, \\ \bar{I}_B &= \frac{L_A(r + jx)}{\ell(r + jx)} \bar{I} = \frac{L_A}{\ell} \bar{I},\end{aligned}\quad (7.39)$$

in cui

$$\ell = L_A + L_B \quad (7.40)$$

è la lunghezza totale dell'anello. Con le (7.39), le (7.38) si possono scrivere come:

$$\Delta U_{max} = k \frac{L_A L_B}{\ell} (r I \cos \varphi + x I \sin \varphi). \quad (7.41)$$

PORTATA E CDT AMMISSIBILE

In maniera analoga al caso precedente (cfr. §7.4.1), per quanto riguarda le correnti di impiego e le portate, deve risultare:

$$\begin{aligned}I_{b,A} &= I_A \leq I_z(S_A), \\ I_{b,B} &= I_B \leq I_z(S_B),\end{aligned}\quad (7.42)$$

e, se ricorre il caso,

$$\Delta U_{max}(S_A) \text{ (oppure } \Delta U_{max}(S_B)) \leq \Delta U_{amm}. \quad (7.43)$$

Tuttavia, ai fini del dimensionamento, occorre considerare che una struttura ad anello viene presa in considerazione quando le esigenze dei carichi circa la disponibilità dell'alimentazione sono tali da richiedere che essi continuino ad essere alimentati anche a seguito del fuori servizio di un elemento (ed uno solo) del sistema di alimentazione. Nel caso in esame, può essere necessario che le disuguaglianze sulla portata e sulla massima cdt siano rispettate anche quando sia fuori servizio il ramo di lunghezza L_A oppure quello di lunghezza L_B . Per fuori servizio di uno di tali rami, la rete è di tipo radiale, ed è a questa configurazione di rete che bisogna far riferimento per un corretto dimensionamento, anche dell'anello.

7.5.2 Più carichi lungo il percorso

Una rete ad anello che alimenta più carichi come quella rappresentata in Fig. 7.10(a), dal punto di vista circuitale è equivalente alla rete della Fig. 7.10(b). Le correnti richiamate dai carichi nei due tronchi iniziali dell'anello, \bar{I}_A ed \bar{I}_B , si possono valutare grazie al principio di sovrapposizione degli effetti,⁷ valutando le aliquote di corrente nei due rami detti determinate da ogni carico considerato da solo, e poi sommando tali aliquote (cfr. (7.37)):

$$\begin{aligned}\bar{I}_A &= \sum_{i=1}^n \frac{\dot{Z}_{B,i}}{\dot{Z}_{A,i} + \dot{Z}_{B,i}} \bar{I}_i = \frac{1}{\dot{Z}_T} \sum_{i=1}^n \dot{Z}_{B,i} \bar{I}_i, \\ \bar{I}_B &= \sum_{i=1}^n \frac{\dot{Z}_{A,i}}{\dot{Z}_{A,i} + \dot{Z}_{B,i}} \bar{I}_i = \frac{1}{\dot{Z}_T} \sum_{i=1}^n \dot{Z}_{A,i} \bar{I}_i\end{aligned}\quad (7.44)$$

con evidente significato dei simboli.

Se le caratteristiche elettriche di tutti i tronchi dell'anello sono uguali, la (7.44) diventa

$$\bar{I}_A = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{B,i} \bar{I}_i, \quad (7.45a)$$

$$\bar{I}_B = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{A,i} \bar{I}_i; \quad (7.45b)$$

analoghe relazioni si possono scrivere per le componenti in fase e le componenti in quadratura di \bar{I}_A ed \bar{I}_B :⁸

$$I_{A,f} = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{B,i} I_{f,i}, \quad I_{A,q} = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{B,i} I_{q,i}, \quad (7.46a)$$

⁷ Con fattori di contemporaneità unitari.

⁸ Ancora trascurando lo sfasamento tra le tensioni dei diversi nodi

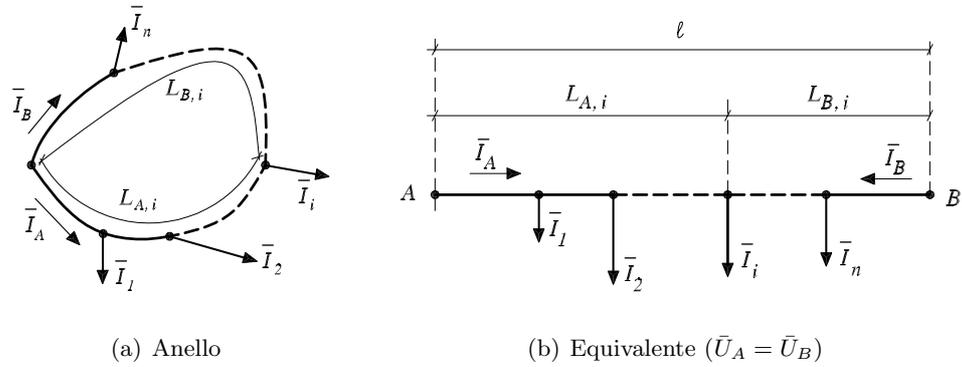


Fig. 7.10 - Rete ad anello con più carichi.

$$I_{B,f} = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{A,i} I_{f,i}, \quad I_{B,q} = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^n \ell_{A,i} I_{q,i}, \quad (7.46b)$$

La cdt totale si può valutare, ancora una volta, con riferimento a reti virtuali, una di sole resistenze in cui circolano le componenti in fase delle correnti, l'altra di sole reattanze ed in cui circolano le sole componenti in quadratura della correnti (Fig. 7.11). Per ognuna di tali reti è possibile individuare la sezione di inversione, intesa come il nodo a cavallo del quale la corrente cambia segno (la sezione di inversione può coinvolgere due nodi contigui, quando sul tratto di linea compreso fra essi la corrente è nulla).

La massima cdt dovuta alle componenti in fase ha luogo sulla sezione di inversione della rete di resistenze, mentre la massima cdt dovuta alle componenti in quadratura ha luogo sulla sezione di inversione della rete di reattanze. Ognuna di esse può essere valutata con riferimento al caso di una linea che alimenta carichi lungo il percorso (§ 7.4. Risultata

$$\Delta U_{max} = (\Delta U_f + \Delta U_q)_{max} \leq \Delta U_{f,max} + \Delta U_{q,max} \quad (7.47)$$

in quanto le sezioni di inversione possono non coincidere; normalmente, si pone

$$\Delta U_{max} = \Delta U_{f,max} + \Delta U_{q,max}. \quad (7.48)$$

PORTATA E CDT AMMISSIBILE

Si faccia riferimento al caso di una sezione del conduttore unica per tutti i tronchi dell'anello. Per quanto riguarda le correnti di impiego e le portate,

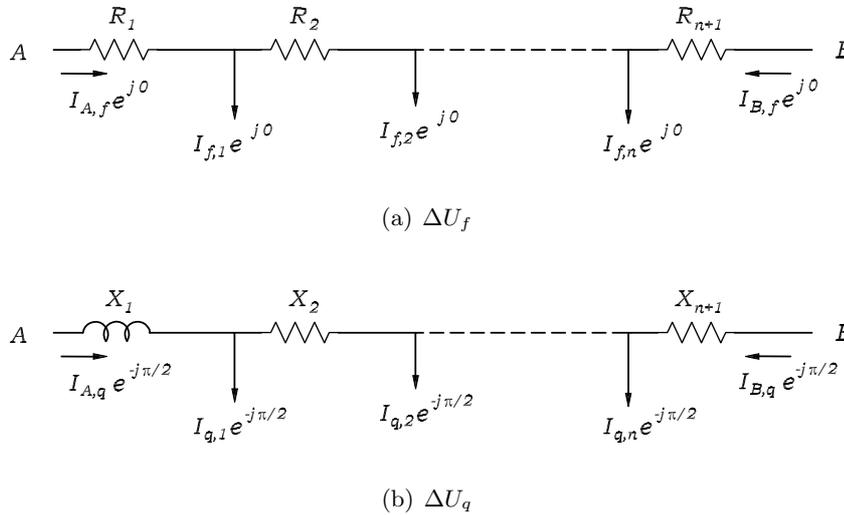


Fig. 7.11 - Cdt in un anello.

deve risultare:

$$\begin{aligned}
 I_{b,A} &= \sqrt{(I_{A,f}^2 + I_{A,q}^2)} \leq I_z(S), \\
 I_{b,B} &= \sqrt{(I_{B,f}^2 + I_{B,q}^2)} \leq I_z(S),
 \end{aligned}
 \tag{7.49}$$

in quanto sono i tronchi iniziali dell'anello ad essere interessati dalle correnti massime. Per le cdt ammissibili, deve essere, ancora una volta,

$$\Delta U_{max}(S) \leq \Delta U_{amm},
 \tag{7.50}$$

in cui la funzione $\Delta U_{max}(S)$ è la (7.48).

Ai fini del dimensionamento, occorre però ancora una volta considerare i motivi che spingono ad adottare una struttura ad anello (cfr. § 7.5.1) e che possono richiedere di dimensionarlo considerando anche il fuori servizio di un tronco. In tal caso, occorre (e basta) prendere in considerazione le due strutture radiali che si ottengono eliminando i due tronchi iniziali, uno alla volta.

7.6 Rete radiale

Il caso di una rete radiale è rappresentato nella Fig. 7.12(a) nella sua forma più semplice e generale. Per i rami derivati, la valutazione delle correnti e delle cdt si conduce come in § 7.4. Per il tronco comune, correnti e cdt sono valutabili

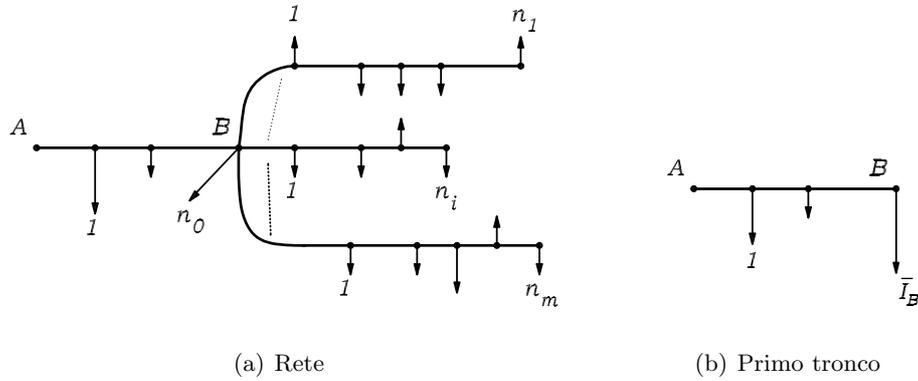


Fig. 7.12 - Cdt in un anello.

con riferimento al circuito di Fig. 7.12(b), in cui (con le stesse ipotesi del § 7.4 circa i fattori di contemporaneità)

$$\bar{I}_B = f_{c,B} \left(\bar{I}_{n_0} + \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^{n_i} \bar{I}_{i,k} \right); \quad (7.51)$$

m è il numero di rami derivati ed n_i è il numero di carichi serviti dall' i -mo ramo derivato. Nella configurazione in esame, il numero delle massime cdt da portare in conto è pari ad m : tali cdt si hanno sugli utilizzatori più lontani dalla sorgente, per ognuno dei rami derivati. Risulta

$$\Delta U_{n_i}^T \leq \Delta U_0 + \Delta U_{n_i}, \quad i = 1, \dots, m, \quad (7.52)$$

in cui ΔU_0 e ΔU_{n_i} sono la massima cdt sul tronco comune AB e sull' i -mo ramo derivato, rispettivamente; la disuguaglianza deriva dalle stesse considerazioni esposte a proposito della (7.25). Ai fini della determinazione delle $\Delta U_{max,i}$ si pone tuttavia:

$$\Delta U_{max,i} = \Delta U_0 + \Delta U_{n_i}, \quad i = 1, \dots, m. \quad (7.53)$$

7.6.1 Portata e cdt ammissibile

Si faccia l'ipotesi che lungo il tronco comune la sezione sia unica (S_0), come pure siano uniche le sezioni lungo i rami derivati (S_i , $i = 1, \dots, m$). In tal caso,

per quanto riguarda correnti di impiego e portate, deve risultare:

$$I_{b,0} = f_{c,A} \sqrt{\left(\sum_{i=0}^m \sum_{k=1}^{n_i} I_{i,k} \cos\varphi_{i,k}\right)^2 + \left(\sum_{i=0}^m \sum_{k=1}^{n_i} I_{i,k} \sin\varphi_{i,k}\right)^2} \leq I_z(S_0), \quad (7.54a)$$

$$I_{b,i} = f_{c,i} \sqrt{\left(\sum_{k=1}^{n_i} I_{i,k} \cos\varphi_{i,k}\right)^2 + \left(\sum_{k=1}^{n_i} I_{i,k} \sin\varphi_{i,k}\right)^2} \leq I_z(S_i), \quad i = 1, \dots, m. \quad (7.54b)$$

Per quanto riguarda invece le cdt ammissibili, deve essere

$$\Delta U_{max,i} = \Delta U_{max,i}(S_0, S_i) \leq \Delta U_{amm}, \quad i = 1, \dots, m \quad (7.55)$$

in cui si è evidenziato che la massima cdt per ognuno dei rami derivati dipende dal valore della sezione del ramo comune e da quello del ramo derivato.

CAPITOLO 8

SCELTA E DIMENSIONAMENTO DELLE APPARECCHIATURE DI MANOVRA E PROTEZIONE

Un impianto elettrico può trovarsi a funzionare in condizioni *normali*, quando correnti e tensioni nelle diverse sezioni dell'impianto determinano sollecitazioni sui componenti che possono essere sopportate indefinitamente

anormali, quando invece correnti e/o tensioni danno luogo a sollecitazioni sui componenti che non possono essere sopportate indefinitamente.

Per quanto riguarda le correnti, le condizioni anormali vengono distinte in

- sovraccarico, che ha luogo in circuiti elettricamente sani,
- corto-circuito, che ha luogo in circuiti guasti.

Per quanto riguarda le tensioni, sovratensioni (tensioni anormali) possono essere di origine:

- interna, relative a fenomeni propri dell'esercizio dei sistemi elettrici,
- esterna, relative a fenomeni che accadono nell'ambiente in cui si trovano i sistemi elettrici.

8.1 Gli effetti delle sovracorrenti sulle linee

È noto che una corrente maggiore della portata può fare innalzare la temperatura dei conduttori oltre la massima temperatura di esercizio.¹ In relazione a ciò, correnti di sovraccarico o di corto-circuito possono perdurare in una linea fin tanto che la sollecitazione termica che ne deriva è sopportabile.

¹ Oltre a sollecitare meccanicamente alcuni particolari tipi di linea, i condotti sbarra. Per questi, la sollecitazione dovuta ad una corrente anormale deve essere sopportabile in relazione alle massime sollecitazioni meccaniche che ne derivano

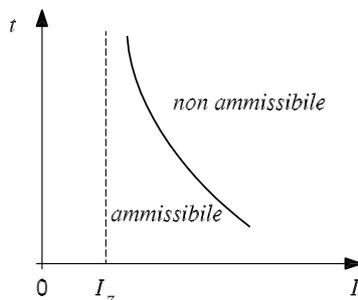


Fig. 8.1 - Curva di sovraccaricabilità di una linea.

8.1.1 Sovraccarico

La durata ammissibile per un sovraccarico dipende da diversi fattori: la temperatura del conduttore precedente all'insorgere del sovraccarico, la temperatura ambiente, la corrente di sovraccarico e le caratteristiche dell'isolamento. In termini generali, un sovraccarico è sopportabile per una durata tanto maggiore quanto

- minore è la corrente
- minore è la temperatura ambiente
- minore è la temperatura iniziale del conduttore
- maggiore è la perdita di vita utile ammissibile per ogni evento di sovraccarico.²

La tipica forma della curva di sovraccaricabilità di una linea in funzione della corrente è riportata in Fig. 8.1 (in scala bilogaritmica), in cui sono evidenziate le zone di sollecitazione ammissibile e non ammissibile; tale curva, tracciata per una linea di specificata sezione e di specificato tipo di isolante, ha come parametri la temperatura ambiente, la temperatura del conduttore prima del sovraccarico, la perdita di vita utile per sovraccarico.

8.1.2 Corto-circuito

Una corrente di corto-circuito è invece sopportabile per una durata di tempo tale che il conduttore non superi la massima temperatura ammessa in corto-circuito. Con alcune ipotesi cautelative circa la temperatura del conduttore prima dell'insorgere del corto-circuito e la temperatura ambiente, la massima temperatura ammessa in corto circuito si traduce nel valor massimo dell'integrale di Joule, o dell'energia specifica, che la linea è in grado di sopportare.

² Nei sistemi di I e di II categoria si ammette che l'insieme degli eventi di sovraccarico possa determinare una perdita di vita utile del 10%.

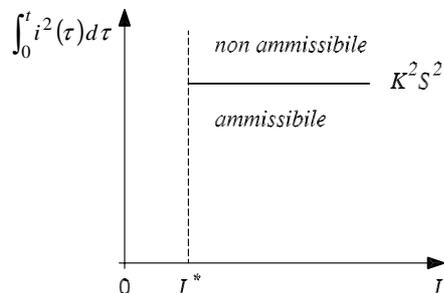


Fig. 8.2 - Energia specifica per una linea.

Questo è una costante per una linea di specificata sezione e di specificato tipo di isolante:

$$\left[\int_0^t i^2(\tau) d\tau \right]^M = K^2 S^2. \tag{8.1}$$

La rappresentazione grafica della (8.1) è riportata in Fig. 8.2, in cui è evidenziato il valore di corrente (I^*) al di sotto del quale il valore massimo dell'integrale di Joule viene raggiunto in tempi maggiori di 5 s, durata limite per poter considerare ancora adiabatici i fenomeni termici rappresentati dalla (8.1).

8.2 Mezzi preventivi e mezzi repressivi

Non è tecnicamente possibile azzerare la probabilità che abbia luogo una condizione anormale. Occorre allora adottare un insieme di provvedimenti che, da un lato, tendano a contenere la probabilità di eventi anormali e l'entità delle corrispondenti correnti e tensioni e, dall'altro, limitino nel tempo e nello spazio le conseguenze di una condizione anormale.

8.2.1 Mezzi preventivi

Per ridurre la probabilità che abbiano luogo correnti anormali, si adottano alcune misure preventive:

- contro il sovraccarico, occorre dimensionare correttamente i componenti e farne un uso corretto
- contro il corto-circuito, occorre adottare isolamenti adeguati a sostenere le sollecitazioni elettriche, termiche e meccaniche.

Per quanto riguarda poi le sovratensioni, sono mezzi preventivi quelli grazie ai quali si tende a contenere l'entità delle sovratensioni di origine interna (messa a terra del neutro, resistenze di smorzamento negli interruttori) ed esterna (funi

di guardia, messa a terra dei sostegni delle linee aeree, schermatura delle stazioni), insieme ad un adeguato proporzionamento degli isolamenti (coordinamento degli isolamenti).

8.2.2 Mezzi repressivi

Mezzi repressivi per limitare le conseguenze di una condizione anormale quando essa è avvenuta consistono nell'installazione di opportuni sistemi di protezione.

Per limitare le conseguenze di correnti anormali, vanno previsti sistemi di protezione sempre contro il corto-circuito, e contro i sovraccarichi se ipotizzabili. Le caratteristiche delle protezioni devono essere coordinate con quelle degli elementi protetti, in modo tale che:

- il sovraccarico, se consentito, non solleciti eccessivamente la linea;
- il corto-circuito sia disalimentato in tempi tali che non fluisca nella conduttura un'energia specifica maggiore del massimo consentito (e non faccia così superare al conduttore la massima temperatura ammessa in corto-circuito).

Dal punto di vista grafico, ciò significa che la caratteristica di intervento della protezione e dell'energia specifica che essa lascia passare (si veda nel seguito di questo capitolo) devono giacere al di sotto della caratteristiche di sovraccaricabilità e di quella del massimo integrale di Joule del componente protetto, rispettivamente.

Le protezioni contro le sovratensioni di origine esterna in spinterometri e scaricatori.

CARATTERISTICHE DEI SISTEMI DI PROTEZIONE

Perchè un sistema di protezione sia efficace occorre che risponda a diversi requisiti. Tra questi, i principali sono:

sensibilità – è l'attitudine a rilevare variazioni, anche relativamente piccole, delle condizioni di funzionamento di un sistema. La sensibilità necessaria può variare in intervalli ampi, in relazione alla destinazione della protezione

selettività – è la capacità del sistema di protezione di escludere dal servizio il solo componente che si trova in condizioni anormali di funzionamento. In termini generali, la selettività consente di limitare nello spazio (inteso come numero di componenti interessati) la propagazione degli effetti di una condizione anormale.

tempestività – è la capacità di intervenire sempre e solo al momento opportuno.

In prima istanza, la tempestività si può tradurre in rapidità di intervento; può essere tuttavia preferibile un certo ritardo, sia per preservare la

selettività delle protezioni, sia per evitare che condizioni anormali di breve durata determinino un non necessario intervento. In termini generali, grazie alla tempestività si contiene a valore opportuno la propagazione nel tempo degli effetti di una condizione anormale.

autonomia – il sistema di protezione deve essere indipendente dalla struttura della rete e dalle condizioni di funzionamento della stessa; deve essere cioè in grado di funzionare correttamente in tutte le configurazioni e condizioni di carico possibili senza che ciò richieda la modifica della taratura dei relè

sicurezza di funzionamento – occorre che l'energia necessaria al funzionamento della protezione sia sempre disponibile, anche, e soprattutto, quando il sistema/componente protetto è in condizioni di funzionamento anormale. Ad esempio, tale energia è prelevata da una fonte indipendente dal sistema protetto, quale una batteria di accumulatori (che può tuttavia ricaricarsi dal sistema protetto quando questo si trova in condizioni normali) o un elemento elastico precaricato.

8.3 Sistemi di protezione contro le sovracorrenti

Si utilizzano interruttori in aria a deionizzazione, nel vuoto, in gas (SF_6) con relè di corrente, e fusibili; nei sistemi di II categoria si utilizzano anche interruttori a volume di olio ridotto.

Nei sistemi di categoria 0 e I si utilizzano interruttori automatici

- per usi domestici e similari, in aria (solo in alternata e per tensioni fino a 440 V)
- interruttori automatici cosiddetti per usi industriali (in aria, in vuoto, in gas)

8.3.1 Interruttori automatici per usi domestici e similari

Tali interruttori vengono utilizzati per la protezione contro le sovracorrenti in impianti domestici, nel terziario, in applicazioni industriali di piccola potenza, in corrente alternata. Con la qualifica di usi *domestici e similari* si intendono (Norma CEI EN 60898 (CEI 23/3)) interruttori utilizzabili da persone non addestrate, che non richiedono manutenzione, non tarabili dall'utilizzatore e non destinati alla protezione di motori.

L'automatismo è garantito da un relè termico a tempo inverso per la protezione dai sovraccarichi, e da un relè magnetico ad intervento istantaneo per la protezione dal corto circuito.

In relazione alle distanze in aria e superficiali prescritte, gli interruttori di cui si tratta sono considerati adatti al sezionamento.

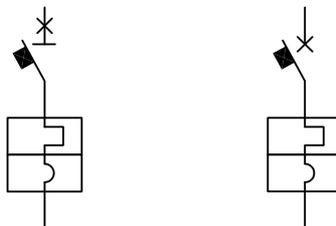


Fig. 8.3 - Segno grafico per gli interruttori automatici per usi domestici e similari.

I segni grafici utilizzati per la rappresentazione di un interruttore per usi domestici e similari sono riportati nella Fig. 8.3; si noti che non sempre è indicata la funzione di sezionamento, pur essendo questa assicurata dalla rispondenza alla Norma CEI citata.

Le principali grandezze caratteristiche di un interruttore del tipo in esame sono (cfr. Norma CEI EN 60898):

tensione nominale (di impiego), U_e – valori normali della tensione nominale sono:

- interruttori unipolari: 230 V e 230/400 V
- interruttori bipolari: 230 V e 400 V
- interruttori tri- e quadripolari: 400 V

corrente nominale, I_n – corrente che l'interruttore è destinato a portare in servizio ininterrotto ad una temperatura ambiente di riferimento (normalmente 30 C); il massimo valore della corrente nominale prevista per questo tipo di interruttore è 125 A. Nel campo da 6 A a 125 A i valori di I_n sono preferibilmente 6–10–13–16–20–25–32–40–50–63–80–100–125 A; in commercio sono poi disponibili altri valori per piccole correnti (a partire da 0,5 A)

potere di corto-circuito nominale (estremo), I_{cn} – valore efficace della componente alternata della corrente di corto-circuito presunta³ che l'interruttore è capace di stabilire, portare ed interrompere in condizioni specificate, relative in particolare al fattore di potenza del circuito; il massimo valore previsto per questo tipo di interruttori è 25000 A. Valori normalizzati sono 1500⁴–3000–4500–6000–10000–15000–20000–25000 A.

Per questi interruttori, le Norme CEI non fanno alcuna distinzione fra potere di apertura e potere di chiusura.

³ Corrente che circolerebbe nel circuito se ogni polo dell'interruttore fosse sostituito da una connessione di impedenza trascurabile.

⁴ Solo per circoscritte applicazioni - cfr. Norma CEI 60898

corrente convenzionale di non intervento, I_{nf} – valore di corrente che non provoca l'intervento dell'interruttore per un intervallo di tempo convenzionale (1 h per $I_n \leq 63$ A, 2 h per $I_n > 63$ A). Per questi interruttori, è $I_{nf} = 1,13 I_n$

corrente convenzionale di intervento (termica), I_f – valore di corrente che provoca l'intervento dell'interruttore entro un intervallo di tempo convenzionale (come per I_{nf}). Per questi interruttori, è $I_f = 1,45 I_n$

corrente di intervento istantaneo (magnetica) – minimo valore di corrente che provoca l'intervento dell'interruttore senza ritardo intenzionale. Sono definite tre tipi di caratteristiche, per i quali la corrente di intervento istantaneo ricade nei limiti indicati

caratteristica	corrente di intervento istantaneo
B	maggiore di $3 I_n$ e fino a $5 I_n$ incluso
C	maggiore di $5 I_n$ e fino a $10 I_n$ incluso
D	maggiore di $10 I_n$ e fino a $20 I_n$ incluso

CARATTERISTICA DI INTERVENTO

La caratteristica di intervento di un interruttore automatico è fornita dal costruttore in veste grafica, e riporta sulle ascisse la corrente (presunta) e sulle ordinate il tempo (o durata) di intervento dell'interruttore. Tale *durata di intervento* è l'intervallo di tempo tra l'istante nel quale la corrente raggiunge il valore che provoca l'azione dello sganciatore (relè) di sovracorrente e l'istante in cui il comando di apertura diventa irreversibile; esso viene usualmente confuso con la *durata di apertura*, computata a partire dallo stesso istante e fino all'istante in cui i contatti sono separati in tutti i poli. È invece *durata di interruzione* l'intervallo di tempo, ancora tra l'istante nel quale la corrente raggiunge il valore che provoca l'azione dello sganciatore e l'istante dell'estinzione definitiva dell'arco in tutti i poli.

La caratteristica di intervento risponde a specifici requisiti normativi. Per gli interruttori in esame, per date correnti i tempi di intervento ricadono in determinati intervalli. Come esempio, nella Fig. 8.4 sono riportati tali intervalli per un interruttore automatico con $I_n \leq 32$ e caratteristica dello sganciatore istantaneo di tipo C. Nella stessa figura, è anche riportato un esempio di curve fornite dal costruttore; si tratta di due curve, una dei tempi minimi e una dei tempi massimi di intervento.

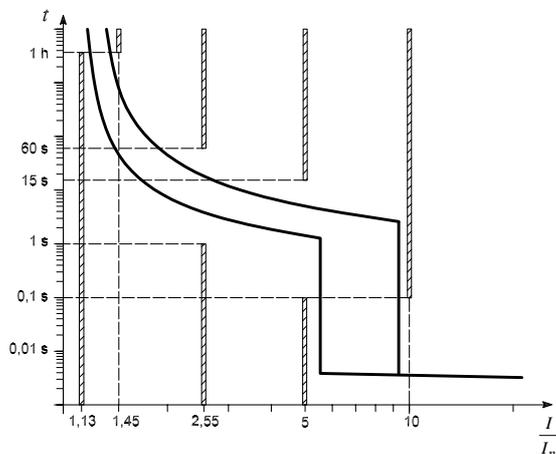


Fig. 8.4 - Caratteristica di intervento di un interruttore automatico per usi domestici e similari - $I_n \leq 32$; curva C.

CARATTERISTICA DELL' I^2t

L'energia specifica che un interruttore lascia passare è pari all'integrale di Joule esteso alla durata di interruzione d_i , indicato con il simbolo I^2t :

$$I^2t = \int_{d_i} i^2(\tau) d\tau. \quad (8.2)$$

Il costruttore fornisce la curva dei valori massimi di I^2t in funzione della corrente presunta di corto-circuito (valore efficace della componente simmetrica).⁵ Un esempio di caratteristica dell' I^2t è riportato in Fig. 8.5; la caratteristica è limitata inferiormente a valori di corrente che vengono interrotti entro al più 5 s, e superiormente al potere di corto-circuito nominale.

Gli interruttori con sganciatore magnetico di tipo B e C con corrente nominale fino a 32 A e con potere di corto-circuito nominale da 3000 a 10000 A possono essere classificati secondo il massimo valore dell' I^2t lasciato passare.

8.3.2 Interruttori automatici (per usi industriali)

Questi interruttori vengono utilizzati nei sistemi elettrici di categoria 0 e I (tensioni nominali fino a 1000 V in corrente alternata e fino a 1500 V in corrente continua). L'apertura automatica è determinata dall'intervento di sganciatori (relè) di sovracorrente, di minima tensione, di corrente/potenza inversa, o di

⁵ Ai fini della determinazione della selettività in corto-circuito, è utile disporre anche del minimo valore dell'energia specifica che attiva lo sganciatore - cfr. §??.

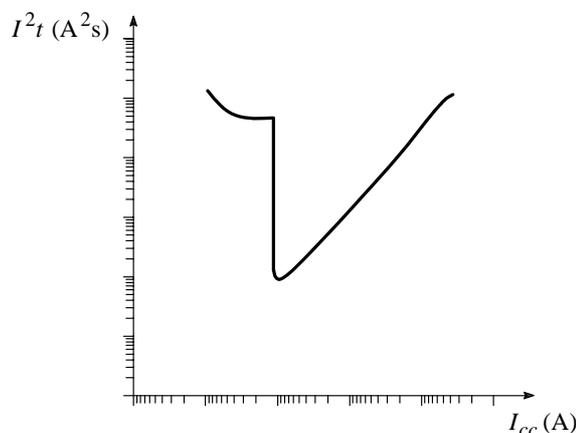


Fig. 8.5 - Caratteristica dell' I^2t per un interruttore automatico per usi domestici e similari.

altri dispositivi. Le tarature degli sganciatori per questi interruttori possono essere regolabili, a cura dell'utilizzatore.

Esempi di rappresentazione grafica di un interruttore automatico (per usi industriali) sono riportati nella Fig. ???. Si noti

CARATTERISTICHE PRINCIPALI

Per questi interruttori, l'idoneità al sezionamento può non essere garantita; nel caso lo sia, essa è indicata con l'apposito simbolo. Le principali grandezze caratteristiche di un interruttore automatico (per usi industriali) sono (cfr. Norma CEI EN 60947-2):

tensione nominale di impiego, U_e – tensione a cui è riferito l'uso dell'interruttore; è la tensione ai capi del polo, per apparecchi unipolari, e la tensione tra le fasi (concatenata) negli altri casi.

taglia – gruppo di interruttori con dimensioni esterne comuni ad una gamma di correnti nominali (con la larghezza che può variare in funzione del numero di poli)

interruttore limitatore – interruttore automatico con tempo di interruzione tale da impedire che la corrente di cortocircuito raggiunga il valore di picco della corrente presunta

categoria di utilizzazione – se di categoria (A) B, l'interruttore (non) è previsto per operare selettivamente in corto-circuito con altri dispositivi posti a valle per mezzo di ritardo intenzionale, che può essere anche regolabile

Tabella 8.1 - Rapporto minimo fra I_{cm} e I_{cu}

I_{cu} [kA]	fattore di potenza	n
$4,5 \leq I_{cu} \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I_{cu} \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I_{cu} \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I_{cu} \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I_{cu}$	0,2	2,2

corrente nominale, I_n – corrente che l'interruttore può portare nel servizio ininterrotto (durate superiori a 8 ore), altrimenti indicata con I_u (essa è anche pari alla corrente termica convenzionale in aria libera, I_{th}).

potere di interruzione nominale estremo (in cortocircuito), I_{cu} – corrente l'interruttore è capace di interrompere senza che esso garantisca la ripresa del servizio dopo l'intervento. In corrente alternata, si fa riferimento al valore efficace della componente sinusoidale della corrente di cortocircuito presunta.

potere di interruzione nominale di servizio (in cortocircuito), I_{cs} – corrente (cfr. I_{cu}) che l'interruttore è capace di interrompere garantendo la ripresa del servizio dopo l'intervento. È pari almeno al 25% di I_{cu} per gli interruttori di categoria A ed al 50% di I_{cu} per gli interruttori di categoria B, o ad almeno 50 kA.

corrente nominale ammissibile di breve durata, I_{cw} – corrente (cfr. I_{cu}) che l'interruttore può portare in posizione di chiuso in un intervallo di tempo specificato, pari almeno a 0,05 s (sono previsti tempi fino a 1 s).

potere di chiusura nominale (in cortocircuito), I_{cm} – picco massimo della corrente di cortocircuito presunta che l'interruttore è capace di stabilire in circuiti che hanno, in alternata, uno specificato fattore di potenza, e, in continua, una specificata costante di tempo. In corrente continua, I_{cm} è almeno pari a I_{cu} ; in corrente alternata, esso è almeno pari a I_{cu} moltiplicato per il fattore **n** riportato nella Tabella 8.1.

SGANCIATORI DI SOVRACORRENTE

Uno sganciatore di sovracorrente può essere:

istantaneo – l'intervento ha luogo senza alcun ritardo intenzionale

a ritardo fisso – l'intervento è ritardato intenzionalmente, con ritardo regolabile o meno, indipendente dalla sovracorrente

Tabella 8.2 - Correnti e tempi convenzionali per interruttori automatici

corrente convenzionale di non intervento	corrente convenzionale di intervento	tempo convenzionale
1,05 volte la corrente regolata	1,30 volte la corrente regolata	1 h per $I_n \leq 63$ A 2 h per $I_n > 63$ A

a tempo inverso – il tempo di intervento decresce al crescere della corrente, e può o meno dipendere dalla corrente precedente; inoltre, esso può essere regolabile

Gli sganciatori di sovracorrente a tempo inverso, alla temperatura di riferimento (30 °C, se non diversamente specificato), garantiscono il non intervento e l'intervento per le correnti convenzionali nei tempi convenzionali indicati nella Tabella 8.3.2. La Norma CEI EN 60947-2 non introduce alcuno specifico simbolo per queste correnti; è pratica comune indicarli con gli stessi simboli introdotti dalla Norma CEI EN 60898 (cfr. § 8.3.1), I_{nf} e I_f rispettivamente.

CARATTERISTICA DI INTERVENTO

Il costruttore fornisce, con tabelle e grafici, la caratteristica di intervento degli sganciatori, con l'indicazione della eventuale regolabilità delle tarature di correnti e tempi di intervento. Esempi di caratteristiche grafiche sono riportate nella Fig. 8.6. Si nota, in particolare, l'indicazione dei tempi minimi e massimi di intervento per sganciatori a tempo inverso dipendente dalla corrente precedente (sganciatori termici a freddo e a caldo). Gli sganciatori a microprocessore consentono una grande libertà nella realizzazione della curva di intervento, con aspetti della caratteristica non realizzabili con sganciatori ad effetto magnetotermico, quale ad esempio il tratto a I^2t costante.

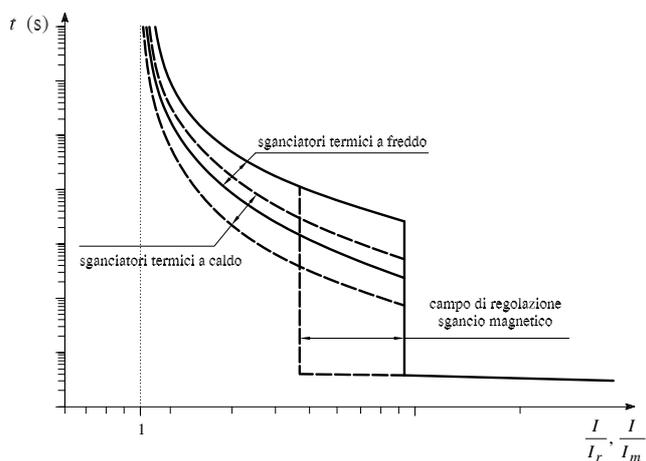
CARATTERISTICA DELL' I^2t

Anche per gli interruttori automatici (per usi industriali) come per quelli per usi domestici e similari, il costruttore fornisce la curva dell' I^2t ; un esempio è riportato nella Fig. 8.7.

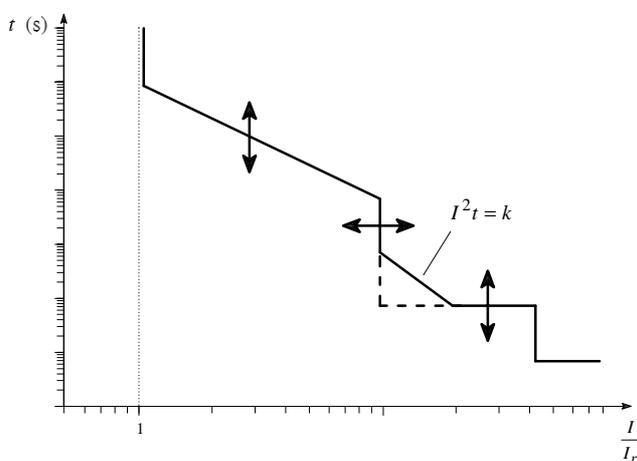
CARATTERISTICA DI LIMITAZIONE

Nel semplice circuito di Fig. 8.8, la corrente $i(t)$ è data da:

$$i(t) = \frac{E_M}{Z} \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) - \frac{E_M}{Z} \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (8.3)$$



(a) Sganciatore magnetotermico (I_r = taratura dello sganciatore termico, frazione di $I_n - I_m$ = taratura dello sganciatore magnetico, multiplo di I_n)



(b) Sganciatore a microprocessore (I_r = frazione, regolabile, di I_n)

Fig. 8.6 - Caratteristiche di intervento di sganciatori per interruttori automatici.

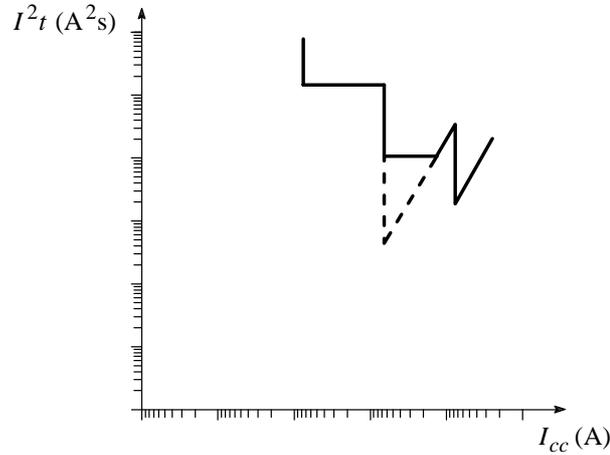


Fig. 8.7 - Caratteristica dell' I^2t per un interruttore automatico (per usi industriali).

in cui

$$X = \omega L, \quad Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \quad \varphi = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right), \quad \tau = \frac{L}{R}. \quad (8.4)$$

Osservando che l'andamento della $i(t)$ dipende dall'angolo α , cioè dal valore della tensione all'instaurarsi del cortocircuito, si riconosce che il massimo valore di picco possibile della corrente di cortocircuito presunta, \hat{I} , si determina attraverso lo studio delle derivate parziali della funzione $i = i(\alpha, t)$ rispetto ad α e t . Il massimo valore di picco \hat{I} può essere espresso in funzione del valore efficace della componente sinusoidale della stessa corrente, I , con la formula ⁶

$$\hat{I} = \hat{k}\sqrt{2}I, \quad \hat{k} = 1 + \operatorname{sen}\varphi e^{-\frac{\pi/2+\varphi}{\tan\varphi}}. \quad (8.5)$$

La relazione (8.5) è rappresentata dalla spezzata nella Fig. 8.9; ogni tratto è relativo ad un intervallo di valori di I ed è caratterizzato dal valore del fattore di potenza (proprio) del circuito,

$$\cos\varphi = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)\right); \quad (8.6)$$

⁶ Per le reti reali, le Norme CEI suggeriscono alcune formule per il calcolo (approssimato) del fattore \hat{k} . Ad esempio, per cortocircuiti alimentati da reti non magliate, la formula proposta è $\hat{k} \simeq k = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3R}{X}}$, in cui R ed X sono la parte reale ed il coefficiente immaginario dell'impedenza equivalente vista dal punto di cortocircuito.

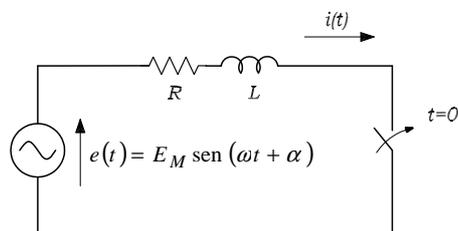


Fig. 8.8 - Studio del cortocircuito.

gli intervalli di valori di I ed $\cos\varphi$ sono quelli riportati nella Tabella 8.1. Gli interruttori limitatori hanno la caratteristica di limitare il valore di picco della corrente di cortocircuito rispetto al valore massimo teorico. Questa caratteristica, se posseduta dall'interruttore, è indicata dal costruttore attraverso la "curva di limitazione", che riporta il valore di picco della corrente limitata in funzione del valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito presunta. Un esempio di curva di limitazione è la curva continua nella Fig. 8.9.

8.3.3 Fusibili

8.4 Protezione dal sovraccarico

La protezione di una linea dal sovraccarico si realizza, in termini generali, assicurando che per nessun valor di corrente il tempo per cui esso perdura sia tale che il punto (I, t) cada nella zona *non ammissibile* della Fig. 8.1. A tale protezione ben si prestano i relè ad effetto termico. Fra l'altro, la caratteristica di tali sganciatori risente delle condizioni di funzionamento pregresse; uno stesso sovraccarico in un conduttore freddo può essere tenuto più a lungo che a in un conduttore già caldo, ed i tempi di interventi di uno sganciatore termico a freddo sono più lunghi che a caldo (si veda ad esempio la Fig. 8.6(a)).

Per gli impianti di categoria 0 e I, la Norma CEI 64-8/4

8.5 Protezione dal corto-circuito

8.6 Selettività

8.7 Quadri elettrici

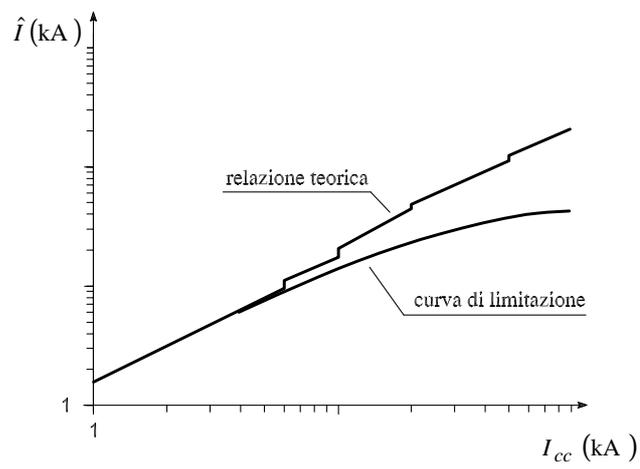


Fig. 8.9 - Curva di limitazione.

CAPITOLO 9

**DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO DI
TERRA**

Parte III

Documentazione di progetto

CAPITOLO 10

DOCUMENTAZIONE

INDICE

PARTE I	INTRODUZIONE	1
1	Impianti elettrici, disposizioni legislative e norme tecniche	3
1.1	Generalità	3
1.2	Principali disposizioni legislative	3
1.3	Norme CEI	6
2	Definizioni e classificazioni	9
2.1	Generalità	9
2.2	Alcune definizioni	9
2.3	Alcune classificazioni	14
3	Criteri fondamentali della progettazione degli impianti elettrici	19
3.1	Caratteristiche di un impianto e scelte progettuali soggettive .	19
PARTE II	PRINCIPALI FASI DELLA PROGETTAZIONE	23
4	Valutazione del fabbisogno elettrico	25
4.1	Diagrammi di carico	25
4.2	Indici descrittivi e parametri dei carichi	27
4.3	Potenza di dimensionamento e suo sviluppo nel tempo	30
4.4	Carichi ordinari, preferenziali e privilegiati	30
5	Scelta della struttura del sistema	33
5.1	Schema di rete	33
5.2	Scelta dei livelli di tensione e del numero dei centri di alimentazione	35
6	Rifasamento	41
6.1	Generalità	41
6.2	Effetti delle correnti reattive induttive	43
6.3	Mezzi per la produzione di potenza reattiva induttiva	45
6.4	Inserzione e disinserzione dei condensatori di rifasamento . . .	47
6.5	Il rifasamento negli impianti utilizzatori	51
6.6	Il rifasamento nei sistemi di distribuzione pubblica	55

7	Calcolo elettrico	57
7.1	Corrente di impiego, portata e sezione dei conduttori	57
7.2	Variazione di tensione e caduta di tensione	58
7.3	Caduta di tensione e sezione dei conduttori	62
7.4	Linea con carichi lungo il percorso	65
7.5	Linea alimentata ai due estremi con tensioni uguali	69
7.6	Rete radiale	73
8	Scelta e dimensionamento delle apparecchiature di manovra e protezione	77
8.1	Gli effetti delle sovracorrenti sulle linee	77
8.2	Mezzi preventivi e mezzi repressivi	79
8.3	Sistemi di protezione contro le sovracorrenti	81
8.4	Protezione dal sovraccarico	90
8.5	Protezione dal corto-circuito	90
8.6	Selettività	90
8.7	Quadri elettrici	90
9	Dimensionamento dell'impianto di terra	93
PARTE III DOCUMENTAZIONE DI PROGETTO		95
10	Documentazione	i