

Atto n. 34/06

**REGOLE TECNICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE
DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ALTA E MEDIA TENSIONE**

Documento per la consultazione

5 dicembre 2006

Premessa

Il presente documento per la consultazione si colloca nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2004, n. 136/04 (di seguito: procedimento 136), e si ricollega ai due precedenti documenti per la consultazione pubblicati, rispettivamente, in data 1 agosto 2005 e 2 agosto 2006, recanti gli orientamenti dell'Autorità relativamente all'adozione di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione (di seguito: RTC).

In particolare, nel documento per la consultazione 2 agosto 2006, l'Autorità ha reso nota la costituzione di un gruppo di lavoro tecnico presso il Comitato elettrotecnico italiano (di seguito: gruppo CEI 136) in cui è confluita l'attività di natura specialistica del citato procedimento volta all'elaborazione di una regola tecnica di riferimento per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e in media tensione (di seguito: regola tecnica di riferimento). Tale regola tecnica di riferimento costituisce il corpo tecnico di riferimento per l'adozione, da parte delle imprese distributrici, delle RTC in conformità alle direttive in materia che saranno adottate dall'Autorità (dette direttive hanno costituito il principale oggetto dei due citati processi di consultazione).

Con il presente documento, l'Autorità intende portare all'attenzione dei soggetti interessati la regola tecnica di riferimento, come sottoposta ad inchiesta pubblica da parte del CEI (www.ceiweb.it) e allegata anche al presente documento (Allegato A), intendendo, inoltre, sottoporre a consultazione i propri orientamenti relativi all'ambito di applicazione delle RTC (che saranno adottate dalle imprese distributrici al termine del procedimento 136).

Per quanto attiene più specificatamente alle citate direttive, l'Autorità ritiene che i due precedenti processi di consultazione abbiano consentito di raccogliere sufficienti elementi per procedere alla loro elaborazione che potrà avvenire, comunque, una volta concluso il periodo di inchiesta pubblica delle RTC.

Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire al CEI, nei termini indicati dal medesimo, le osservazioni e proposte circa la regola tecnica di riferimento e, all'Autorità, per iscritto, le osservazioni e proposte circa gli ulteriori elementi indicati nel presente documento entro e non oltre il 31 marzo 2007, termine improrogabile di chiusura della consultazione.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Energia Elettrica

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 0265565336

fax 0265565222

e-mail: energiaelettrica@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1. **Esiti del procedimento di consultazione pubblicato in data 2 agosto 2006**

Con il documento per la consultazione del 2 agosto 2006, recante uno schema di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione (di seguito: documento per la consultazione del 2 agosto 2006), l'Autorità ha ritenuto opportuno sottoporre alla consultazione un nuovo schema di direttive rispetto a quello posto in consultazione in data 1 agosto 2005 tenendo conto degli esiti di tale processo di consultazione, nonché delle evoluzioni nell'ambito del procedimento 136 riguardanti, essenzialmente, l'istituzione del gruppo CEI 136.

Inoltre, nel documento per la consultazione 2 agosto 2006 l'Autorità ha posto in consultazione alcuni orientamenti relativi al coordinamento tra le direttive dell'Autorità e la regola tecnica di riferimento, allora ancora in corso di elaborazione presso il CEI, nonché alcuni orientamenti circa la razionalizzazione e l'unificazione dei diversi atti regolanti gli aspetti procedurali, tecnici ed economici del servizio di connessione.

In particolare, si richiama il fatto che:

- a) in materia di coordinamento tra direttive dell'Autorità e regola tecnica di riferimento, l'Autorità ha indicato che la regola tecnica di riferimento potrebbe costituire una regola direttamente applicabile dalle imprese distributrici, a queste ultime spetterebbe solo il compito di predisporre l'eventuale completamento delle prescrizioni contenute nella regola di riferimento con le informazioni operative necessarie. Rimarrebbero invece assoggettate all'approvazione dell'Autorità (eventualmente sentito il CEI) unicamente le regole tecniche per la connessione che dovessero recare, stante le eventuali peculiarità di esercizio, disposizioni diverse/ulteriori rispetto alla regola tecnica di riferimento. Infine, come conseguenza dell'introduzione della regola tecnica di riferimento, l'Autorità ha indicato che le direttive, oggetto di consultazione in data 1 agosto 2005, avrebbero potuto essere ridotte ai principi e ai criteri essenziali per l'elaborazione della regola tecnica di riferimento;
- b) per quanto attiene alla convergenza dei diversi atti normativi relativi all'erogazione del servizio di connessione, è intenzione dell'Autorità intraprendere un percorso che possa condurre ad una visione unitaria della materia, attraverso l'emanazione di un Testo integrato del servizio di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica – Testo integrato per la connessione.

In linea generale, tutti i soggetti hanno espresso grande apprezzamento in ordine all'attribuzione al CEI dell'elaborazione della regola tecnica di riferimento unitamente alla previsione dell'elaborazione di un testo integrato per le connessioni alle reti di distribuzione.

Più in particolare, le imprese distributrici hanno evidenziato:

- a) la necessità di consentire un sufficiente margine di flessibilità nell'adozione delle regole tecniche di connessione rispetto alla regola tecnica di riferimento anche in funzione delle peculiarità che caratterizzano le singole reti elettriche oltre che il territorio interessato;
- b) che le regole tecniche che risulteranno dal procedimento 136 non dovrebbero trovare applicazione per quanto riguarda la connessione tra reti di differenti imprese distributrici concordando, quindi, con l'orientamento indicato dall'Autorità che le modalità tecniche per la connessione tra reti di distribuzione siano determinate sulla base di accordi tra le stesse imprese distributrici interessate;
- c) la non essenzialità della messa a disposizione degli utenti della rete, nel limite delle esigenze di sicurezza e di riservatezza, delle informazioni relative alla rappresentazione geografica della rete di distribuzione nell'intorno del punto di connessione, rientrando comunque negli

- obblighi del distributore fornire le necessarie informazioni in merito quando queste siano funzionali all'esercizio dell'impianto di rete;
- d) la futura armonizzazione dei diversi corpi normativi relativi al servizio di connessione dovrebbe tenere conto delle caratteristiche positive in termini di efficienza, efficacia e stabilità delle condizioni di cui al provvedimento Cip n. 42/86;
 - e) per quanto riguarda il periodo transitorio intercorrente tra la data di pubblicazione della regola tecnica di riferimento e l'operatività della stessa, è da ritenersi congruo un periodo massimo di 9 mesi.

Gli utenti della rete hanno invece sottolineato in maniera particolare:

- a) l'esigenza che i soggetti produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili debbano essere parte attiva nella concertazione della soluzione di connessione alla rete che l'impresa distributrice propone. In particolare, si propone che l'impresa distributrice renda disponibili le ripartizioni dei costi tra utente e impresa distributrice (quindi tra utente e sistema elettrico) in relazione alle diverse soluzioni di connessione possibili;
- b) che il rifacimento delle connessioni esistenti, dovrebbe essere guidato unicamente da richieste dall'utente della rete e non dalle scelte effettuate dalle imprese distributrici;
- c) per quanto riguarda il periodo transitorio intercorrente tra la data di pubblicazione della regola tecnica di riferimento e l'operatività della stessa, gli utenti della rete ritengono congruo un periodo massimo di 6 mesi.

Infine, è da osservare che uno degli argomenti maggiormente dibattuti nei due precedenti processi di consultazione è stato l'ambito di applicazione delle regole tecniche di connessione circa il quale risulta necessario fornire adeguati orientamenti.

2. Rapporto tra le RTC e le disposizioni di cui alle deliberazioni dell'Autorità n. 4/04 e n 247/04

Come noto, con la deliberazione n. 247/04 sono state definite le regole per l'accesso agli indennizzi automatici da parte dei clienti finali e altre utenze alimentati in media tensione, a fronte di interruzioni lunghe senza preavviso sulla base di quanto stabilito dalla deliberazione n. 4/04. In particolare, hanno diritto ad indennizzi automatici in caso del verificarsi di interruzioni lunghe senza preavviso (secondo quanto definito dall'Autorità) quei clienti finali che adeguino i propri impianti¹ mediante l'installazione di opportune apparecchiature di protezione sul punto di connessione (ovvero che adottino particolari misure di carattere manutentivo del proprio impianto) conformemente a condizioni stabilite dalle imprese distributrici (di seguito: condizioni 247/04). Alternativamente, secondo quanto stabilito dalla deliberazione n. 247/04, gli utenti della rete possono scegliere di non acquisire il diritto di accedere al predetto sistema di indennizzi automatici non adeguandosi alle condizioni 247/04 e versando un "corrispettivo tariffario specifico" (CTS).

Le RTC adottate in esito al procedimento 136 ricomprenderanno, tra l'altro, con particolare riferimento agli utenti esistenti, anche le condizioni 247/04 (eventualmente modificate e integrate a valle dei relativi procedimenti di inchiesta pubblica e di consultazione): infatti, come già accennato, si sottolinea che le condizioni 247/04, di fatto, sono riconducibili ad elementi di una regola tecnica di connessione. Pertanto, per effetto di quanto sopra indicato, gli utenti della rete che rispetteranno le RTC potranno attestare di conseguenza l'adeguatezza alle condizioni 247/04 acquisendo il diritto all'accesso al sistema di indennizzi automatici regolato dalla deliberazione n. 247/04.

¹ L'adeguamento è attualmente attestato tramite la presentazione all'impresa distributrice di una "dichiarazione di adeguatezza".

Ad ogni modo, l'adozione delle RTC in esito al procedimento 136, determina un problema di carattere più generale per il quale la scelta di adeguarsi o meno alle disposizioni delle RTC non dovrebbe essere lasciata alla disponibilità degli utenti della rete. In altre parole, le RTC dovrebbero essere applicate senza discriminazione nei confronti di tutti gli utenti della rete. Il problema, semmai, è quello di gestire il processo di adeguamento degli impianti in maniera graduale a partire da una situazione in cui un numero rilevante di utenti della rete non rientra nel rispetto delle condizioni stabilite nelle RTC.

Di fronte a tale problema assume particolare rilevanza la definizione dell'ambito di applicazione delle RTC: tale definizione deve essere tale da condurre il sistema elettrico verso una situazione di rispetto delle RTC per tutti gli utenti della rete secondo principi di gradualità soprattutto dal punto di vista degli impatti economici correlati agli interventi di adeguamento degli impianti.

Ovviamente, un simile processo determinerà un numero sempre crescente di soggetti che acquisiscono il diritto all'accesso al sistema di garanzia di indennizzi automatici delineato dalle deliberazioni n. 4/04 e n. 247/04, fermo restando il fatto che utenti di rete che non rientrano da subito nell'ambito di applicazione delle RTC (come definito nel paragrafo seguente) potranno comunque adeguare i propri impianti secondo quanto definito delle medesime RTC, ovvero versare il corrispettivo tariffario specifico, al fine di accedere al citato sistema di indennizzi automatici.

3. Orientamenti dell'Autorità circa l'ambito di applicazione delle regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica

È orientamento dell'Autorità che le disposizioni di cui alle RTC si applichino, a partire dall'1 gennaio 2008, integralmente (applicazione integrale) od unicamente in riferimento a determinati punti specifici delle medesime (applicazione parziale) secondo quanto di seguito indicato.

APPLICAZIONE INTEGRALE DELLE RTC		
Caso I1	Richieste di nuove connessioni	
Caso I2	Sostituzione della stazione AT o della cabina MT	
Caso I3	Spostamento (fisico) del punto di connessione	
APPLICAZIONE PARZIALE DELLE RTC (PER UTENTI MT²)		
	Utenti passivi	Utenti attivi
Caso P1	Aumento della consistenza della rete MT di utente tale da fare superare le soglie (in termini di estensione) oltre le quali è prevista la presenza della protezione direzionale per guasto a terra	
Caso P2		Qualunque aumento della potenza degli impianti di produzione (intesa come potenza dei macchinari di produzione dell'energia elettrica). In tali casi, l'utente dovrà (su richiesta dell'impresa distributrice, per le soglie di potenza previste nelle RTC) provvedere ad adeguare il proprio sistema di protezione di interfaccia ai fini della compatibilità del medesimo con i sistemi di controllo della rete atti a prevenire il funzionamento in isola indesiderata
Caso P3	Aumento della potenza disponibile (secondo quanto indicato nelle Tabelle n. 2A e n. 2B)	
Caso P4	Passaggio della gestione dello stato del neutro delle reti di distribuzione da neutro isolato a neutro compensato (secondo quanto indicato nella Tabella n. 2B)	

Tabella n. 1 – Ambito di applicazione delle RTC

² Partendo dal presupposto che l'adeguamento alle RTC degli Utenti AT non dovrebbe presentare particolari criticità (date le caratteristiche evolute di tali impianti per quanto concerne la connessione alle reti elettriche), quanto indicato di seguito riguarda esclusivamente gli utenti in MT.

Livello finale di potenza disponibile (Pd)	Verifiche/adequamenti necessari
<= 400 kW	Nei casi in cui successivamente al 1 gennaio 2007 siano stati richiesti aumenti di potenza di almeno 50 kW complessivi, gli utenti di rete sono tenuti ad installare un dispositivo generale (DG) conforme alle disposizioni di cui alle medesime RTC ³ qualora connessi a porzioni di rete esercite con regimi di neutro e valori di correnti di guasto a terra compatibili con le prestazioni del citato dispositivo.

Tabella n. 2A – Applicazione delle RTC per aumenti di potenza disponibile di utenti MT

S1. *Si ritiene che le disposizioni di cui alla Tabella n. 2A debbano essere adottate anche per gli utenti localizzate in aree i cui sia sopravvenuto, a partire dall'1 gennaio 2007, il cambio dello stato del neutro da isolato a compensato, pur in assenza di aumenti di potenza ?*

Livello finale di potenza disponibile (Pd)	Verifiche/adequamenti necessari	
> 400 kW	Nel caso in cui successivamente al 1 gennaio 2007: a) siano stati richiesti aumenti di potenza di qualsiasi entità tali da far superare la soglia di 400 kW di potenza disponibile, o b) siano stati richiesti aumenti di potenza di almeno 100 kW complessivi, o c) sia sopravvenuto il cambio dello stato del neutro.	
	<i>Utente con DG costituito da interruttore di manovra sezionatore (IMS) con fusibili</i>	L'utente è tenuto ad installare un DG e un sistema di protezione generale (SPG) rispondenti a quanto previsto nelle RTC per nuovi impianti
	<i>Utente con DG costituito da interruttore automatico comandato da SPG</i>	L'utente è tenuto alla verifica di rispondenza di DG e SPG ai requisiti di cui alle RTC per nuovi impianti: i) qualora i requisiti di DG e SPG siano rispettati, l'utente deve trasmettere all'impresa distributrice una dichiarazione di rispondenza ai predetti requisiti ii) qualora il rispetto dei requisiti sia verificato unicamente per il DG, l'utente è tenuto ad installare un nuovo SPG iii) qualora non sia verificato il rispetto dei requisiti per il DG, l'utente è tenuto ad installare un nuovo DG e un nuovo SPG

Tabella n. 2B – Applicazione delle RTC per aumenti di potenza disponibile di utenti MT o cambio di stato del neutro

In aggiunta, si ritiene che:

- a) l'ambito di applicazione "parziale" sopra indicato possa essere esteso anche ai casi di subentri qualora la richiesta di riattivazione del punto di consegna avvenga oltre sei mesi ed entro un anno dopo l'ultima disattivazione;

³ In particolare per tali utenti è consentita l'installazione di un interruttore di manovra sezionatore (con fusibile) comandato da una protezione di massima corrente omopolare. Le specifiche tecniche per la realizzazione di tale dispositivo costituiranno oggetto di inchiesta pubblica da parte del CEI.

- b) l'ambito di applicazione "integrale" sopra indicato possa essere esteso anche ai casi di subentri qualora la richiesta di riattivazione del punto di consegna avvenga oltre un anno dopo l'ultima disattivazione;
- c) le RTC non debbano trovare applicazione in corrispondenza dei punti di interconnessione tra imprese distributrici, dei punti di emergenza, dei posti di trasformazione su palo, e in cabine in elevazione con consegna agli amari con potenza disponibile fino a 100 kW;
- d) è necessario che ciascuna impresa distributtrice renda disponibili le informazioni per l'attuazione di quanto precedentemente indicato (ad esempio, è necessario che sia costituito un archivio contenente il valore di potenza disponibile di ciascun utente MT connesso alla rete di propria competenza. Tale valore, rilevato al 1 gennaio 2007, costituirà il riferimento per valutare gli aumenti di potenza in base a cui determinare gli eventuali adeguamenti impiantistici richiesti);
- e) nei casi di cui alle tabelle 1 e 2 l'utente sia tenuto a produrre una dichiarazione di rispondenza alle RTC secondo quanto definito nelle medesime RTC;
- f) nel caso in cui l'aumento di potenza disponibile comporti l'aggiunta di nuovi trasformatori ovvero la variazione della taglia dei trasformatori esistenti, è necessario che i trasformatori dell'impianto dell'utente rispettino i vincoli previsti nelle RTC.

- S2. *Si ritiene sufficientemente e correttamente definito l'ambito di applicazione delle RTC?*
- S3. *Si ritiene che l'ambito di applicazione come indicato nelle tabelle 1 e 2 debba essere esteso anche ai casi di subentri qualora la richiesta di riattivazione del punto di consegna avvenga entro sei mesi dopo l'ultima disattivazione, ovvero anche in caso di voltare ?*

Al fine di favorire l'adeguamento degli impianti esistenti, nonché di fornire un corretto segnale economico in caso di utenti che non consentano il miglioramento della qualità del servizio non adeguando i propri impianti a quanto previsto, si ritiene di prevedere l'applicazione di un CTS maggiorato nel caso di mancato rispetto di quanto previsto indicato in precedenza.

In particolare, a partire dalla data dell'obbligo di adeguamento secondo quanto sopra indicato, l'utente è tenuto ad inviare entro 30 giorni lavorativi all'impresa distributtrice la documentazione sopra specificata, ovvero ha facoltà di posporre fino a un massimo di 12 mesi (estendibile a 18 mesi in caso di adeguamenti richiesti in seguito al cambio di stato del neutro) l'invio di detta documentazione, previa comunicazione scritta all'impresa distributtrice entro il predetto termine di 30 giorni.

Decorsi i termini sopra indicati, all'utente sarà applicato un CTS maggiorato (CTS_M) determinato secondo la seguente formula:

$$CTS_M = CTS(1 + n)$$

dove n è il numero di anni contati a partire dalla decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto, con un massimo fissato pari a 5.

- S4 *Si condivide l'orientamento sopra indicato volto all'invio di un segnale economico in caso di utenti che non consentano il miglioramento della qualità del servizio non adeguando i propri impianti?*

Per quanto attiene alle verifiche l'Autorità, con la deliberazione n. 4/04, ha già introdotto la facoltà per l'impresa distributtrice di effettuare controlli presso gli utenti di rete che hanno trasmesso dichiarazione di adeguatezza ai fini dell'accesso al predetto sistema di indennizzi automatici specificando le modalità di effettuazione di dette verifiche come indicate nei commi da 33.19 a 33.21 della medesima deliberazione.

S5 *Si ritiene che tali modalità di verifica possano essere adottati anche per quanto riguarda le dichiarazioni di rispondenza alle RTC?*

NORMA CEI

**Regole tecniche di connessione (RTC) per Utenti attivi e passivi
alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica**

INDICE

1	Oggetto e scopo della Norma.....	1
2	Campo di applicazione.....	1
3	Definizioni	1
3.1	Buco di tensione.....	1
3.2	Cabina Primaria.....	2
3.3	Carichi essenziali (relativi a impianti di produzione).....	2
3.4	Carichi privilegiati (relativi a impianti di produzione)	2
3.5	Carichi propri.....	2
3.6	Compatibilità elettromagnetica (EMC)	2
3.7	Connessione	2
3.8	Dispositivo di parallelo.....	2
3.9	Dispositivo di generatore	2
3.10	Dispositivo di interfaccia	2
3.11	Dispositivo di montante.....	2
3.12	Dispositivo generale di Utente.....	2
3.13	Distributore	3
3.14	Esercizio	3
3.15	Fabbisogno	3
3.16	Flicker.....	3
3.17	Funzionamento della rete in condizioni eccezionali.....	3
3.18	Funzionamento della rete in condizioni normali	3
3.19	Funzionamento in isola.....	3
3.20	Gestore della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)	3
3.21	Grado di dissimetria della tensione.....	3
3.22	Gruppo di generazione	3
3.23	Impianto di produzione	4
3.24	Impianto di autoproduzione.....	4
3.25	Impianto di cogenerazione	4
3.26	Impianto di utenza (o di Utente)	4
3.27	Impianto utilizzatore	4
3.28	Impianto per la connessione	4
3.29	Impianto di rete per la connessione.....	4
3.30	Impianto di rete per la consegna (impianto di consegna, stazione o cabina).....	4
3.31	Impianto di utenza per la connessione	4
3.32	Interruzione dell'alimentazione.....	4
3.33	Limite di emissione Utente	4
3.34	Livello di compatibilità	4
3.35	Livello di emissione	4
3.36	Livello di emissione trasferita.....	5
3.37	Pianificazione della rete di distribuzione.....	5
3.38	Potenza efficiente.....	5
3.39	Potenza immessa nella rete	5
3.40	Potenza nominale.....	5
3.41	Programmazione dell'esercizio.....	5
3.42	Punto di consegna.....	5

3.43	Punto di connessione	5
3.44	Punto di immissione.....	5
3.45	Punto di prelievo.....	5
3.46	Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica)	5
3.47	Rete AT.....	5
3.48	Rete AAT	5
3.49	Rete BT.....	6
3.50	Rete in isola	6
3.51	Rete MT	6
3.52	Rete previsionale.....	6
3.53	Rifiuto di carico	6
3.54	Richiusura rapida	6
3.55	Servizi ausiliari di rete	6
3.56	Servizi ausiliari per impianti di produzione.....	6
3.57	Servizio di regolazione della frequenza	6
3.58	Servizio di regolazione della tensione	6
3.59	Stazione/cabina di connessione	6
3.60	Servizio di interrompibilità del carico	6
3.61	Sistema con neutro efficacemente a terra.....	7
3.62	Tensione armonica	7
3.63	Tensione dichiarata	7
3.64	Utente (o Utente della rete).....	7
3.65	Unità di consumo.....	7
3.66	Unità di consumo non rilevanti	7
3.67	Unità di consumo rilevanti.....	7
3.68	Unità di produzione.....	7
3.69	Unità di produzione rilevanti.....	7
3.70	Unità di produzione non rilevanti	7
3.71	Variazione della tensione.....	8
3.72	Variazione rapida della tensione	8
4	Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione.....	8
4.1	Impianti utilizzatori.....	8
4.2	Impianti di produzione.....	12
4.3	Reti interne di utenza.....	13
4.4	Reti di distribuzione	13
5	Caratteristiche delle reti.....	13
5.1	Caratteristiche delle reti AT.....	14
5.2	Caratteristiche delle reti MT	18
6	Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT e MT	21
6.1	Obiettivi e regole generali	21
6.2	Definizione della connessione.....	21
6.3	Determinazione del livello di tensione e del punto di connessione (passo P1)	22
6.4	Definizione dello schema d'inserimento dell'impianto (passo P2)	23
7	Connessione alle reti AT.....	25
7.1	Schemi di inserimento	25
7.2	Schema dell'impianto di connessione	26
7.3	Soluzioni indicative di connessione alle reti AT.....	29

7.4	Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti	43
7.5	Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi	54
7.6	Regole tecniche di connessione per Utenti attivi	54
7.7	Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza	57
8	Connessione alle reti MT	57
8.1	Schemi di inserimento	57
8.2	Schema di connessione dell'impianto nella rete	59
8.3	Soluzioni standard di connessione alle reti MT	61
8.4	Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti	62
8.5	Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi	75
8.6	Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi	78
8.7	Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza	85
8.8	Limiti di scambio di potenza reattiva	85
9	Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica	85
9.1	Valutazione dei disturbi	86
10	Misura di continuità e qualità della tensione	86
11	Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione	87
11.1	Punto di interconnessione	87
11.2	Misura dell'energia scambiata	87
11.3	Segnali e misure scambiati tra i distributori	87
11.4	Esercizio e manutenzione	87
11.5	Qualità del servizio	87
12	Sistemi di misura dell'energia	88
12.1	Sistema di misura dell'energia nei punti di prelievo	89
12.2	Sistema di misura dell'energia nei punti di immissione	90
13	Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione	91
13.1	Contratto per la connessione	91
13.2	Documentazione tecnica del punto di consegna	93
Allegato A	95
A.1	Coordinamento delle protezioni e degli automatismi di rete con le protezioni degli impianti di utenza	95
A.2	Requisiti minimi di DG e SPG per gli impianti esistenti alla data del 1 gennaio 2007	99
A.3	Caratteristiche della Protezione Generale (PG) per reti AT	101
A.4	Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) per reti MT	106
A.5	Caratteristiche del sistema di protezione di interfaccia	114

1 Oggetto e scopo della Norma

La presente Norma ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.

Le soluzioni tecniche indicate nel presente documento rappresentano lo stato dell'arte attualmente praticabile. Soluzioni alternative rispetto a quelle qui indicate, in grado di ottenere le stesse prestazioni richieste in termini di affidabilità e di sicurezza, possono essere praticate, a condizione che siano preventivamente sottoposte ed accettate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito AEEG) su proposta di un'apposita Commissione Tecnica costituita in accordo con la stessa AEEG.

L'impianto di Utente deve essere costruito a regola d'arte e a tal fine è sufficiente la rispondenza alle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). I riferimenti a tutte le norme CEI nel presente testo devono essere intesi in tal senso.

2 Campo di applicazione

La presente Norma si applica alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica e agli impianti elettrici degli Utenti dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione, nel seguito denominati *Utenti della rete (Utenti)*. Gli Utenti della rete sono i soggetti titolari di:

- impianti di utilizzazione non comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- impianti di utilizzazione comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (nel seguito, Gestore) per gli aspetti riguardanti il dispacciamento);
- impianti di produzione non comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica,
- impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore per gli aspetti riguardanti il dispacciamento, nonché per gli aspetti riguardanti i dispositivi di controllo e protezione);
- reti interne di utenza, come definite dalle vigenti disposizioni dell'AEEG;
- reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

La presente Norma si applica integralmente alle nuove connessioni; si applica agli utenti già connessi secondo quanto stabilito dalla delibera xx/06 AEEG.

3 Definizioni

Ai fini della presente Norma si applicano le seguenti definizioni.

3.1 Buco di tensione

Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale U_n seguita da un ripristino dopo un breve periodo di tempo; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

La profondità di un buco di tensione è definita come differenza tra il minimo valore efficace della tensione tra le fasi durante il buco e la tensione dichiarata tra le fasi.

La durata di un buco di tensione è la differenza temporale tra l'istante di inizio della diminuzione della tensione e l'istante nel quale la stessa tensione ritorna oltre il 90% della tensione nominale.

3.2 Cabina Primaria

Stazione elettrica alimentata in AT, provvista di almeno un trasformatore AT/MT dedicato alla rete di distribuzione.

3.3 Carichi essenziali (relativi a impianti di produzione)

Carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore ed indispensabili alla continuità dello stesso processo di produzione di energia elettrica.

3.4 Carichi privilegiati (relativi a impianti di produzione)

Parte dei carichi elettrici presenti nell'impianto (ai fini della presente norma, nell'impianto di produzione), cui l'Utente intende garantire una particolare continuità. In caso di funzionamento separato dalla rete elettrica di distribuzione, i carichi privilegiati sono tipicamente alimentati dall'impianto di produzione dopo l'apertura dell'interruttore di interfaccia.

3.5 Carichi propri

Tutti i carichi elettrici presenti nell'impianto di produzione di energia elettrica o a questo direttamente connessi senza l'interposizione della rete di distribuzione.

3.6 Compatibilità elettromagnetica (EMC)

Capacità di un dispositivo (apparecchiatura o sistema) di funzionare correttamente nel suo ambiente elettromagnetico, senza introdurre nell'ambiente stesso disturbi elettromagnetici superiori all'emissione consentita.

3.7 Connessione

Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.

3.8 Dispositivo di parallelo

Apparecchiatura automatica che permette di effettuare il parallelo tra reti o tra rete e generatore.

3.9 Dispositivo di generatore

Apparecchiatura di manovra la cui apertura determina la separazione del gruppo di generazione.

3.10 Dispositivo di interfaccia

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

3.11 Dispositivo di montante

Apparecchiatura di manovra la cui apertura assicura la separazione di un intero montante dell'Utente dalla rete.

3.12 Dispositivo generale di Utente

Apparecchiatura di manovra la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete.

3.13 Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui dispone.

3.14 Esercizio

Insieme delle attività finalizzate al funzionamento con continuità di un determinato sistema o impianto elettrico. L'esercizio degli impianti comprende, tra l'altro, le attività di conduzione e pronto intervento.

3.15 Fabbisogno

Domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare; presenta un andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.

3.16 Flicker

Impressione soggettiva della variazione della luminanza di lampade ad incandescenza, o fluorescenti, dovuta a fluttuazioni rapide della tensione di alimentazione.

L'intensità di questo tipo di disturbo viene definita in osservanza con il metodo di misura UIE-IEC, e viene valutata mediante le seguenti quantità:

- severità di breve durata del flicker (P_{st}), misurata in un intervallo di 10 min;
- severità di lunga durata del flicker (P_{lt}), calcolata a partire da una sequenza di 12 valori di P_{st} su un intervallo di 2 h.

3.17 Funzionamento della rete in condizioni eccezionali

Condizioni di funzionamento della rete, normalmente di breve durata, che seguono le separazioni di rete, la perdita di grandi porzioni di carico e/o di grandi produzioni, ecc.

3.18 Funzionamento della rete in condizioni normali

Condizioni di funzionamento della rete nella quale viene soddisfatta pienamente la richiesta di energia elettrica senza modificare le condizioni di sicurezza e senza che, in regime stazionario, vengano superati i limiti di funzionamento di alcun componente del sistema elettrico.

3.19 Funzionamento in isola

Possibilità di alimentare una rete in isola da parte di un impianto di produzione di energia elettrica.

3.20 Gestore della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)

Soggetto che esercita le funzioni di dispacciamento, di sviluppo ed esercizio relative alla Rete di Trasmissione Nazionale.

3.21 Grado di dissimmetria della tensione

E' il rapporto tra l'ampiezza della componente di sequenza inversa e quella di sequenza diretta di un sistema trifase di tensioni. In un sistema trifase, la dissimmetria è la condizione nella quale i valori efficaci delle tensioni di fase e/o gli angoli di fase tra fasi consecutive non sono uguali.

3.22 Gruppo di generazione

Complesso costituito dall'insieme del motore primo e del generatore elettrico.

3.23 Impianto di produzione

Insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica.

3.24 Impianto di autoproduzione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di autoproduzione è un particolare impianto di produzione.

3.25 Impianto di cogenerazione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di cogenerazione è un particolare impianto di produzione.

3.26 Impianto di utenza (o di Utente)

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

3.27 Impianto utilizzatore

Insieme del macchinario, dei circuiti, delle apparecchiature destinate all'utilizzo di energia elettrica.

3.28 Impianto per la connessione

L'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di utenza.

3.29 Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore (vedi Fig. 16).

3.30 Impianto di rete per la consegna (impianto di consegna, stazione o cabina)

La porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di consegna è individuato al confine tra l'impianto di rete per la consegna e l'impianto di utenza per la connessione (vedi Fig. 16).

3.31 Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione (vedi Fig. 16).

3.32 Interruzione dell'alimentazione

Condizione nella quale la tensione tra le fasi è inferiore all'1% della tensione nominale U_n .

L'interruzione si definisce lunga, se ha durata maggiore di 3 min, breve se ha durata maggiore di 1 s e non superiore a 3 min, transitoria se non superiore ad 1 s.

3.33 Limite di emissione Utente

Massima emissione di disturbo in rete consentita all'Utente connesso alla rete stessa.

3.34 Livello di compatibilità

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, cui può essere esposta un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.35 Livello di emissione

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, generato da un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.36 Livello di emissione trasferita

Massimo valore di disturbo elettromagnetico trasferibile ad una rete con un certo livello di tensione da parte di reti con altri livelli di tensione.

3.37 Pianificazione della rete di distribuzione

Attività finalizzata alla previsione dello sviluppo della rete di distribuzione su un orizzonte temporale di alcuni anni. Ai fini delle connessioni, le informazioni da fornire all'Utente da connettere, si riferiscono al piano di sviluppo correntemente previsto dal Distributore all'atto della richiesta di connessione.

3.38 Potenza efficiente

Potenza attiva massima erogabile, di un gruppo o di un impianto di generazione, che può essere prodotta con continuità (tipico dei gruppi di produzione termoelettrici) o per un determinato numero di ore (tipico dei gruppi di produzione idroelettrici).

3.39 Potenza immessa nella rete

Potenza attiva che transita sul collegamento o sui collegamenti fra l'impianto di produzione e la rete. Detta potenza può essere inferiore alla potenza efficiente dell'impianto di produzione.

3.40 Potenza nominale

Potenza apparente massima cui un generatore o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate.

3.41 Programmazione dell'esercizio

Insieme di attività che consentono di assicurare la copertura ottimale del fabbisogno, in energia ed in potenza, con prefissati livelli di rischio e di qualità.

3.42 Punto di consegna

Punto di confine tra la rete e l'impianto dell'Utente, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e impianto dell'Utente (vedi Fig. 16).

3.43 Punto di connessione

Punto della rete (nell'assetto preesistente la connessione) nel quale si inserisce l'impianto di rete per la connessione (vedi Fig. 16).

3.44 Punto di immissione

Punto di immissione come definito ai sensi della Delibera 5/04 AEEG.

3.45 Punto di prelievo

Punto di prelievo come definito ai sensi della Delibera 5/04 AEEG.

3.46 Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica)

Rete elettrica AT o MT alla quale possono collegarsi gli Utenti, gestita da un'impresa distributrice.

3.47 Rete AT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 45 kV fino a 150 kV compreso.

3.48 Rete AAT

Sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.

3.49 Rete BT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c.

3.50 Rete in isola

Porzione di rete elettrica non connessa con il restante sistema elettrico di distribuzione pubblica.

3.51 Rete MT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 45 kV compreso.

3.52 Rete previsionale

Assetto della rete di distribuzione come risultante dalla attività di pianificazione definita in 3.37.

3.53 Rifiuto di carico

Condizione di funzionamento di un gruppo di generazione, il quale, dopo un distacco dalla rete per eventi esterni, continua ad alimentare i propri servizi ausiliari, in modo da poter effettuare nel più breve tempo possibile il rientro in parallelo con la rete.

3.54 Richiusura rapida

Richiusura automatica unipolare o tripolare di un interruttore che avviene di norma entro 1 s dalla precedente apertura automatica per guasto.

3.55 Servizi ausiliari di rete

Servizi necessari a sostenere la distribuzione dell'energia elettrica ed a mantenere il funzionamento affidabile della rete.

3.56 Servizi ausiliari per impianti di produzione

Servizi direttamente necessari al funzionamento dell'impianto di produzione.

3.57 Servizio di regolazione della frequenza

Azione di mantenimento della frequenza a 50 Hz attraverso il bilancio tra potenza immessa nella rete, potenza prelevata e perdite.

3.58 Servizio di regolazione della tensione

Azione di mantenimento delle tensioni nei nodi della rete entro limiti specificati.

3.59 Stazione/cabina di connessione

Stazione/cabina elettrica facente parte della rete cui la stazione/cabina di consegna è collegata da una o più linee elettriche. (La stazione/cabina di connessione, di solito, è preesistente alla stazione/cabina di consegna e all'impianto dell'Utente).

3.60 Servizio di interrompibilità del carico

Servizio fornito dalle unità di consumo rilevanti connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal Gestore stesso.

3.61 Sistema con neutro efficacemente a terra

Sistema nel quale, in caso di contatto franco a terra di una fase, la tensione verso terra delle fasi sane, escluso il periodo transitorio, non supera in nessun punto l'80% della tensione nominale tra le fasi.

3.62 Tensione armonica

Tensione sinusoidale la cui frequenza è un multiplo intero della frequenza fondamentale della frequenza di rete.

La tensione armonica è valutata in base a:

- l'ampiezza relativa alla componente fondamentale,
- l'effetto complessivo di più armoniche, che è rappresentato dal fattore di distorsione armonica THD definito come

$$THD = \sqrt{\sum_{b=2}^{40} (u_b)^2}$$

dove u_b è il rapporto tra l'ampiezza della componente armonica e l'ampiezza della componente fondamentale.

3.63 Tensione dichiarata

La tensione di alimentazione dichiarata è normalmente la tensione nominale del sistema U_n . Se, per accordo tra il Distributore e l'Utente, viene fornita, nel punto di consegna, una tensione diversa dalla nominale, allora la tensione di alimentazione dichiarata è questa tensione concordata.

3.64 Utente (o Utente della rete)

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica.

3.65 Unità di consumo

Insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alla rete, anche indirettamente, tali che i prelievi di energia elettrica da parte di tali insiemi siano misurabili autonomamente.

3.66 Unità di consumo non rilevanti

Tutte le Unità di consumo non rientranti nella definizione di Unità di consumo rilevanti.

3.67 Unità di consumo rilevanti

Definizione allo studio.

3.68 Unità di produzione

Insieme di impianti elettrici, per la produzione di energia elettrica, connessi alle reti di distribuzione anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che le immissioni di energia elettrica relative a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione.

3.69 Unità di produzione rilevanti

Unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA (si veda il Codice di Rete).

3.70 Unità di produzione non rilevanti

Tutte le Unità di produzione non rientranti nella definizione di Unità di produzione rilevanti.

3.71 Variazione della tensione

Aumento o diminuzione della tensione generalmente provocato dalla variazione del carico totale del sistema o di una parte di esso.

3.72 Variazione rapida della tensione

Variazione del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi stabili. Si considerano livelli stabili se mantenuti per almeno 200 ms.

4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione

Gli Utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione AT e MT sono soggetti esercenti:

- impianti di produzione;
- impianti di utilizzazione;
- reti interne di utenza, secondo le definizioni dell'AEEG;
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

Ai fini delle regole tecniche di connessione, in particolare di cui agli articoli 7 e 8, gli Utenti della rete di distribuzione si distinguono in:

- Utenti attivi. A tale categoria di Utenti appartengono gli impianti che contengono qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.
- Utenti passivi. A tale categoria appartengono tutti gli impianti non ricadenti nella definizione precedente.

4.1 Impianti utilizzatori

Ai fini della presente Norma, gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati secondo i seguenti criteri:

- potenza;
- sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione;
- disturbi immessi in rete;
- interrompibilità.

Tali criteri, non esaustivi, hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano.

4.1.1 Sensibilità dei carichi alla qualità della alimentazione

Gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati in funzione della sensibilità alla continuità del servizio e alle diverse caratteristiche della tensione nelle due seguenti categorie:

- carichi non sensibili;
- carichi sensibili.

I carichi possono essere sensibili alla continuità dell'alimentazione (interruzioni dell'alimentazione) e alle diverse caratteristiche della tensione, quali:

- buchi di tensione;
- variazioni di tensione;
- sovratensioni;
- variazioni di frequenza;

- armoniche;
- dissimmetria della tensione trifase.

Un elenco non esaustivo di apparecchi sensibili è riportato in Tab. 1.

Tab. 1: Apparecchi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	APPARECCHIO SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30\% V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni della elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30\% V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	In aggiunta a quanto sopra, caduta dei dispositivi elettromeccanici (relé ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche. Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V \pm 10\% V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di (a) e (b)	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di (a) e (b)
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovrariscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relé di protezione	Interventi intempestivi relé di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente sovrariscaldamento
		Trasformatori	
		Cavi elettrici	
	Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovrariscaldamento

4.1.2 Carichi disturbanti

Gli impianti di utilizzazione possono essere caratterizzati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- carichi non disturbanti;
- carichi distorcenti (carichi non lineari tra cui azionamenti a velocità variabile, lampade, convertitori statici, elettrodomestici, forni ad arco, saldatrici, trasformatori, motori ecc.);
- carichi fluttuanti (saldatrici, motori di taglia elevata avviati direttamente in modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori ecc.).

Un elenco non esaustivo di apparecchi disturbanti è riportato in Tab. 2.

Tab. 2: Apparecchi disturbanti

APPARECCHI	POTENZA	DISTURBI GENERATI					
		SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Riscaldamento a resistenza	1 – 40 kW	(1)		(2)	(3)		
Forni domestici	1 – 2 kW	(1)					
• Microonde		(1)		•		•	•
• infrarossi		(1)		•			
Forni industriali							
• a induzione	10 – 2000 kW	•		•	•	•	•
• HF	10 – 600 kW			•	•	•	•
• UHF	10 – 100 kW			•	•	•	•
• Plasma	qualche MVA			•			
• arco	1 – 10 MVA	•	•	•	•	•	
Saldatrici							
• a resistenza	0,1 – 2 MW	•	•	•			
• ad arco	1 – 300 kW		•	•	(3)		
Motori							
• asincroni (es. compressori)	< 10 MVA	•	•	•	•		
• a velocità variabile	1 – 20 MVA	•	•		•		
Trasformatori	< 100 MVA			•	•		
Convertitori							
• ca/cc	< 10 MW			•	•		
• ca/ca e ciclo-convertitori	< 30 MW			•	•	•	
Elettroerosione	10 – 30 kW				•		
Lampade a scarica					•		
Televisori					•	•	
Radiologia					•	•	

Legenda

SQ = dissimmetrie e squilibri

FT = fluttuazioni di tensione

VT = variazioni di tensione

AR = armoniche

FS = frequenze spurie

RE = radioemissione

(1) se monofase

(2) all'inserzione, quando la potenza non è piccola rispetto a quella di cortocircuito della rete

(3) se a controllo elettronico

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono indicati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

- variazioni di tensione (lente e rapide);
- fluttuazioni di tensione (flicker);
- armoniche;
- squilibrio delle fasi.

Per la definizione di queste grandezze, il riferimento normativo è la Norma CEI EN 50160. Per i criteri di valutazione, un attuale riferimento tecnico (pur non esaustivo di tutti i fenomeni sopra citati) è rappresentato dai rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-7¹ per il flicker e variazioni rapide e IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri.

4.1.3 Utenti interrompibili

Si definiscono Utenti Interrompibili quegli Utenti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura del servizio di interrompibilità limitatamente ad alcuni carichi all'interno del proprio sito industriale.

L'architettura di controllo prevede che l'Utente Interrompibile debba dotarsi di un collegamento per la trasmissione dati tra il proprio sito industriale ed una sede del Gestore, generalmente la più vicina. Inoltre, presso il sito industriale è installata una macchina di teleoperazioni, denominata Unità Periferica di Distacco Carichi (UPDC) che acquisisce la misura del carico asservito in tempo reale e quella di tutto il sito industriale, nonché altre informazioni ausiliarie, ed attua il comando di distacco su ordine proveniente dalle sale controllo del Gestore.

4.2 Impianti di produzione

Ai fini della presente Norma, gli impianti di produzione di energia sono classificati soltanto in relazione alla potenza e ai disturbi immessi in rete.

4.2.1 Potenza

La potenza efficiente degli impianti di produzione influisce sulla scelta del livello di tensione della connessione alle reti di distribuzione.

4.2.2 Impianti di produzione disturbanti

Gli impianti di produzione possono essere catalogati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- impianti non disturbanti;
- impianti connessi tramite dispositivi distorcenti (per esempio impianti connessi tramite convertitori statici);
- impianti a produzione fluttuante (per esempio impianti eolici).

Un elenco non esaustivo degli impianti di produzione disturbanti è riportato in Tab. 3.

¹ Per le variazioni rapide, è allo studio un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'utente.

Tab. 3: Impianti di produzione disturbanti

IMPIANTI DI PRODUZIONE	POTENZA	DISTURBI GENERATI					
		SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Impianti eolici connessi tramite:	<50 MW		•	•			
• generatori asincroni			•	•	•	•	•
• doubly fed induction generator				•	•	•	•
• generatore sincrono + convertitore statico ca/ca			•	•	•	•	•
Impianti connessi tramite generatori asincroni	< 5 MVA			•			
Impianti connessi tramite convertitori:	< 10 MW < 1 MW						
• cc/ca					•	•	•
• ca/cc – cc/ca					•	•	•

Legenda

SQ = Squilibrii

FT = Flicker

VT = variazioni di tensione

AR = armoniche

FS = frequenze spurie

RE = radioemissione

4.3 Reti interne di utenza

Le reti interne di utenza sono definite secondo le vigenti delibere dell'AEEG.

4.4 Reti di distribuzione

Gli Utenti nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione sono i soggetti titolari di:

- cabine primarie connesse a reti AT di altro Distributore;
- porzioni di reti di distribuzione MT connesse a reti di distribuzione MT di altri proprietari;
- porzioni di reti di distribuzione AT connesse a reti di distribuzione AT di altri proprietari.

5 Caratteristiche delle reti

Nel seguito si descrivono le caratteristiche principali della rete alla data di pubblicazione della presente Norma; tali caratteristiche devono essere prese in considerazione per il collegamento degli Utenti alla rete stessa.

5.1 Caratteristiche delle reti AT

5.1.1 Caratteristiche strutturali

5.1.1.1 Livelli di tensione e frequenza

La rete AT è costituita da sezioni a tensione nominale (U_n) maggiore di 45 kV e minore o uguale a 150 kV ad una frequenza nominale (f_n) di 50 Hz.

5.1.1.2 Stato del neutro

Le reti AT con tensione nominale (U_n) \geq 100 kV hanno il neutro connesso efficacemente a terra. Le reti AT con tensioni nominali inferiori possono essere esercite con differenti stati del neutro.

5.1.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature

Valore della corrente di cortocircuito assunta (pianificata) per la scelta delle apparecchiature che deve essere comunicato dal Distributore all'Utente.

5.1.1.4 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio nel punto di connessione

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nell'assetto normale di esercizio di rete e con massima generazione.

5.1.1.5 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio nel punto di connessione

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nell'assetto normale di esercizio di rete e con minima generazione.

5.1.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale nel punto di connessione

Il valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione deve essere comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nell'assetto di rete N-1 (il quale prevede l'indisponibilità del componente del sistema elettrico - linea, generatore, trasformatore di interconnessione - che ha la maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame) e con minima generazione.

Quindi il calcolo delle correnti e delle potenze di cortocircuito minime viene effettuato con riferimento a una rete nelle condizioni normali di esercizio, considerando in servizio solo parte del parco di generazione disponibile (situazione di minima generazione in ore vuote) ed assumendo la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito pari al 100% della tensione nominale. Inoltre, il calcolo nei singoli nodi della rete deve poi essere eseguito ipotizzando indisponibile un componente del sistema elettrico.

Qualora l'impianto in esame sia esercito in antenna, il calcolo della corrente e della potenza di cortocircuito minima nel nodo viene eseguito riferendo la suddetta regola al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete.

5.1.1.7 Corrente di guasto monofase a terra nel punto di connessione e tempo di eliminazione del guasto

Il valore massimo della corrente di guasto monofase a terra e il tempo di eliminazione del guasto devono essere calcolati e comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e ogni qualvolta si verificano variazioni, come meglio dettagliato in 7.4.5.

I valori massimi delle correnti di guasto monofase a terra devono essere calcolati secondo la Norma CEI EN 60909 e, insieme al tempo di eliminazione del guasto, consentono di dimensionare e verificare l'efficacia degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1 e dalla guida CEI 11-37.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 11-1.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto e passo superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.1.1.8 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi nell'impianto di Utente per la connessione devono essere comunicati dal Distributore e devono essere conformi a quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.1.2 Caratteristiche di esercizio

5.1.2.1 Funzionamento della rete

I livelli di tensione delle reti AT sono determinati dalla struttura e dall'esercizio della RTN, a seconda della presenza di stazioni AAT/AT e di unità di generazione, nonché dalle regolazioni sulle medesime unità e stazioni. Pertanto tali valori sono determinati dal Gestore e riportati in un apposito documento che viene aggiornato periodicamente.

In tale documento sono riportati i livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace nelle seguenti condizioni in cui può trovarsi l'esercizio del sistema elettrico:

- • per il 95% del tempo in condizioni di esercizio normale;
- • per il 100% del tempo in condizione di esercizio normale o di allarme;
- • in condizioni di emergenza o di ripristino.

Per i singoli punti di connessione il Distributore deve comunicare all'utente il valore medio del valore efficace della tensione (tensione dichiarata) e del relativo campo di variazione, nonché il valore della frequenza con relativo campo di variazione.

La frequenza di esercizio della rete in condizioni normali è di $50 \text{ Hz} \pm 0,2\%$ ¹.

Nel funzionamento della rete in condizioni di emergenza o di ripristino i valori di frequenza fn possono variare nel range +3%; -5%.

¹ Per la Sardegna collegata alla rete continentale con una linea in corrente continua e per la Sicilia in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV con la penisola, la frequenza in condizioni di esercizio normale è mantenuta con una tolleranza del $\pm 2\%$.

5.1.2.2 Eliminazione dei guasti

Il sistema di protezione della rete è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva del guasto in tempi allineati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla Norma CEI 11-1, i relé di protezione (contro le sovracorrenti, contro i guasti a terra, sia direzionali che non direzionali, le protezioni distanziometriche, ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica del circuito.

5.1.2.3 Automatismi di rete

La rete può essere dotata di automatismi quali:

- richiuse rapide uni/tripolari e/o richiuse lente tripolari, con eventuale controllo di parallelo;
- automazione delle sequenze di manovra;
- sistemi di teledistacco su evento (sia di carichi che di gruppi di generazione);
- alleggeritori di carico.

Il controllo del sovraccarico è di norma gestito in fase di dispacciamento e di esercizio in tempo reale della rete.

5.1.3 Qualità del servizio

La qualità del servizio può essere definita in relazione a:

- continuità del servizio;
- qualità della tensione.

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni senza preavviso della fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete.

5.1.3.1 Continuità del servizio

Le interruzioni senza preavviso che si possono verificare sulla rete AT si distinguono in:

- interruzioni lunghe (durata > 3 min);
- interruzioni brevi (1 s < durata ≤ 3 min);
- interruzioni transitorie (durata ≤ 1 s).

5.1.3.2 Qualità della tensione

Le caratteristiche della tensione da prendere in considerazione sono le seguenti:

- Frequenza

- Ampiezza e variazione della tensione alla frequenza di rete
- Buchi di tensione
- Variazioni rapide della tensione
- Sovratensioni
- Tensioni armoniche
- Flicker
- Squilibrio di tensione

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie presenti in rete, l'Utente è tenuto a installare adeguate protezioni che separino il proprio impianto dalla rete al superamento dei limiti fissati dall'Utente stesso.

5.1.4 Conduzione delle reti di distribuzione

Il Distributore garantisce il funzionamento delle reti, nei limiti delle prestazioni delle reti stesse.

Il Distributore è responsabile della conduzione delle reti, della relativa manutenzione e della sicurezza di persone e cose.

La conduzione delle reti di distribuzione comprende la supervisione continua dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre ed il pronto intervento. Le manovre (ordinarie, in emergenza e di messa in sicurezza) sono eseguite, automaticamente o manualmente, mediante sistemi di telecontrollo o tramite il presidio degli impianti e sono concordate tra il Distributore e il Gestore.

Per le necessità di esercizio delle reti di distribuzione, le manovre di connessione e distacco degli impianti di produzione con potenza inferiore a 10 MVA e degli impianti di utilizzazione direttamente connessi alle reti di distribuzione AT sono concordate tra il Distributore e l'Utente, mentre per gli impianti di produzione con potenza superiore a 10 MVA il Distributore deve concordare le manovre con il Gestore (solo per reti con tensione superiore a 120 kV).

Se per l'esecuzione di manovre per la messa in sicurezza per lavori devono essere coinvolte parti di impianti di proprietà di terzi, questi devono rendersi disponibili per l'effettuazione delle manovre stesse.

5.1.5 Sistemi di comunicazione

Nella rete possono essere presenti apparati di misura, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telescatto, teleregolazione e telecomando. A eccezione dei sistemi di comunicazione degli apparati di misura, gli standard non sono uniformi su tutta la rete.

5.1.6 Indisponibilità per lavori

Precedentemente all'entrata in servizio di un generico impianto per il quale è prevista la connessione alla rete, il Distributore, coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi, e con l'Utente, definisce il numero massimo di giorni annuali previsti di interruzione per manutenzione programmata. Limitazioni allo scambio di potenza con gli Utenti possono essere necessarie durante la manutenzione programmata in zone di rete non adeguatamente magliate; tali limitazioni sono preliminarmente comunicate agli Utenti coinvolti.

In occasione di qualsiasi intervento di manutenzione programmata, il Distributore definisce i programmi di manutenzione coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi e tenendo conto delle esigenze degli Utenti.

In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di schemi di rete provvisori, il Distributore può, se necessario e per il tempo strettamente necessario, limitare lo scambio di potenza con gli Utenti.

5.2 Caratteristiche delle reti MT

5.2.1 Caratteristiche strutturali

5.2.1.1 Livelli di tensione e frequenza

Nelle reti MT sono normalizzati due valori di tensione di esercizio: 15 kV e 20 kV. Alcune porzioni del sistema di MT sono esercite con differenti livelli. La frequenza nominale (f_n) è di 50 Hz.

5.2.1.2 Stato del neutro

La rete MT è gestita prevalentemente con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono ancora esercite a neutro isolato.

5.2.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)

Valore della corrente di cortocircuito assunta (pianificata) per la scelta delle apparecchiature, comunicato dal Distributore all'Utente.

5.2.1.4 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con massima generazione MT e corrente di cortocircuito massima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.5 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con minima generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale

Valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909, nell'assetto che prevede le normali misure di controalimentazione, assenza di generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.7 Correnti di guasto monofase a terra e tempo di eliminazione del guasto

I valori massimi attuali delle correnti di guasto monofase a terra e del tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra devono essere dichiarati dal Distributore all'Utente sulla base dei parametri di rete e consentono di definire il dimensionamento degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1.

Nel caso di sistema con neutro isolato tale valore è calcolato convenzionalmente secondo la seguente formula empirica:

$$I_F = U (0,003 L_1 + 0,2 L_2)$$

dove

- U è la tensione nominale tra le fasi della rete in chilovolt;
- L_1 è la somma delle lunghezze in chilometri delle linee aeree;
- L_2 è la somma delle lunghezze in chilometri delle linee in cavo, ordinariamente collegate metallicamente fra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

Nel caso di sistema con neutro a terra tramite impedenza il valore della corrente di guasto monofase a terra è indipendente dall'estensione della rete MT e viene definito convenzionalmente dal Distributore.

Il massimo valore efficace della corrente di guasto monofase a terra e il tempo di eliminazione del guasto devono essere calcolati e comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e, in seguito, secondo quanto disposto in 8.4.7.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato considerando anche l'eventuale richiusura rapida prevista (ed eventuali altre richiusure che avvengano entro 5 s dall'inizio del guasto). In tal caso deve però essere escluso il tempo di attesa della richiusura.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.2.1.8 Guasto doppio monofase a terra

In conformità alla Norma CEI 11-1, nel caso in cui il primo guasto monofase a terra sia eliminato in un tempo superiore a 1 s, il Distributore deve comunicare all'Utente il tempo di eliminazione ed il valore della corrente del guasto doppio monofase a terra. Il valore della corrente di guasto doppio monofase a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 11-25, sulla base della corrente trifase massima di cortocircuito di dimensionamento delle apparecchiature.

Tale valore non va considerato ai fini della verifica delle tensioni di contatto, ma solo ai fini delle sollecitazioni termiche degli elementi costituenti l'impianto di terra.

5.2.1.9 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi al dispositivo generale (o equivalenti) e negli impianti dell'Utente a monte (lato rete di distribuzione) di tale dispositivo devono essere comunicati dal Distributore in base al valore pianificato del livello di isolamento della rete e secondo quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.2.2 Caratteristiche di esercizio

5.2.2.1 Funzionamento della rete

Le reti MT di distribuzione sono generalmente esercite in modo radiale e sono solitamente controalimentabili. Nelle reti con possibilità di controalimentazione esistono collegamenti usualmente aperti, che vengono riconfigurati in caso di guasti per assicurare la continuità del servizio.

Per i singoli punti di connessione il Distributore deve indicare la tensione dichiarata e il relativo campo di variazione in accordo alla Norma CEI EN 50160.

5.2.2.2 Funzionamento di porzioni di rete MT di distribuzione in isola intenzionale

Il Distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete MT stipulando accordi con titolari di impianti di produzione ed eventuali Utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete MT interessata.

Durante l'esercizio in isola intenzionale, nella porzione di rete in isola i parametri di qualità del servizio debbono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza
 - $50 \pm 5\%$ durante il 100% del tempo;
 - $50 \pm 2\%$ durante il 95% del tempo;
- variazioni lente di tensione
 - $U_n +10\%$;
 - $U_n -15\%$.

Tutti gli altri parametri di qualità del servizio possono invece subire un degrado in funzione delle caratteristiche della rete in isola e dei carichi e della generazione connessa. In ogni caso il Distributore, nella definizione delle porzioni di rete MT che è possibile esercire in isola intenzionale, deve prendere tutti gli accorgimenti atti a limitare, per quanto possibile il suddetto degrado.

Nel funzionamento di porzioni di rete MT in isola intenzionale il Distributore, in veste di coordinatore, e i succitati titolari di impianti di produzione devono:

- garantire la sicurezza delle persone con livello uguale a quello previsto durante le condizioni normali di funzionamento;
- assicurare l'eliminazione del guasto mediante utilizzo delle protezioni installate sulla rete e sui singoli impianti di produzione (è ammessa comunque la non completa selettività del sistema di protezione);
- adottare opportuni accorgimenti o procedure in modo da evitare condizioni potenzialmente pericolose per le apparecchiature connesse durante il ripristino del parallelo con la restante rete di distribuzione.

5.2.2.3 Eliminazione dei guasti

Le reti di distribuzione MT sono protette contro il cortocircuito, il sovraccarico ed i guasti a terra.

Il sistema di protezione della rete MT è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva di cortocircuiti, sovraccarichi e guasti a terra in tempi correlati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla CEI 11-1, i relé di protezione (contro le sovracorrenti, contro i guasti a terra, sia direzionali che non direzionali ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal

fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica del circuito.

5.2.2.4 Automatismi di rete

Nelle reti di distribuzione MT è usualmente prevista l'effettuazione della richiusura automatica rapida e/o una o più richiusure lente.

Inoltre possono essere installati dispositivi telecontrollati manualmente o automaticamente al fine della selezione della porzione di rete sede del guasto.

5.2.3 Qualità del servizio sulle reti MT

La qualità del servizio sulle reti MT può essere definita con gli stessi criteri di cui in 5.1.3.

6 Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT e MT

6.1 Obiettivi e regole generali

Obiettivo della connessione è garantire agli Utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari e documentabili esigenze dell'Utente.

Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di consegna che devono assicurare (mediante la struttura del collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione.

In considerazione della molteplicità dei casi, il procedimento di determinazione e valutazione delle connessioni esamina separatamente le componenti che concorrono alla determinazione dell'impianto e definisce soluzioni tipiche per i casi ricorrenti.

6.2 Definizione della connessione

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione AT e MT devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'Utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa.

L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

- P1. livello di tensione e punto della rete di distribuzione al quale l'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell'impianto Utente e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;
- P2. schema d'inserimento dell'impianto (entra-esce, antenna, ecc.);
- P3. schema di connessione (sistemi di sbarra e organi di manovra e d'interruzione, in relazione alla manutenzione e al sistema di protezione della rete).

I passi P1 e P2 sono descritti unitariamente per quanto riguarda le reti AT e MT ai seguenti paragrafi 6.3 e 6.4.

Ulteriori specificazioni circa il passo P2 sono fornite per la rete AT al paragrafo 7.1 e per la rete MT al paragrafo 8.1.

Il passo P3 è descritto per la rete AT al paragrafo 7.2 e per la rete MT al paragrafo 8.2.

6.3 Determinazione del livello di tensione e del punto di connessione (passo P1)

Il passo P1 consiste nella scelta del livello di tensione e del punto della rete nel quale inserire l'impianto.

Tali scelte sono operate dal Distributore sulla base:

- 1) della taglia dell'impianto, che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete. In generale devono essere valutati i profili di tensione, la selettività delle protezioni nonché lo sfruttamento delle linee e dei trasformatori;
- 2) della dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale;
- 3) delle caratteristiche della rete limitrofa;
- 4) del contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in nessun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore, considerando tutti i contributi dell'impianto (generatori, motori, ecc) indipendentemente dalla massima potenza scambiabile. A tale riguardo, per ogni livello di tensione, la corrente massima di cortocircuito raggiunta a seguito della nuova connessione non deve essere superiore al 90% del potere di interruzione degli interruttori già presenti (corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature); il margine residuo del 10% è dedicato all'incertezza della pianificazione e dell'esercizio della rete;
- 5) dei livelli di disturbo immessi (variazioni rapide, armoniche, flicker, dissimmetria delle tensioni) dalle utenze sia attive che passive che devono essere tali da non far superare i livelli di pianificazione della compatibilità elettromagnetica stabilita dal Codice di Rete per la rete AT e i livelli stabiliti dalla norma CEI EN 61000-2-12 per la rete MT. Le valutazioni tecniche devono essere condotte secondo i rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-71 per quanto riguarda il flicker e le variazioni rapide, IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri;
- 6) delle esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio;
- 7) delle esigenze dell'Utente in merito a variazioni lente e buchi di tensione;
- 8) della possibilità di sviluppo della rete ai fini del soddisfacimento delle esigenze di cui ai punti precedenti qualora tali esigenze non siano conseguibili in maniera efficace ed efficiente con migliorie dell'impianto di utenza ottenibili a costi ragionevoli.

In genere, la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione e prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio, è indicata nella Tab. 4.

¹ Per le variazioni rapide, è allo studio un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'utente.

Tab. 4: Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione

Potenze MVA	Livello di tensione della rete
<0,1	BT
0,1-0,2	BT
	MT
0,2-3	MT
3 - 10	MT
	AT
10 – 100 impianti di utilizzazione 10 – 200 impianti di produzione	AT

I disturbi generati dall'Utente e immessi nella rete sono valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative norme, tenendo conto di quanto precisato di seguito.

I livelli di compatibilità sono normalizzati solo per le reti BT e MT. Per le reti AT le guide tecniche di supporto alle normative forniscono dei "livelli di pianificazione", da intendere non come limiti assoluti, ma come valori che è consigliabile non oltrepassare, per rispettare i livelli di compatibilità nelle reti di categoria inferiore.

I limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri impianti/Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti. I criteri di valutazione dei limiti di emissione del singolo impianto sono contenuti nell'Allegato A.2.

6.4 Definizione dello schema d'inserimento dell'impianto (passo P2)

L'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'Utente nella rete è condotta dal Distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie.

Per tale motivo alla determinazione dello schema di connessione concorrono i seguenti fattori:

- la taglia dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di stazioni, di cabine primarie e secondarie;
- l'esercizio della rete cui l'impianto è connesso;
- la possibilità di ampliamento di stazioni, cabine primarie e secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del Distributore;
- le esigenze dell'Utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni debbono essere condotte, ove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete (carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima, ecc.).

Soluzioni diverse da quella individuata dal Distributore e proposta all'Utente possono essere valutate, su richiesta dell'Utente, ed eventualmente realizzate, secondo condizioni economiche allo scopo fissate dall'AEEG.

6.4.1 Schemi d'inserimento

I principali schemi di inserimento si distinguono in:

1) inserimenti su linee esistenti:

- in entra-esce;
- in derivazione rigida a T;

2) inserimento in antenna su stazioni e cabine primarie esistenti.

Ulteriori specificazioni circa i possibili schemi di inserimento sono riportate nel paragrafo 7.1 per l'Alta Tensione e 8.1 per la Media Tensione.

6.4.2 Affidabilità dei diversi schemi di connessione

Il Distributore è tenuto a informare l'Utente dei diversi livelli di affidabilità degli schemi di connessione proposti.

La valutazione dell'affidabilità relativa ai diversi schemi di connessione può essere effettuata basandosi sull'ipotesi di guasto singolo.

L'indice di affidabilità dello schema di connessione è correlato alla durata cumulata probabile di interruzione del servizio (ore/anno) e al numero di interruzioni, sopportate dall'Utente a causa di guasti sul sistema di alimentazione o per lavori, anche se questi ultimi, in generale, sono programmabili e l'interruzione per lavori avviene generalmente con preavviso.

L'affidabilità di cui sopra fa astrazione dalle interruzioni transitorie e di breve durata nonché dall'affidabilità degli elementi componenti l'impianto di consegna.

La diminuzione di affidabilità conseguente a guasto sul tratto di linea che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per lo schema di inserimento in entra-esce;
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per lo schema di inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per lo schema di inserimento in derivazione rigida a T. In generale, la derivazione a T è quella che offre l'affidabilità minore, tra i diversi schemi di connessione.

La diminuzione di affidabilità a causa di lavori sul tratto di linea che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per l'inserimento in entra-esce realizzato con due singole terne;
- dipendente dal doppio della lunghezza della linea, per l'inserimento in entra-esce realizzato con una doppia terna¹;
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per l'inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per l'inserimento in derivazione rigida a T.

¹ Il problema della diminuzione di affidabilità per lavori è rilevante solo nel caso di linee aeree.

7 Connessione alle reti AT

7.1 Schemi di inserimento

7.1.1 Inserimento rigido in derivazione a T

Per inserimento rigido a T s'intende l'inserimento, mediante una derivazione da un elettrodotto esistente, di un tronco di linea con il solo interruttore nell'estremo lato Utente.

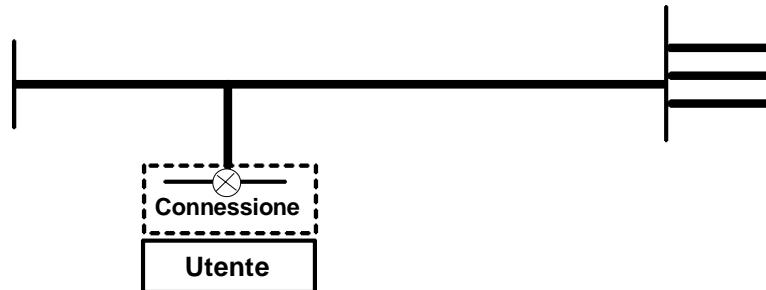


Fig. 1: Inserimento rigido in derivazione a T

Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre una continuità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, degrada lo standard di intervento delle protezioni a distanza, in rapidità e selettività.

Sulle reti AT è applicabile generalmente per potenze non superiori a 20 MVA (vedi Codice di Rete). E' consentita non più di una derivazione rigida a T da ogni singola linea della rete AT a due estremi.

In considerazione dei tempi molto lunghi necessari per la riparazione delle linee in cavo AT, è sconsigliata la realizzazione (anche parziale) della derivazione in cavo interrato. Per evitare lunghi disservizi in caso di guasti permanenti sulla derivazione, è previsto l'inserimento di un sezionamento all'inizio della derivazione stessa, nei seguenti casi:

- derivazione di lunghezza qualsiasi in cavo interrato;
- derivazione di lunghezza non trascurabile (>300 m) in linea aerea.

Questo tipo di connessione comporta interruzioni programmate per manutenzione in numero e durata nettamente superiori a quelle degli altri schemi di inserimento. Pertanto, l'Utente e il Distributore in sede di definizione del contratto per la connessione dovranno accordarsi sulla durata complessiva annuale prevista per tali interruzioni.

7.1.2 Inserimento in entra-esce

Per entra-esce s'intende l'inserimento di una cabina di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due soli tronchi di linea afferenti a due cabine di connessione diverse.

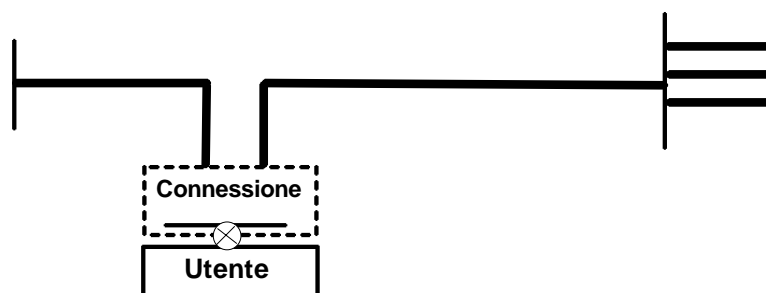


Figura 2: Inserimento in entra-esce

L'inserimento in entra-esce può essere realizzato con due linee separate o con una linea a doppia terna. Dal punto di vista elettrico, lo schema con linee separate consente la manutenzione su una terna con l'altra in tensione e una maggiore affidabilità. In servizio normale, le due realizzazioni non determinano differenze di prestazioni per l'utenza. Per manutenzione, lo schema con linea di collegamento a doppia terna implica la disalimentazione dell'utenza in quanto l'intervento su una delle terne, nel tratto a doppia terna, richiede la messa fuori servizio di entrambe le linee (solo per linee aeree).

7.1.3 Inserimento in antenna

Per antenna s'intende un inserimento nel quale una o più linee aventi origine nella stessa Cabina Primaria (nel seguito CP) o stazione sono dedicate a un solo Utente.

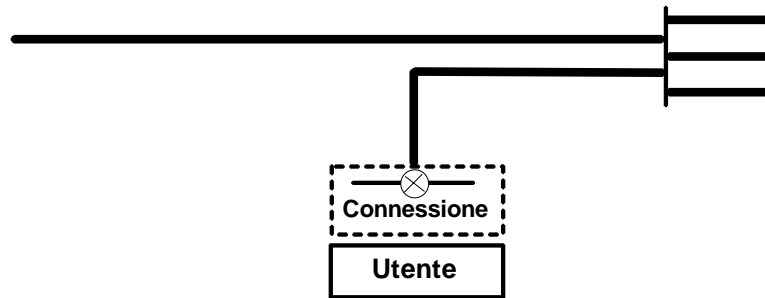


Fig. 3: Inserimento in antenna

7.1.3.1 Impianti con particolari esigenze di disponibilità

Per impianti che richiedano una elevata disponibilità, il collegamento in antenna può essere realizzato con più linee in parallelo oppure con due linee in antenna su stazioni/cabine primarie differenti (inserimento risultante in uno schema di tipo entra-esce, realizzato con due nuovi collegamenti). In tal caso valgono le stesse considerazioni espresse per l'inserimento in entra-esce, salvo il fatto che l'inserimento in doppia antenna modifica i flussi di potenza e più in generale l'assetto della rete.

Per la connessione di impianti di distribuzione, l'inserimento in antenna è generalmente impiegato qualora la rete di distribuzione MT sottesa sia completamente rialimentabile da altri impianti.

7.1.3.2 Inserimento in antenna in cabina adiacente

Per inserimento in cabina adiacente s'intende il collegamento di un impianto d'Utente a sbarre di cabina senza linea interposta o con tratti di conduttori di lunghezza inferiore a 300 m senza interruttore in partenza dalla sbarra della CP. Per lunghezze di collegamento superiori a 50 m è comunque facoltà del Distributore installare un sezionatore motorizzato presso il proprio impianto.

L'inserimento in cabina adiacente presenta caratteristiche funzionali analoghe a quello in antenna.

7.2 Schema dell'impianto di connessione

Lo schema di connessione è definito dal Distributore, di concerto con l'Utente, sulla base dei seguenti criteri:

- esigenze della rete;
- esigenze dell'impianto dell'Utente.

Nel caso di connessione alla rete AT di unità rilevanti, la scelta dello schema di connessione deve essere concordata tra Distributore e Gestore.

Le esigenze della rete sono le stesse enunciate per la scelta del punto e dello schema di inserimento con particolare riguardo alla flessibilità dei sistemi di sbarra, per assicurare la dovuta disponibilità di connessione anche durante la manutenzione quando lo stesso impianto alimenta altri Utenti ed alla rapida e selettiva esclusione dell'impianto per guasti.

L'esigenza dell'Utente è la disponibilità della connessione alla rete in caso di attività di manutenzione programmata ovvero di indisponibilità di porzioni di rete a seguito dell'intervento automatico delle protezioni di rete, la possibilità di mantenere alimentati eventuali carichi privilegiati, la necessità di disporre di congrui valori di potenza di cortocircuito, la qualità della tensione.

La scelta dello schema di connessione può essere condizionata da quella dello schema di inserimento. In relazione ai sistemi di sbarra si distinguono:

- assenza di sbarre;
- sistemi a semplice sbarra o "monosbarra".

I criteri generali sulla base dei quali devono essere definiti gli schemi di connessione alla rete sono riportati nel seguito:

- lo schema deve rendere sicuri l'esercizio e la manutenzione sia dell'impianto dell'Utente che della rete cui risulta collegato;
- ai fini dell'esercizio e della manutenzione, lo schema deve assicurare la separazione funzionale e fisica fra l'impianto dell'Utente e la rete, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti;
- lo schema da adottare deve essere quello che, tenendo conto del punto precedente e nel rispetto delle prescrizioni tecniche, minimizza l'impatto tecnico/economico sia sulla rete che sul sistema elettrico dell'Utente;
- lo schema deve assicurare la misura in corrispondenza dei punti di connessione in accordo alle disposizioni di legge in materia;
- lo schema non deve diminuire la disponibilità della rete nella zona circostante al punto di consegna e deve consentire, in caso di guasto all'impianto dell'Utente, l'esclusione dello stesso col minimo danno per la rete;
- lo schema deve prevedere l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante apertura di uno o più dispositivi di sezionamento, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) realizzata secondo le vigenti norme di sicurezza. La funzione di sezionamento è obbligatoria e deve escludere con sicurezza l'impianto d'Utente dal punto di consegna (in generale per esigenze di manutenzione).

In ogni caso, l'elemento di impianto di utenza per la connessione più prossimo all'impianto di rete per la connessione deve essere un sezionatore allo scopo di permettere la manutenzione degli altri elementi dell'impianto dell'Utente senza dovere interessare il Distributore.

7.2.1 Assenza di sbarre

Lo schema dell'impianto di connessione con assenza di sbarre sulla rete AT è adottabile nel solo caso di inserimento in antenna o in derivazione rigida a T, qualora alla linea d'arrivo corrispondano le configurazioni di impianto Utente riportate negli schemi unifilari di Fig. 4, Fig. 5, Fig. 6 e Fig. 7.

7.2.2 Sistema monosbarra

In relazione agli organi di manovra che condizionano la topologia della rete ed agli schemi usualmente adottati nella rete si distinguono, per i sistemi monosbarra:

- schemi normali;
- schemi ridotti, nei quali l'esclusione della stazione di consegna è affidata, in tutto o in parte, a sezionatori anziché interruttori;

- schemi ampliati, nei quali vengono aggiunti organi di sezionamento per esigenze specifiche (per esempio congiuntori di sbarra o sezionatori di sorpasso).

All'esigenza di rendere l'impianto dell'Utente sempre escludibile e, quando necessario, sorpassabile fa riscontro il criterio di scelta della soluzione normale o ridotta degli organi di manovra, la loro tipologia (telecomandati, motorizzati, manuali) e la presenza o meno di sezionatori di by-pass.

7.2.2.1 Schema normale

Lo schema normale è quello indicato in Fig. 12 e in Fig. 13 ed è tipicamente utilizzato per la connessione di un singolo montante di Utente. Nelle stesse figure sono evidenziate (in tratteggio) le apparecchiature da prevedere nel caso siano necessari più montanti di Utente. In simili casi, qualora sia omesso l'interruttore generale (alle condizioni che saranno in seguito dettagliate) le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolve dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*interruttori di montante*).

7.2.2.2 Schemi ridotti

Sulla rete AT l'adozione di uno schema ridotto (vedi Fig. 8 e Fig. 10) comporta una maggiore durata delle interruzioni rispetto alle altre tipologie di schema. Tale schema deve essere compatibile con la configurazione della rete, con le sue esigenze, con la tipologia degli impianti affacciati, con il coordinamento delle protezioni, ecc.

Deve altresì essere confermata dall'Utente (tramite opportuna opzione esplicita da includere nel Contratto di connessione) la disponibilità a predisporre l'impianto in modo da completare lo schema in tempi successivi.

Lo schema ridotto ha un costo inferiore rispetto a quello normale. Tuttavia, rispetto a soluzioni a T rigido, riduce i tempi di indisponibilità della linea per manutenzioni programmate (in caso di presenza di un interruttore, anche per guasto).

Questa soluzione riduce l'affidabilità delle reti AT, offre una qualità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, rende critico l'intervento delle protezioni a distanza. Non possono essere inseriti più di due schemi ridotti su una linea AT a due estremi. Sulla rete AT lo schema ridotto non è applicabile per richieste di potenze di connessione maggiori di 50 MVA (ridotti a 30 MVA per lo schema di Fig. 8), nel caso di stazioni poste agli estremi della linea realizzate in esecuzione blindata e nel caso l'Utente sia attivo. Nella connessione di cabine primarie questa soluzione è generalmente applicabile nei casi in cui la rete di distribuzione MT è rialimentabile.

7.2.2.3 Schema ampliato

Generalmente l'unico ampliamento di schema è l'aggiunta di un congiuntore di sbarra e di un eventuale sezionatore di sorpasso in sistemi in entra – esce (vedi Fig. 14 e Fig. 15). Il sorpasso riguarda l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante chiusura di un organo dedicato, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) previa apertura dei sezionamenti lato linea del Distributore.

Sulla rete AT la presenza del sezionatore di sorpasso deve essere valutata dal Distributore caso per caso tenendo conto della necessità di continuità del servizio della linea sulla quale è realizzata la connessione in entra-esce.

7.2.2.4 Schema multiutente e schema a multiple semisbarre Utente

Per la connessione di più Utenti è necessario dotare la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle sbarre del singolo Utente (vedi Fig. 14 e Fig. 15).

Schema analogo può essere adottato per la connessione di un singolo Utente con particolari esigenze in termini di continuità e disponibilità dell'alimentazione. In tal caso è infatti possibile prevedere la duplicazione dell'interruttore generale, dotando la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle due semisbarre Utente. In simili casi, è consigliabile la motorizzazione degli organi di sezionamento (vedi Fig. 14 e Fig. 15).

7.3 Soluzioni indicative di connessione alle reti AT

Nel presente paragrafo sono riportati gli schemi unifilari delle soluzioni standard (indicative) di connessione. La Tab. 5 seguente riassume le indicazioni generali sulla scelta di tali schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza, della potenza e del numero di stalli Utente.

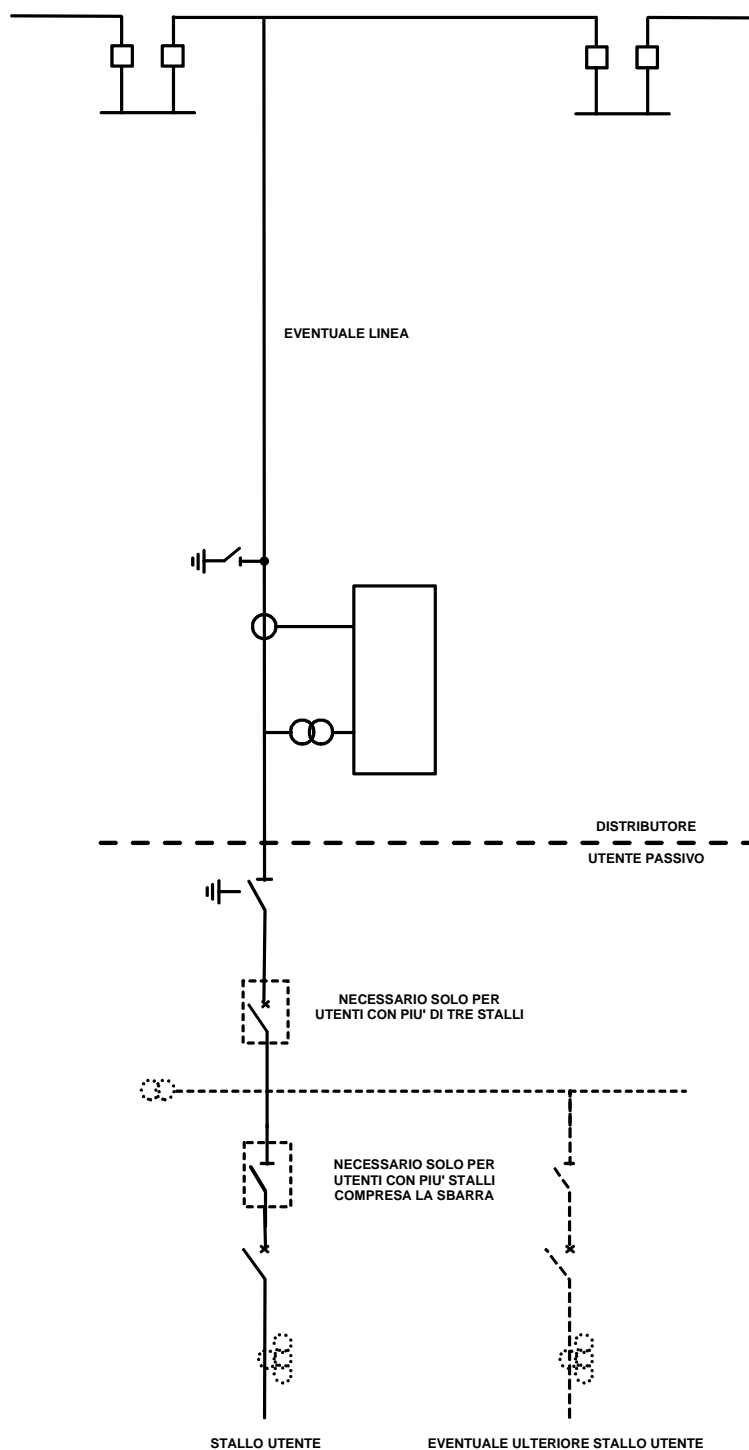
Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tab. 5 è congruo con le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportati nel paragrafo 6.4.2.

Tab. 5: Soluzioni indicative di collegamento alle reti di distribuzione AT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	IL1 (Derivaz. a T)	MR2 (Entra-Esce ridotto con nessun interr.)	MR1 (Entra-Esce ridotto con 1 interr.)	ISx (Antenna)	CBa (Entra-Esce con singolo stallo Utente)	CBb (Entra-Esce con multiplo stallo Utente)
Utenti passivi	3-10	MT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x (1)	x	x	x	x	-
	10 - 20	AT	x (1)	x	x	x	x	x
	20 - 50	AT	-	x	x	x	x	x
	50-100	AT	-	-	-	x	x	x
	>100	AT	-	-	-	x	x	x
AAT		nc	nc	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza installata [MVA]							
Produzione	3-10	MT	Nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x (1)	x	x	x	x	-
	10 - 20	AT	x (1)	x	x	x	x	-
	20 - 100	AT	-	x (2)	x (2)	x	x	x
	100 - 200	AT	-	-	-	x	x	x
	> 200	AT	-	-	-	x	x	x
AAT		nc	nc	nc	nc	nc	nc	nc

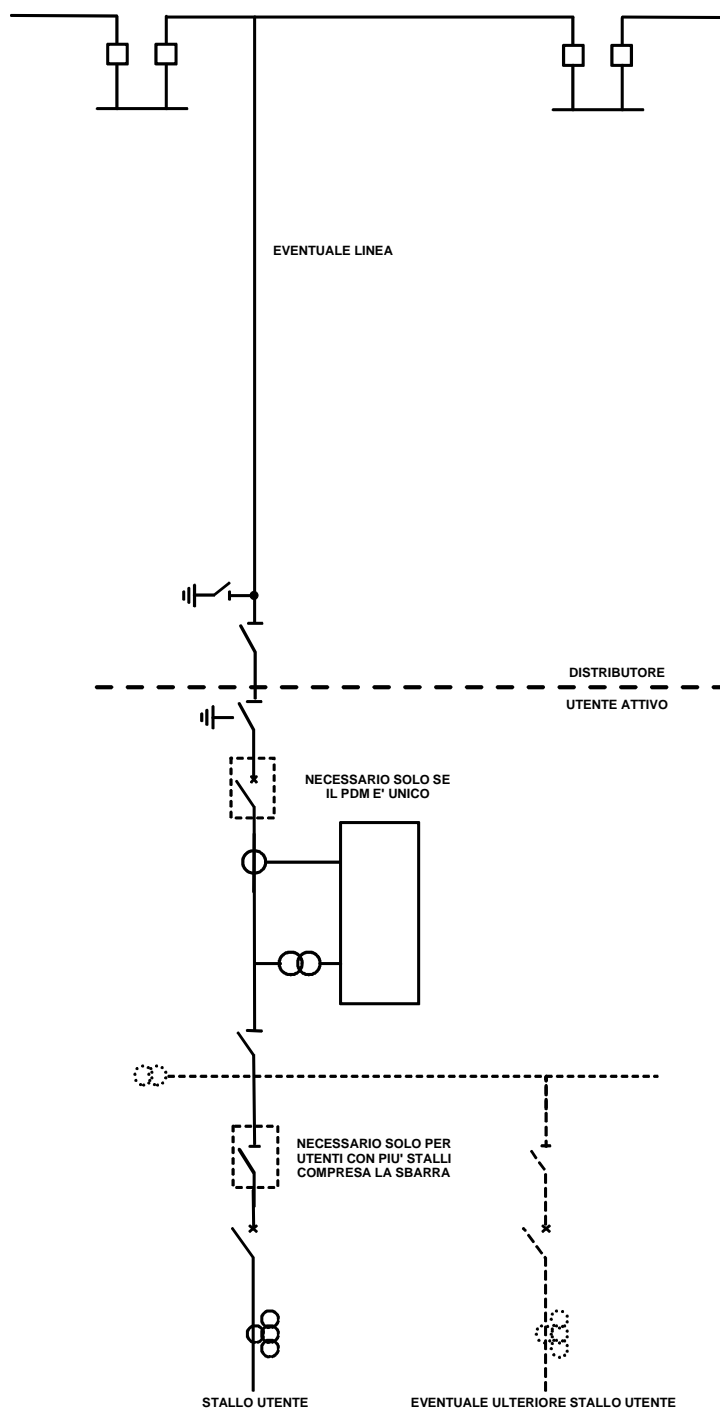
Legenda: x: soluzione consigliata; -: soluzione sconsigliata; nc: casistica non considerata nella presente Tabella; (1): non vale per utenti con almeno una delle cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle cabine di connessione collegate con schema ridotto; (2): non vale per utenti con potenza superiore a 50 MVA o con almeno una delle cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle cabine di connessione collegate con schema ridotto

Schemi unifilari per connessione in derivazione rigida a T



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA TV SULLA SBARRA UTENTE

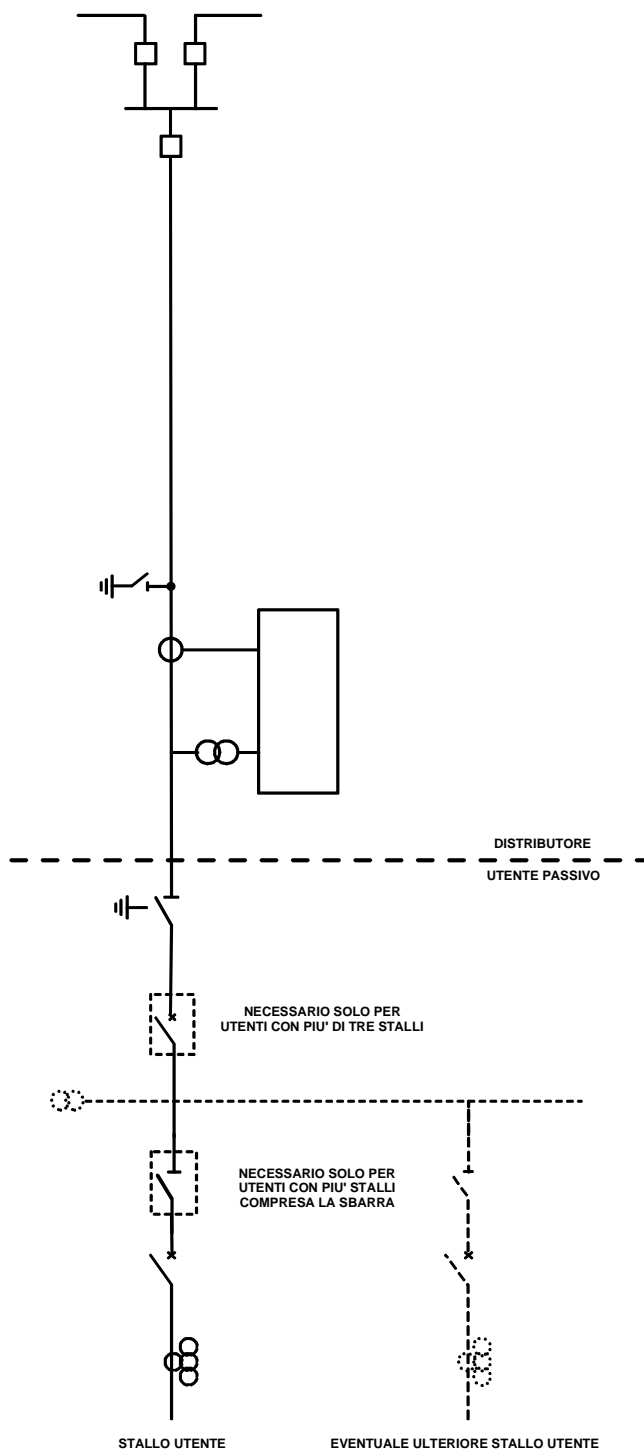
Fig. 4: Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti passivi (prevedere un sezionatore all'inizio della T per derivazioni in cavo di qualsiasi lunghezza o in linea aerea > 300 m)



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA TV SULLA SBARRA UTENTE O PDM SU OGNI MONTANTE, O INTERRUTTORE GENERALE.
SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG;
AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

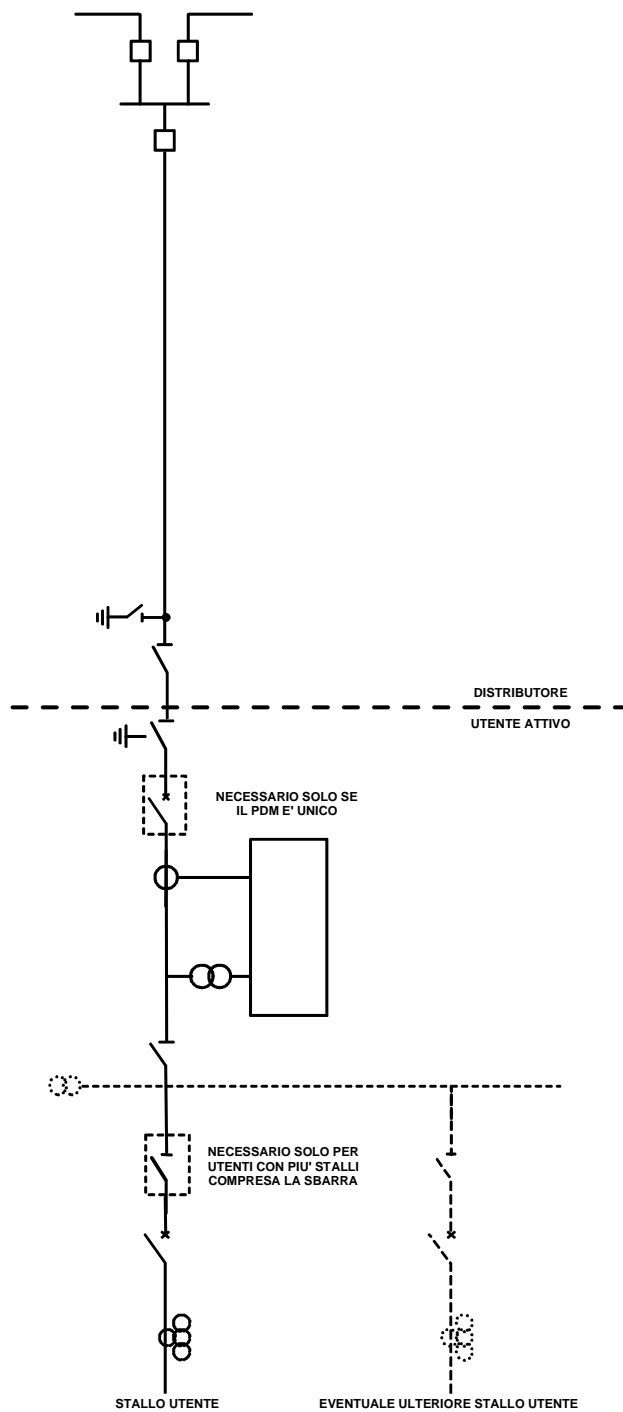
Fig. 5: Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti attivi (prevedere un sezionatore all'inizio della T per derivazioni in cavo di qualsiasi lunghezza o in linea aerea > 300 m)

Schemi unifilari per connessione in antenna



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA TV SULLA SBARRA UTENTE

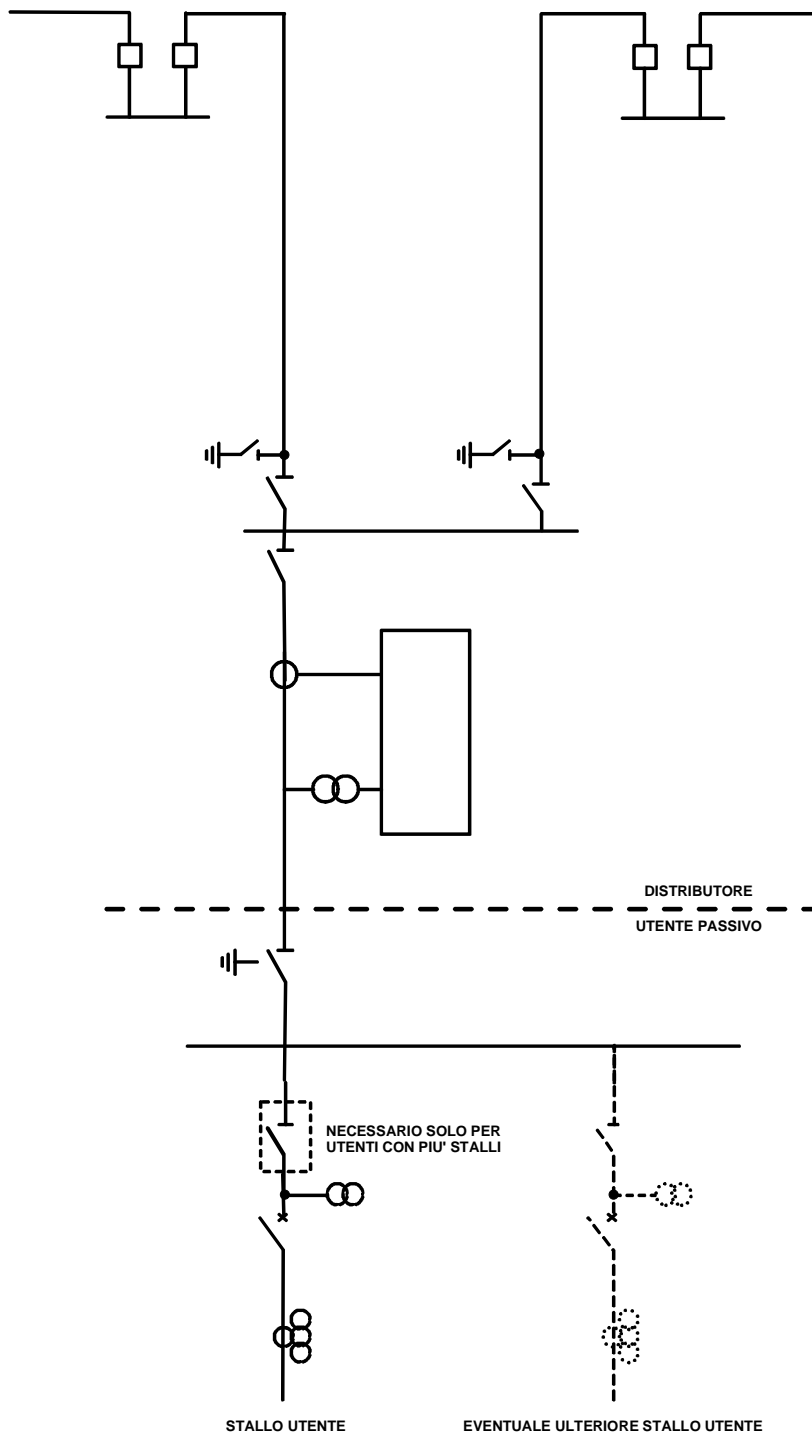
Fig. 6: Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti passivi



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA TV SULLA SBARRA UTENTE O PDM SU OGNI MONTANTE, O INTERRUTTORE GENERALE.
SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG;
AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

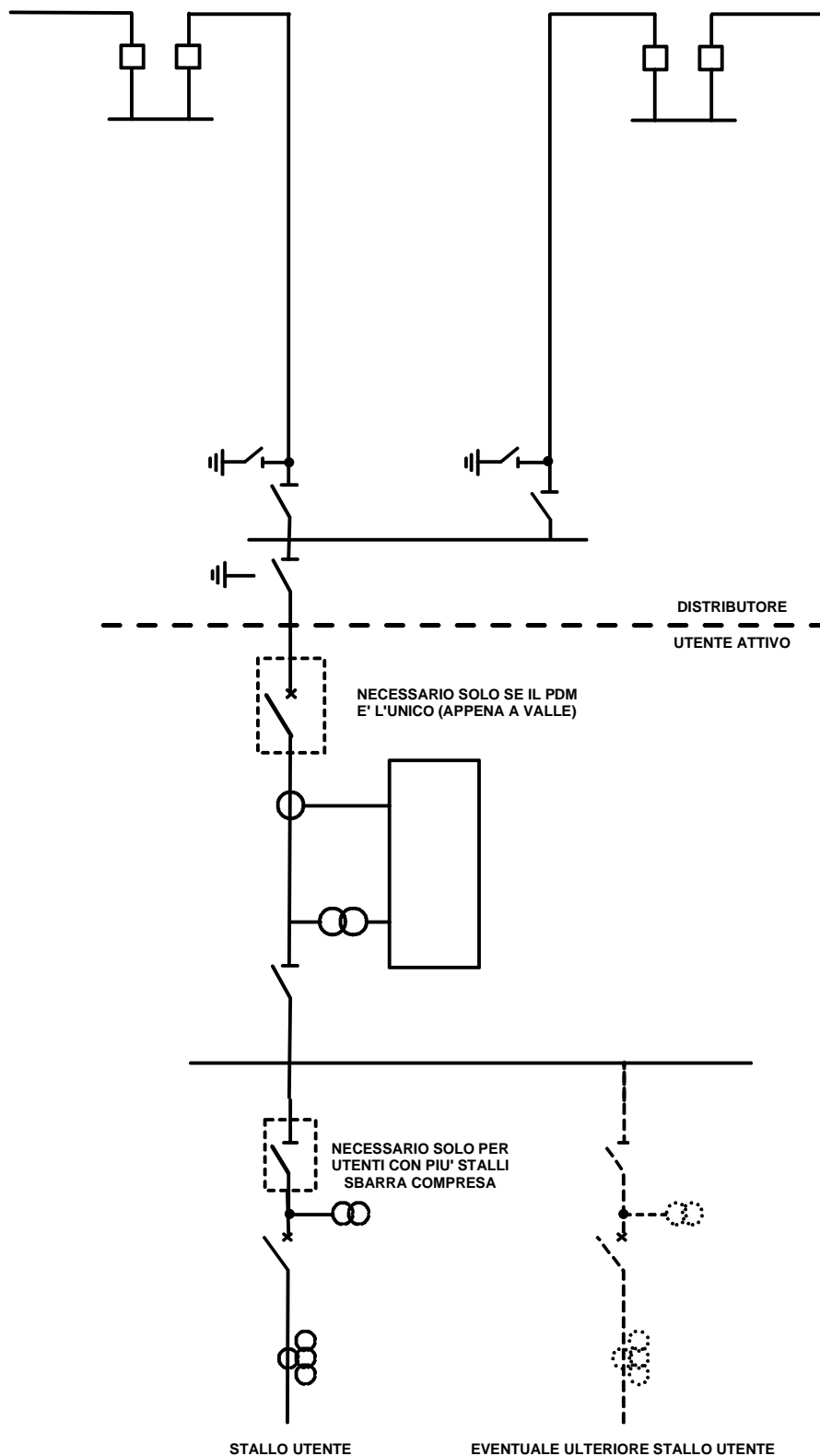
Fig. 7: Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti attivi

Schemi unifilari per connessione in entra-esce



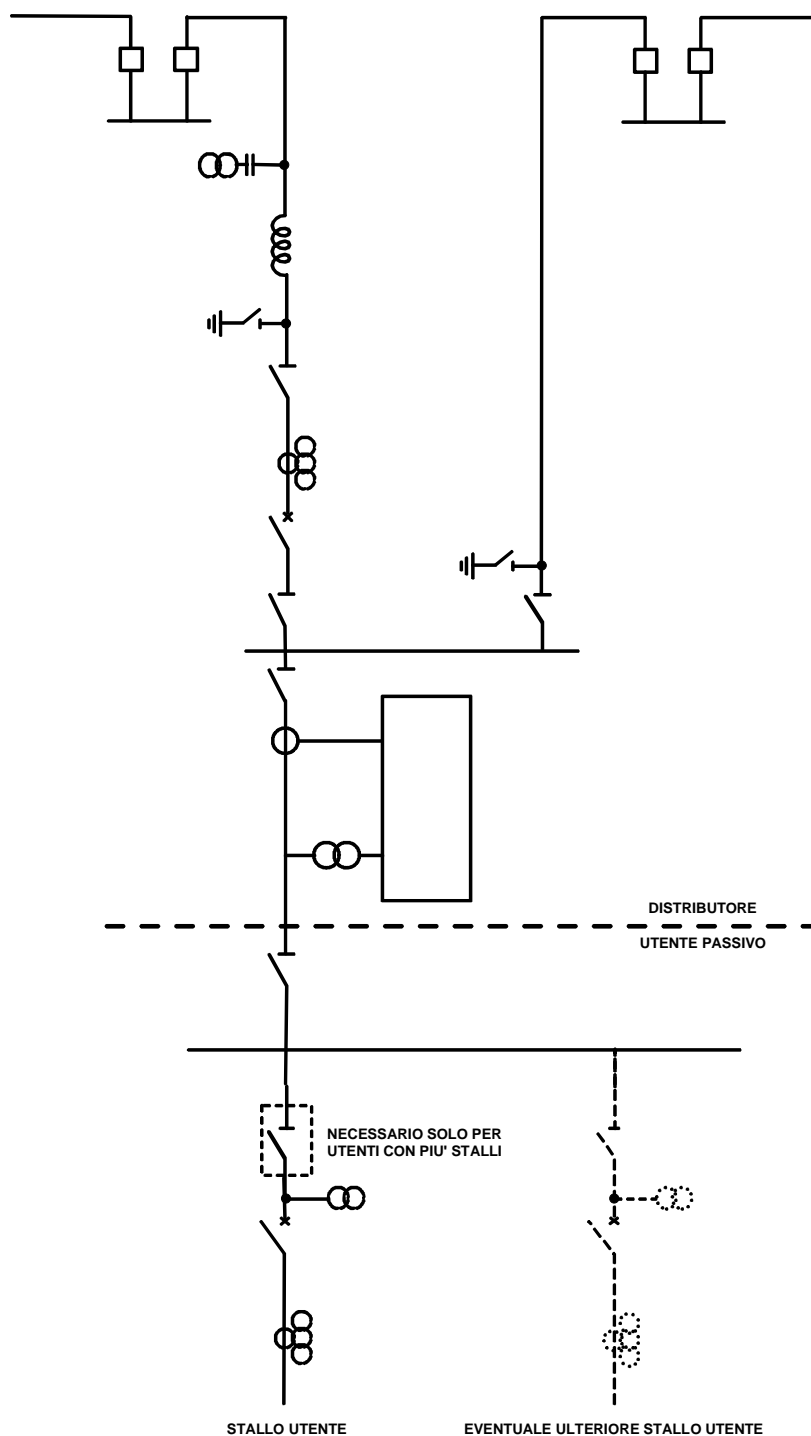
NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE.
NEL CASO DI IMPIEGO DI MODULO PREFABBRICATO COMPATTO E' NECESSARIO AGGIUNGERE UN TV.

Fig. 8: Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi i montanti (schema MR2) per Utenti passivi



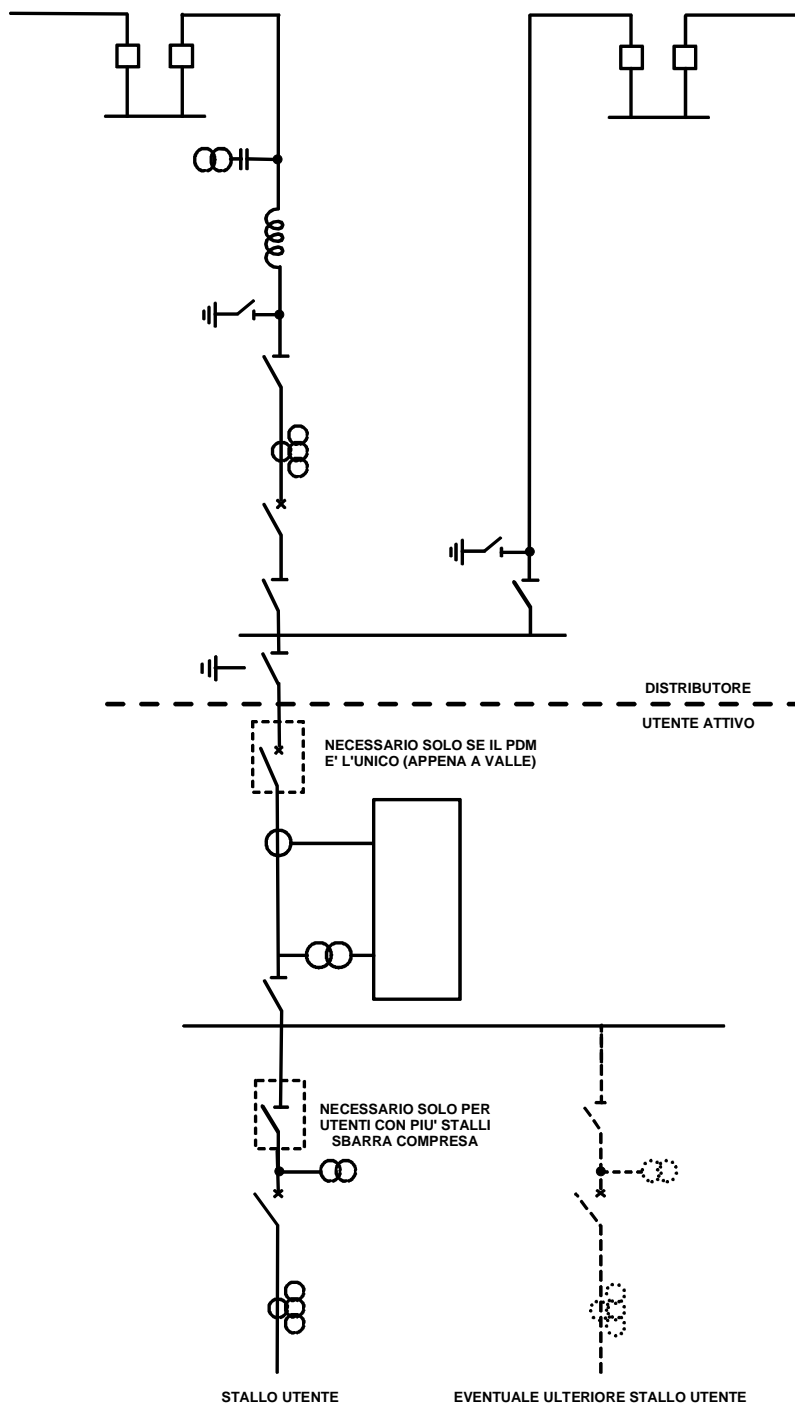
NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
NEL CASO DI PDM UNICO (E NON SU OGNI MONTANTE) E' NECESSARIO L'INTERR. GENERALE. SULL'INT. DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG;
AGISCONO PURE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON FOSSERO ASSOLTE DA ALTRI INTERR. A VALLE LOTO GENERATORE.

Fig. 9: Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi i montanti (schema MR2) per Utenti attivi



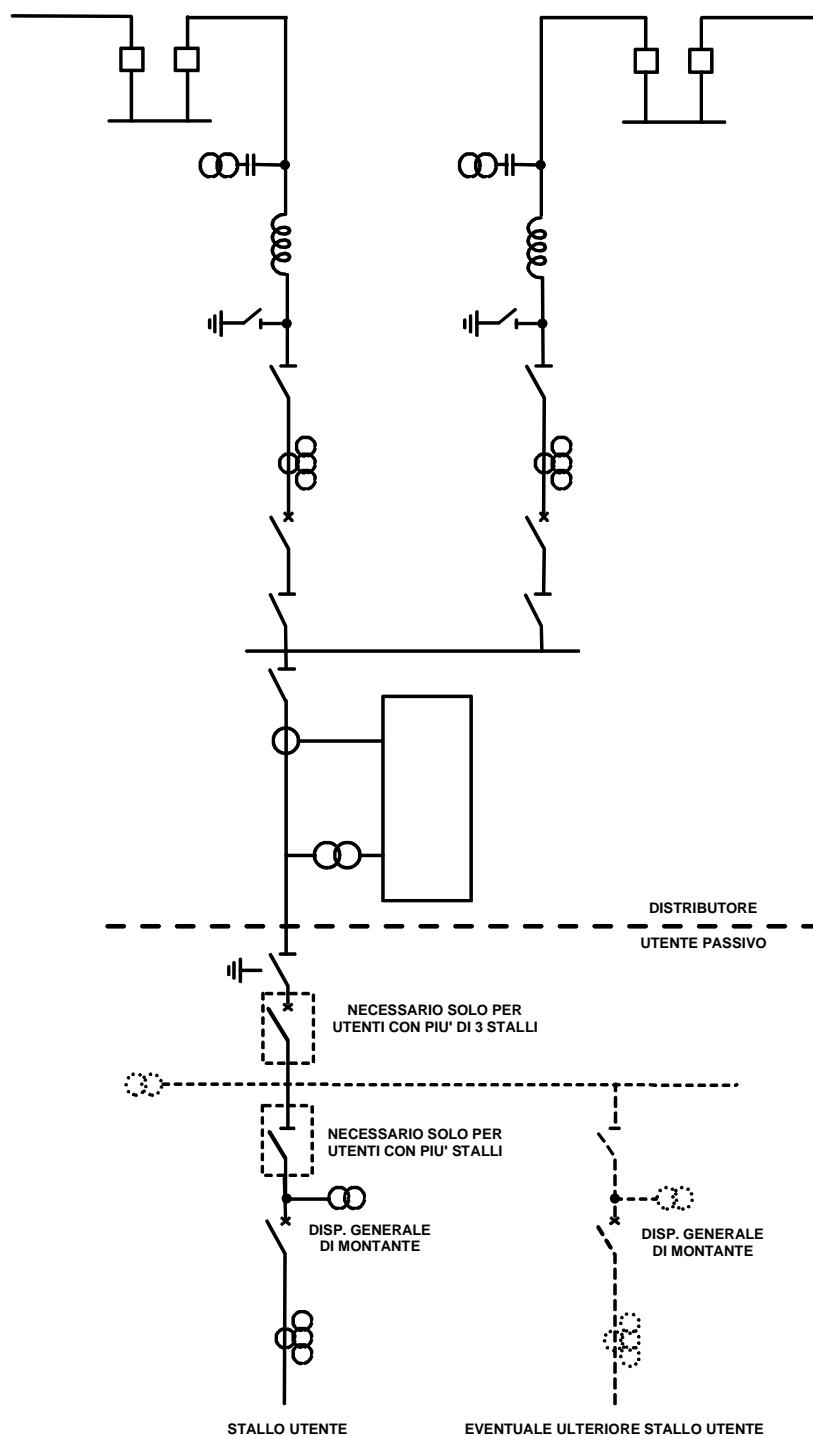
NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE.
NEL CASO DI IMPIEGO DI MODULO PREFABBRICATO COMPATTO E' NECESSARIO AGGIUNGERE UN TV.

Fig. 10: Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo montante (schema MR1) per Utenti passivi



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
NEL CASO DI PDM UNICO (E NON SU OGNI MONTANTE) E' NECESSARIO L'INTERR. GENERALE.. SULL'INT. DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG;
AGISCONO PURE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON FOSSERO ASSOLTE DA ALTRI INTERR. A VALLE LOTO GENERATORE.

Fig. 11: Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo montante (schema MR1) per Utenti attivi



NOTE - IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E'.
AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.

Fig. 12: Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti passivi

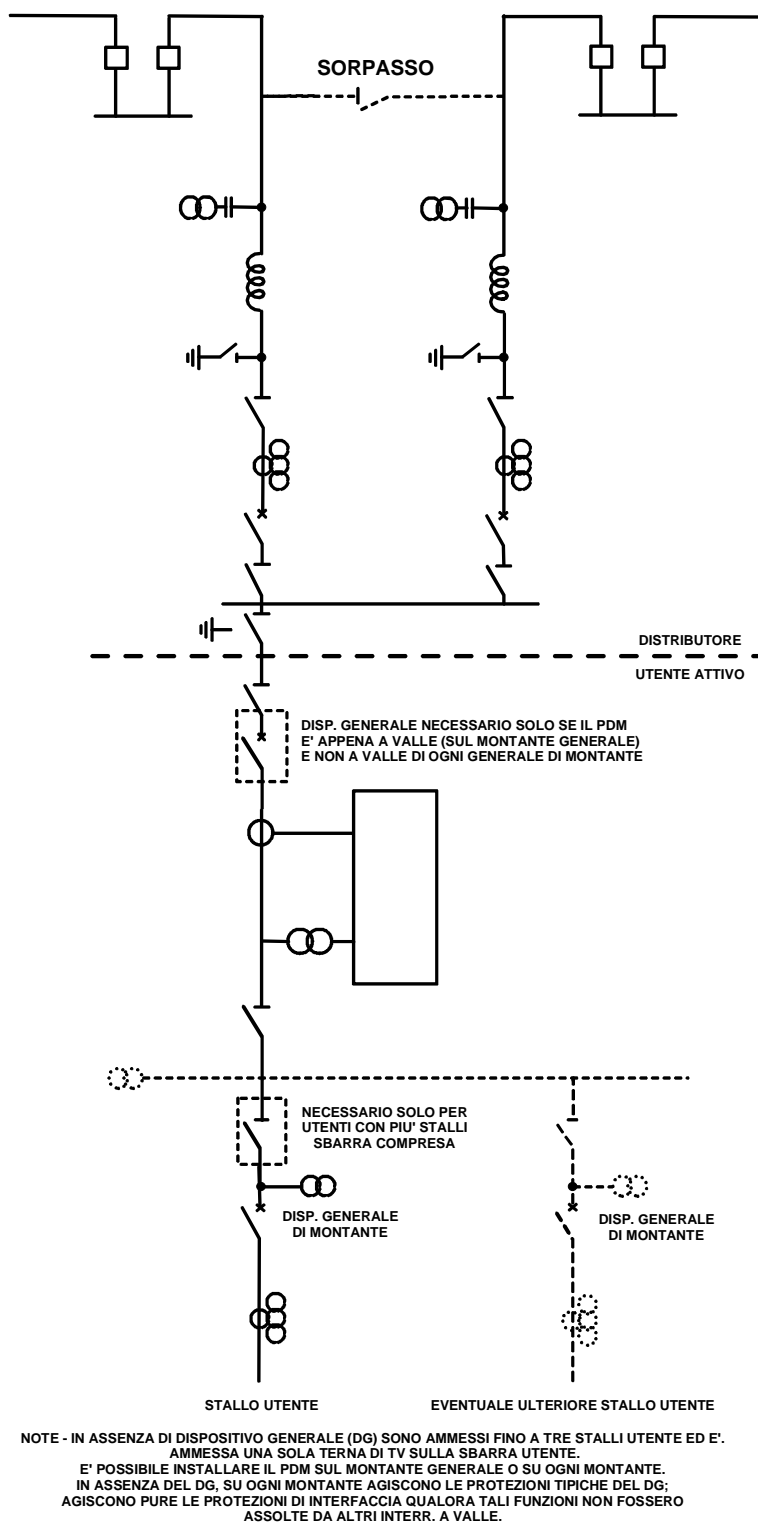
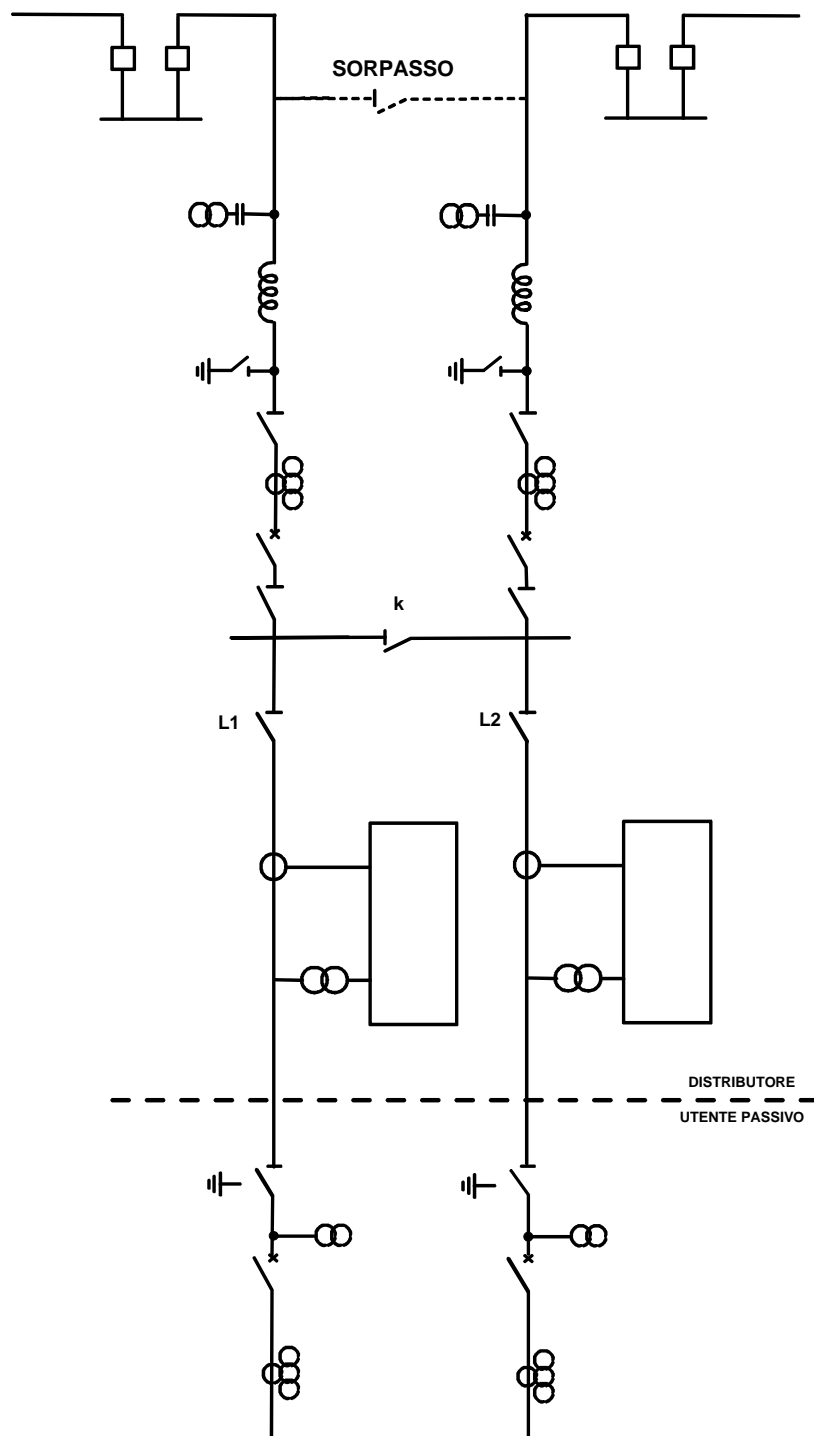
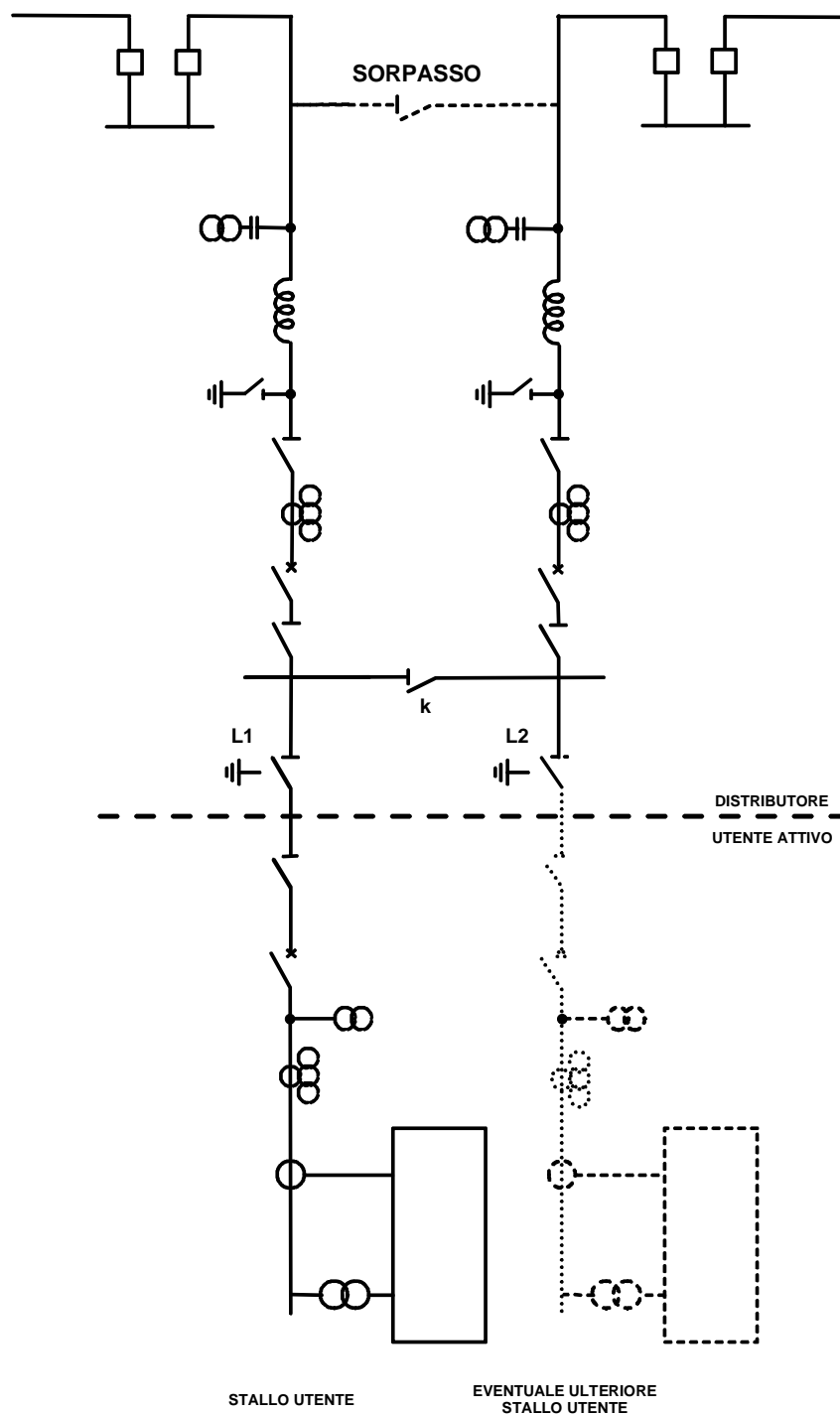


Fig. 13: Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti attivi



NOTE - E' POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.
IL SORPASSO E' EVENTUALE

Fig. 14: Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente, congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti passivi



NOTE - E' POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.
IL SORPASSO E' EVENTUALE

Fig. 15: Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti attivi

7.4 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

7.4.1 Confini di proprietà e apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Le attività elettriche di competenza del Distributore devono essere separate dalle attività elettriche di competenza dell'Utente.

La Fig. 16 riassume nei termini generali la configurazione del collegamento d'Utente per la connessione in entra-esce di un Utente passivo.

Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà¹ degli impianti.

Qualora l'impianto di rete per la consegna preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento.

Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Nel caso di Utenti passivi, trovano posto nel fabbricato anche i complessi di misura e/o telemisura delle grandezze elettriche. In tal caso a tale fabbricato ha accesso anche l'Utente.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) è regolato dal contratto per la connessione.

¹ Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.

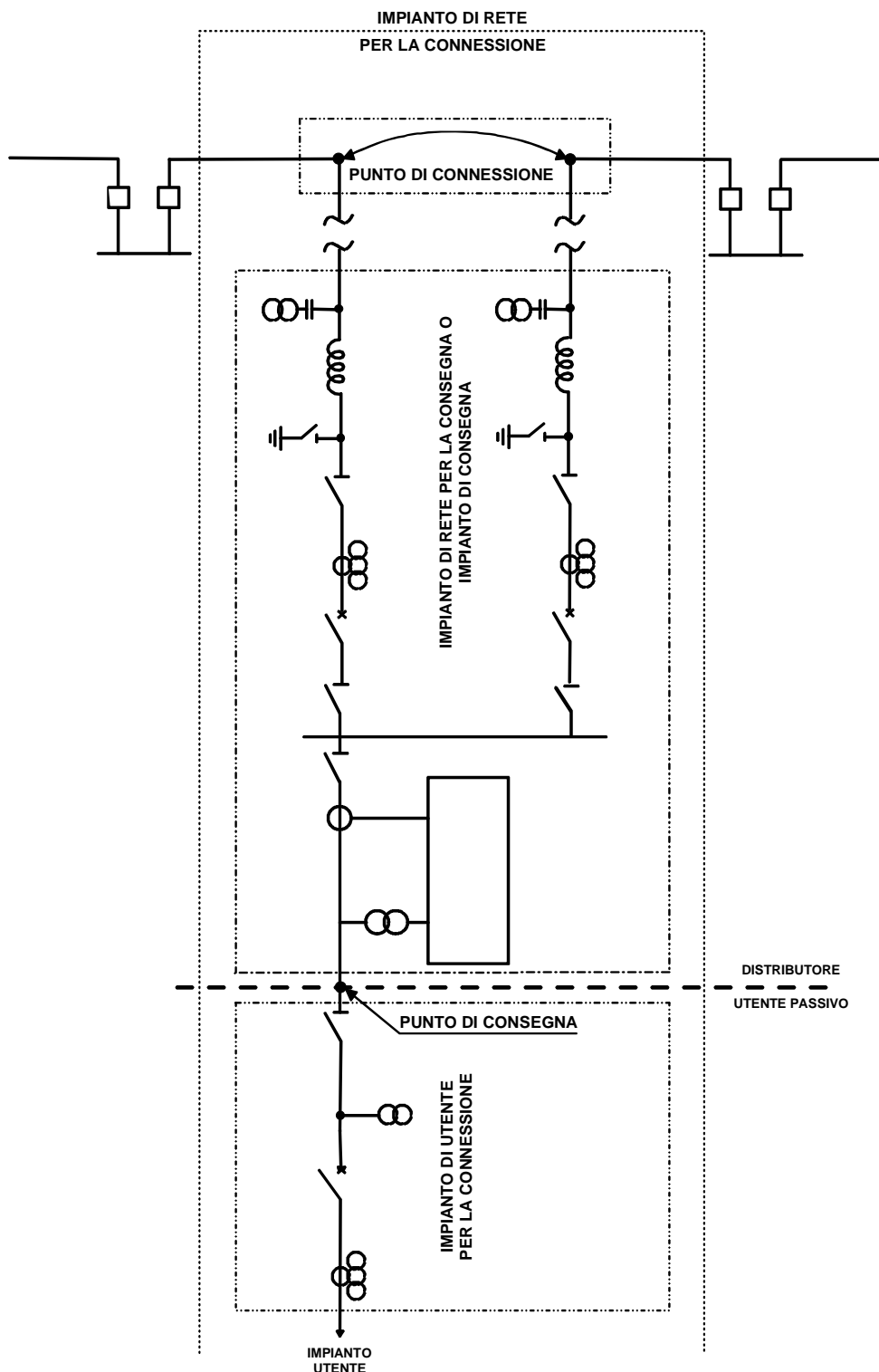


Fig. 16: Configurazione generale del collegamento d'Utente (p.e., caso di Utente passivo)

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione possono essere collocati uno o più¹ punti di consegna, che separano la proprietà del Distributore da quelle di uno o più Utenti e definiscono il confine circa le competenze per la realizzazione delle opere e le responsabilità in materia di manutenzione e garanzia reciproca delle prestazioni.

¹ Nel caso di connessione di più Utenti o di un singolo Utente con più punti di consegna.

Nel caso di apparecchiature e componenti funzionali anche all'attività di distribuzione e installati nell'impianto dell'Utente devono essere chiare le deleghe di responsabilità per l'esercizio ed la manutenzione intercorrenti tra Distributore e Utenti.

7.4.1.1 Punto di consegna e confini di competenza

Il punto di consegna, lato rete, consiste generalmente nei codoli lato rete del sezionatore di terra facente parte dell'impianto di utenza per la connessione. Il punto di consegna definisce il confine di competenza per quanto riguarda i circuiti di potenza.

Per i circuiti BT di controllo e protezione il confine di competenza è generalmente individuato in apposite interfacce o morsettiere di interfaccia.

7.4.1.2 Apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Vengono definite apparecchiature dell'Utente funzionali (anche non in modo esclusivo) all'attività di distribuzione:

- a) tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di connessione, sono necessari a configurare la rete, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di gestione della rete;
- b) tutti i sistemi di protezione, i telescati e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui alla precedente lettera a) che garantiscono la connessione operativa degli impianti di Utente nelle possibili condizioni di funzionamento;
- c) gli interruttori necessari al distacco dell'Utente dalla rete con i relativi sistemi di protezione e i telescati e i relativi automatismi di apertura;
- d) gli apparati di monitoraggio, di misura e delle relative telecomunicazioni che garantiscono il flusso informativo tra Distributore e Utente.

Per quanto riguarda gli apparati di regolazione di tensione e frequenza nonché gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra Gestore ed Utente si fa riferimento al Codice di Rete.

I rapporti tra Distributore e Utente devono essere conformi alle regole generali di seguito elencate.

- L'esercizio, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla precedente lettera a) deve essere effettuato attuando le indicazioni del Distributore, che determina le configurazioni di rete attraverso il comando degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi. E' necessario che tali organi di manovra possano essere manovrati localmente o comandati a distanza da personale operativo in turno continuo nell'arco delle 24 h della giornata e nell'arco dell'intero anno e facente riferimento al Distributore.
- L'esercizio delle parti di cui alla precedente lettera b) deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, della tarature delle protezioni stabilite. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'indisponibilità delle protezioni comporta l'apertura del collegamento.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera c) deve assicurarne la piena e continua funzionalità, nonché il ripristino della stessa in tempi minimi.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera d) deve assicurare le stesse prestazioni assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità dei tempi di ripristino delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di protezione e controllo.
- Qualsiasi modifica degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevante ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata con il Distributore.
- In caso di sviluppo e/o modifica della rete, l'Utente è tenuto ad adeguare gli apparati di cui al punto precedente a quanto richiesto dal Distributore.

- La manutenzione degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevanti ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata col Distributore ed allo stesso notificata.

7.4.2 Impianto di utenza per la connessione: dispositivi previsti

Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

In funzione del tipo di impianto che deve essere connesso (impianto attivo o impianto passivo) devono essere presenti i dispositivi di seguito elencati.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle di ciascun punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale dispositivo può essere dotato di un dispositivo per il parallelo tra reti ed è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti. Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso pur di rispettare tutte le seguenti condizioni:
 - la sbarra dell'Utente sia posta immediatamente a valle del punto di consegna e sia equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
 - a tale sbarra siano attestati non più di tre stalli equipaggiati con i trasformatori di misura/protezione immediatamente a valle del relativo interruttore.
- In caso di omissione dell'interruttore generale, le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori immediatamente attestati alla sbarra Utente (*interuttori di montante*).
- La funzione dell'interruttore generale non può essere assolta da interruttori il cui stato influenzi l'assetto e la magliatura della rete.
- Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e può:
 - essere impartito dal Distributore, previo accordo con l'Utente, se l'interruttore è ubicato nella rete di distribuzione;
 - essere esclusivamente impartito dall'Utente, se l'interruttore è ubicato nell'impianto di utenza per la connessione.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura e spese del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo adeguato (minimo 9 mesi) per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi.

7.4.3 Realizzazione dell'impianto per la connessione e criteri di dimensionamento

La separazione tra Utente e Distributore, in termini di responsabilità nell'esercizio, con riferimento alle attività di conduzione e manutenzione dell'impianto di connessione, deve essere ben individuabile sugli schemi e ben visibile in sito.

Per gli impianti già in esercizio, la separazione deve essere realizzata compatibilmente con la struttura d'impianto esistente ed in particolare con gli spazi disponibili.

La norma di riferimento per la progettazione e la costruzione dell'impianto per la connessione è la CEI 11-1. I componenti dell'impianto devono rispondere agli standard normativi CEI e CENELEC applicabili.

Tutte le apparecchiature dovranno essere dimensionate in modo compatibile con le caratteristiche della rete nel punto di connessione (p.e., tensioni e correnti nominali, correnti di cortocircuito, ecc).

Le dimensioni dell'area occupata dagli impianti e dai fabbricati devono essere tali da rispettare le distanze di sicurezza ed ogni vincolo stabilito dalle norme CEI vigenti.

7.4.4 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Il parallelo tra punti diversi della rete di distribuzione attraverso Utenti con più punti di consegna è regolato dal Distributore.

In caso di presenza di punti di consegna multipli, anche al fine dell'alimentazione di emergenza, devono essere previsti, su richiesta del Distributore, opportuni interblocchi meccanici o elettromeccanici. Tali interblocchi devono operare sugli organi di manovra per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

Qualora, per motivi legati alla complessità impiantistica o alla ubicazione delle apparecchiature, non siano possibili altre soluzioni, si dovranno prevedere blocchi elettrici a sicurezza intrinseca.

Il Distributore deve assicurarsi del corretto funzionamento degli interblocchi presenziando alle prove di funzionamento dei blocchi al momento della messa in servizio e/o richiedendo, in qualsiasi momento, l'effettuazione delle relative manovre alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra Distributore e Utente, è ammesso il parallelo transitorio realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi la differenza tra i moduli e gli angoli delle tensioni. I valori massimi dei parametri per il parallelo sono predefiniti dal Distributore.

La durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni deve essere la più breve possibile compatibilmente con i tempi di manovra e di telecomando degli interruttori e deve essere in ogni caso concordata con il Distributore.

7.4.5 Impianto di terra per la connessione

Il dispersore unico, relativo all'impianto di consegna e all'impianto di utenza per la connessione (eventualmente comune con il complessivo impianto di utenza), deve essere progettato e realizzato a cura e carico dell'Utente. Il progetto del dispersore deve essere redatto a cura dell'Utente sulla base delle informazioni vincolanti fornite dal Distributore relative alla disposizione delle masse, delle masse estranee, delle apparecchiature, degli edifici e di ogni altro elemento che influenzi le tensioni di contatto e di passo nell'impianto di consegna e nell'impianto di utenza per la connessione.

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra dovuta alle funi di guardia o allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1. La possibilità di tale collegamento deve essere concessa dal Distributore previo accordo con l'Utente e compatibilmente con le condizioni specifiche circa il trasferimento di potenziali pericolosi. In tal caso, il Distributore è tenuto a garantire la continuità della fune di guardia e dello schermo dei cavi.

L'informazione circa la disponibilità o meno delle funi di guardia o dello schermo dei cavi ai fini del presente paragrafo deve essere resa disponibile all'Utente da parte del Distributore unitamente alle informazioni vincolanti di cui sopra.

Il dimensionamento del dispersore deve essere effettuato dall'Utente sulla base del valore della corrente I_E (come definita nella Norma CEI 11-1) e del tempo di eliminazione del guasto indicati dal Distributore (valori previsionali).

7.4.5.1 Verifiche

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella norma CEI 11-1, tenuto conto della guida CEI 11-37. In particolare, è richiesto che le verifiche siano condotte con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 50 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica con le indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

La verifica iniziale dell'impianto di terra di competenza del Distributore viene svolta a cura del medesimo; incaricati dell'Utente potranno presenziare a dette verifiche. E' auspicabile che le due verifiche siano svolte contestualmente previo accordo tra le parti, in quanto, normalmente, l'effettuazione di dette misure rende tipicamente necessario l'impiego di un dispersore ausiliario di corrente a una distanza difficilmente raggiungibile con collegamenti provvisori (circuito per l'iniezione di corrente); di conseguenza, il Distributore rende disponibile (previi accordi con l'Utente) una propria linea di alimentazione, nonché l'impianto di terra di una installazione adiacente quali, rispettivamente, circuito amperometrico e dispersore ausiliario di corrente.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dalla Legge 46/90). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico di utenza o essere limitata al solo impianto di terra.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione della misura delle tensioni di contatto e di passo (limitatamente all'impianto di utenza), che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale invia al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01 (e s.m.i.).

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R.

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore, che esercisce la rete di alta tensione, deve mantenere aggiornati i dati con frequenza almeno annuale.

Il calcolo va effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete AT; non vanno considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da guasti, variazioni assetti per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori.

Per variazione significativa e permanente si intende, nel caso del tempo di intervento, una qualsiasi variazione del tempo di intervento.

Nel caso della corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento significativo della corrente per effetto della costruzione di nuove linee o la connessione di nuovi impianti di generazione) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di competenza del Distributore sono di competenza del medesimo. E' auspicabile un accordo tra le parti.

L'Utente resta esclusivo proprietario e unico responsabile del dispersore unico, anche per la manutenzione, esercizio ed eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza, esclusi quelli dovuti ad ampliamenti o modifiche dell'impianto condotti dal Distributore.

7.4.5.2 Collegamenti ad altri impianti di terra

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature AT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (p.e., stazione AT con trasformatori AT/MT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto MT e BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in MT o BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso che la tensione totale di terra durante un guasto a terra in AT superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale della apparecchiature, deve previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

7.4.6 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti adottano regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori nell'impianto stesso, in accordo con tutte le norme vigenti in materia (in particolare CEI EN 50110-1 e CEI 11-27) e con le procedure adottate dal Distributore, prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

I Distributori e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

7.4.7 Indisponibilità per manutenzione

I programmi di manutenzione delle parti d'impianto d'utenza direttamente funzionali all'assetto di esercizio della rete di distribuzione devono essere concordati e approvati dal Distributore, per tener conto della compatibilità con i piani di manutenzione della rete.

L'Utente è tenuto a:

- comunicare al Distributore il piano di indisponibilità nelle scadenze dal medesimo stabilite;
- comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione;
- coordinare i propri piani di lavoro con quelli del Distributore attenendosi ai programmi concordati.

I programmi di manutenzione di tutti gli altri elementi (relé, sistemi di comunicazione, ecc) che non comportano indisponibilità dei collegamenti ma di una o più funzioni d'interesse del Distributore, devono essere comunicati al Distributore stesso con congruo anticipo e da questi approvati.

7.4.8 Servizi ausiliari

L'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore un'alimentazione trifase BT con neutro, derivata dai propri impianti, con potenza adeguata alle esigenze dell'impianto collegato (generalmente 10 kVA per connessioni in antenna o derivazione, e 30 kVA per connessioni in entra – esce).

La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete per la consegna.

Nel caso di connessione in entra-esce da linea AT, la disponibilità di detta alimentazione deve essere garantita, a carico dell'Utente, entro due ore dalla comunicazione da parte del Distributore.

In questa fattispecie (connessione in entra-esce), è facoltà del Distributore richiedere una ulteriore alimentazione, per i servizi ausiliari, derivata da una connessione MT o BT per alimentazione di emergenza con oneri a carico dell'Utente, come stabilito dall'AEEG.

7.4.9 Caratteristiche dell'area e dei locali per l'impianto di rete per la consegna

Per la realizzazione della cabina di consegna, l'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un'area opportunamente attrezzata, nella quale deve essere realizzato anche il fabbricato servizi. A riguardo si precisa quanto segue.

- *Connessioni in entra-esce*: l'area da mettere a disposizione è quella relativa all'impianto di consegna.
- *Connessioni in antenna da Cabina Primaria*: l'area da mettere a disposizione è quella necessaria per l'eventuale sezionamento (e misure in caso di Utente passivo).
- *Connessione in derivazione a T*: le aree da mettere a disposizione sono quelle necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (e misure in caso di Utente passivo). Qualora il sezionamento all'inizio della derivazione a T sia in un'area ricompresa nel terreno di proprietà dell'Utente, l'Utente stesso deve mettere a disposizione anche l'area necessaria ad ospitare tale sezionamento.

Le aree in oggetto resteranno di proprietà dell'Utente con cessione in uso al Distributore per tutta la durata in cui il rapporto con il Distributore resta in essere.

Qualora il Distributore ritenga necessario assicurarsi la disponibilità dell'area per proprie esigenze anche nell'eventualità di cessazione della connessione all'Utente, deve essere stipulato regolare atto di servitù inamovibile, con opzione per l'acquisto del terreno con diritto di prelazione.

L'area da mettere a disposizione del Distributore deve generalmente avere accesso diretto da strada aperta al pubblico; nel caso di connessioni in antenna o a T, qualora la suddetta area sia interna alla proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza da parte del Distributore (con mezzi idonei alle operazioni da compiere) deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Tutte le opere civili, compresa la progettazione esecutiva, necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (fabbricato, recinzioni, fondazioni, pozzetti, tubi per il passaggio dei cavi BT, ecc.) sono a cura e a carico dell'Utente e devono corrispondere alle prescrizioni del Distributore.

La progettazione delle opere deve essere approvata dal Distributore; i requisiti fondamentali da soddisfare sono i seguenti:

- la separazione fra l'impianto di competenza del Distributore e quello dell'Utente deve essere realizzata mediante una recinzione di altezza almeno 2 m preferibilmente in rete non metallica o in pannelli non metallici (in laterizi, in cemento prefabbricato, ecc.), tale da permettere una chiara e reciproca visibilità degli impianti;
- l'accesso alla cabina del Distributore dalla strada aperta al pubblico deve essere diretto e avvenire tramite un cancello preferibilmente di tipo scorrevole, che permetta l'accesso ad automezzi con portata fino a 10 tonnellate, e largo almeno 5 m; in relazione a particolari dislocazioni degli impianti o per esigenze di sicurezza industriale, si può derogare a tale principio sempre che venga costantemente assicurato al personale del Distributore il rapido accesso agli impianti di pertinenza;
- le strade di accesso devono essere asfaltate, mentre per i piazzali su cui installare le apparecchiature si devono adottare idonee pavimentazioni;
- il fabbricato deve essere conforme alle vigenti Norme di legge e tecniche e deve essere composto:
 - da un locale contatori (dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m, altezza 2,8 m), per le misure AT che deve essere realizzato con porte distinte dotate di serrature diverse, in

modo tale che il personale del Distributore e quello dell'Utente possano accedere solo all'impianto di propria competenza;

- da tre locali, per le connessioni in entra-esce (presenza di interruttori AT lato Distributore); i locali accessibili solo al Distributore sono così destinati: un locale da adibire ai quadri (dimensioni indicative 6,0 x 3,5 x 2,8 m), uno per la batteria dei servizi ausiliari (dimensioni indicative 2,0 x 3,5 x 2,8 m) ed uno per il telecontrollo (dimensioni indicative 2 x 3,5 x 2,8 m); il locale per l'esercizio delle batterie stazionarie deve essere realizzato in conformità alla Norma CEI EN 50272-2 e alle Norme antinfortunistiche vigenti.

7.4.10 Protezioni

7.4.10.1 Criteri generali

I sistemi di protezione dell'Utente e della rete devono:

- contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio;
- essere opportunamente coordinati;
- essere monitorati, ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei disservizi;
- assicurare la riserva reciproca in caso di malfunzionamento.

La scelta del sistema di protezione dell'Utente (per gli aspetti rilevanti ai fini della rete di distribuzione) deve essere effettuata di concerto con il Distributore, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

- assetto delle protezioni nelle stazioni limitrofe;
- schemi di connessione;
- caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente (esecuzione in aria, SF6, ecc.);
- caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

Le caratteristiche e la tipologia dei relé da adottare devono tenere conto della natura attiva o passiva dell'impianto dell'Utente.

L'Utente e il Distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Tali sistemi devono essere correttamente mantenuti; in occasione di interventi impestivi, ovvero di mancati interventi del sistema di protezione dell'Utente, l'Utente stesso è tenuto a fornire (su richiesta del Distributore) le informazioni necessarie alla ricostruzione dell'evento. Analoghi vincoli si applicano al Distributore in caso di malfunzionamenti al sistema di protezione di pertinenza del medesimo. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione, il Distributore ha facoltà di chiedere la revisione del sistema e l'immediata adozione di provvedimenti correttivi.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad esempio, i guasti longitudinali).

7.4.10.2 Protezioni da adottare per gli tutti gli Utenti (comandano l'apertura dell'interruttore generale)

Nel punto di consegna il Distributore, normalmente, non deve installare alcuna apparecchiatura di protezione.

Le protezioni contro i guasti interni devono provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

Tali protezioni (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori di montante).

Le funzioni sopra descritte devono essere garantite, per esempio, mediante:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie a tempo indipendente,
- protezione che provvede ad isolare l'Utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria, ad esempio realizzata con un relé di minima tensione.

E' facoltà del Distributore richiedere all'Utente l'installazione di un relé di minima tensione (27 Vca) tarato con $V = 0,5 U_n$, ritardato fino a 5 s.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dalla PG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti AT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato A.2 si descrivono in dettaglio i requisiti della stessa protezione generale.

7.4.10.3 Tarature dei dispositivi di protezione

Le tarature di tutte le protezioni elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella stazione di connessione, nella stazione di consegna, e nell'impianto di Utente, qualora attivo), che condizionano l'eliminazione dei guasti sulla rete sono stabilite dal Distributore mediante procedure codificate, concordate con il Gestore, in linea con quanto prescritto dal Codice di Rete.

Il Distributore e l'Utente si devono scambiare a tal fine tutte le informazioni necessarie.

7.4.10.4 Interventi sui dispositivi di protezione

Le caratteristiche funzionali e le tarature delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore.

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, anche su richiesta del Distributore, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate o verificate, insufficienti a soddisfare le richieste del Distributore.

7.4.10.5 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea devono essere associati dispositivi di richiusura rapida e/o lenta.

Il Distributore e il Gestore concordano, a seconda delle caratteristiche di impianto, il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare e, ove necessario, le finestre di sincronismo.

Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della rete di pari livello di tensione.

In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti agli Utenti attivi, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui generatori presenti, e nei tronchi successivi di rete.

In casi particolari, la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di utenti attivi, predisponendo opportuni criteri di esercizio cautelativi. Alternativamente, sarà richiesta l'apertura e la richiusura uni-tripolare, anche adeguando gli interruttori della rete esistente.

Sugli stalli AT afferenti a linee totalmente in cavo solitamente non si attivano le richiuse.

7.4.11 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano all'impianto di rete per la connessione e all'impianto di utenza per la connessione.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere conformi agli standard tecnici e di qualità in vigore all'atto dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria, corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito della rete nei siti di connessione.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti di cui sopra.

7.4.12 Stato del neutro

Per tensioni uguali o superiori a 120 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale e di interconnessione tra reti devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra, rendendo il neutro accessibile. Per consentire la circolazione della corrente omopolare, tali trasformatori dovranno avere un avvolgimento a triangolo.

7.4.13 Sistemi di comunicazione

L'Utente deve trasmettere al Distributore, se da questo richieste, le tipologie di segnali e misure elencate nel presente paragrafo, limitatamente al punto di consegna.

L'elenco di dettaglio viene stabilito, per ciascun Utente, in fase di definizione della connessione.

Limitatamente alle linee connesse alla rete potranno essere richieste, se disponibili, informazioni rilevate da:

- registratori cronologici degli eventi;
- segnalazioni locali;
- dispositivi per la rilevazione della qualità della tensione.

Per gli Utenti i cui impianti comprendano unità (di produzione o di consumo) rilevanti, i sistemi controllo in tempo reale, di comunicazione, teleregolazione e teletrasmissione dati, telefonia e Telecomandi devono essere compatibili con quanto richiesto dal Codice di Rete.

Si raccomanda che i protocolli di comunicazione siano conformi alle norme della serie IEC 60870.

7.4.14 Limiti di scambio di potenza

L'Utente è tenuto a immettere o prelevare potenza (attiva e reattiva) nei limiti concordati con il Distributore in fase di contratto per la connessione. Per gli Utenti attivi, i limiti di scambio di potenza reattiva sono dettagliati nel paragrafo 7.6.6.

Per gli Utenti i cui impianti comprendano unità (di produzione o di consumo) rilevanti, si applicano anche le prescrizioni contenute nel Codice di Rete in merito al dispacciamento.

7.5 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le apparecchiature elettriche direttamente connesse con la rete che prelevano energia per uso proprio, con connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito).

7.5.1 Produzione o l'assorbimento di potenza reattiva

I valori limite del fattore di potenza consentiti nel punto di consegna devono essere concordati nel contratto per la connessione, nel rispetto delle normative tecniche vigenti.

7.5.2 Dispositivi per il distacco del carico

L'alleggerimento del carico viene effettuato :

- con dispositivi autonomi installati in impianto;
- con dispositivi centralizzati del Gestore.

L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo dovranno essere installati, su richiesta del Distributore, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.

L'Utente è responsabile della manutenzione dei dispositivi in questione.

Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al Codice di Rete.

La necessità e le modalità di installazione dei dispositivi di distacco del carico sono definite in fase di connessione, ovvero in fase successiva, a seconda dell'evoluzione dei piani di difesa del sistema.

Nel caso di Utenti interrompibili, devono essere rispettate le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.6 Regole tecniche di connessione per Utenti attivi

Le regole tecniche di connessione di cui al presente paragrafo si applicano esclusivamente agli Utenti i cui impianti non comprendano unità di produzione rilevanti. Agli Utenti i cui impianti comprendano unità di produzione rilevanti, si applicano le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.6.1 Impianto di utenza. Dispositivi previsti

Oltre a quanto previsto in 7.4, per gli impianti attivi devono essere presenti i seguenti dispositivi (vedi Fig. 17):

- *interruttore di generatore*, in grado di escludere ciascun gruppo di generazione che deve essere dotato di un dispositivo per il parallelo del gruppo;
- *interruttore di interfaccia*, in grado di assicurare la separazione di una porzione di rete del produttore comprendente eventuali linee, uno o più generatori, gli eventuali carichi essenziali e gli eventuali carichi privilegiati in modo da permettere il loro funzionamento separato dalla rete. Esso deve comprendere un dispositivo per il parallelo tra le reti.

In taluni casi, gli interruttori possono svolgere più funzioni tra quelle prima elencate, purché tra il punto di consegna e ciascun gruppo di generazione siano installati almeno due interruttori.

La manovra degli interruttori di generatore e d'interfaccia spetta esclusivamente all'Utente.

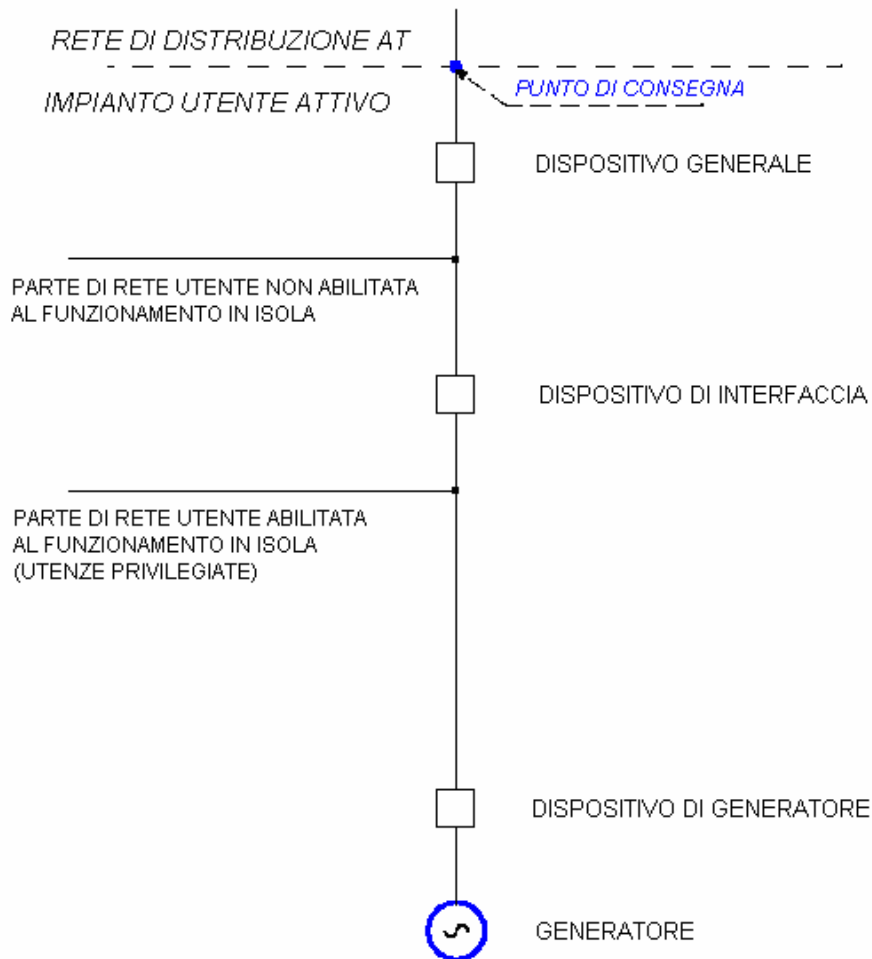


Fig. 17: Configurazione generale dell'impianto d'utenza attivo

7.6.2 Prestazioni degli impianti di generazione

Le prestazioni degli impianti di generazione sono definite dalla Norma CEI 11-32.

7.6.3 Protezioni dei gruppi di generazione

La scelta del sistema di protezione deve essere effettuata in modo coordinato con il Distributore e il Gestore, tenendo conto di:

- schema di connessione adottato (in entra-esce, in antenna, ecc.);
- potenza nominale complessiva dell'impianto di produzione;
- caratteristiche realizzative dell'impianto di produzione, dell'impianto di consegna, della stazione di connessione;
- caratteristiche delle linee di collegamento tra l'impianto di rete per la connessione e la stazione (o le stazioni) di connessione (linea aerea, in cavo, mista, ecc.).

Devono essere previste protezioni di riserva che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle protezioni principali.

7.6.3.1 Protezioni contro i guasti interni all'impianto di utenza

Le protezioni dei gruppi di generazione per i guasti interni sono descritte nella Norma CEI 11-32; esse devono isolare tempestivamente la macchina in modo da minimizzare le perturbazioni indotte nella rete di distribuzione.

7.6.3.2 Protezioni contro i guasti esterni all'impianto di utenza

Le protezioni dei gruppi di generazione per i guasti esterni sono descritte nella Norma CEI 11-32. In particolare, in tale Norma (in corso di revisione) sono definite le eventuali modalità di funzionamento delle differenti tipologie di generazione in caso di guasto sulla rete. Tali modalità di funzionamento incideranno sulle protezioni che agiscono sui vari dispositivi previsti (interruttore generale, interruttore di interfaccia).

Per impianti connessi, direttamente o tramite linea, a stazioni di connessione dotate di protezione contro la mancata apertura dei relativi interruttori, l'impianto d'Utente deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare agli interruttori di interfaccia di ciascun generatore.

Nel contratto per la connessione, possono essere concordate modalità di distacco per guasti esterni per consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dei gruppi stessi, a beneficio della continuità del servizio.

In tutte le situazioni e connessioni, l'Utente attivo può continuare ad alimentare il suo impianto interno in isola.

Per quanto riguarda le linee AT di collegamento afferenti alla stazione di consegna, esse devono essere protette secondo i criteri adottati dal Distributore per le linee della rete di pari livello di tensione.

Nell'impianto di rete per la connessione devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di cortocircuito proveniente dalla rete ovvero dall'impianto dell'Utente, calcolata dal Distributore.

7.6.3.3 Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti e allo schema di connessione, al fine di garantire la selettività di intervento e la possibilità di estinzione del guasto, il Distributore può prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto che agiscono sugli interruttori generali o d'interfaccia.

7.6.3.4 Telepilotaggio

Nel caso di linee dell'Utente in cui uno o più estremi appartengano alla rete, l'estremo di competenza dell'Utente può essere equipaggiato con apparati di telepilotaggio compatibili con quelli adottati sulla rete. Di norma il telepilotaggio si applica a linee a più estremi.

7.6.4 Servizio di funzionamento del gruppo su rete in isola

In condizioni eccezionali di funzionamento della rete, il Distributore può prevedere il funzionamento in isola di una porzione di rete, previo accordo con Utenti titolari di impianti di generazione dotati di idoneo sistema di regolazione. In tale circostanza i gruppi di generazione sono sollecitati da ampie variazioni di potenza che causano l'intervento dei regolatori di frequenza e di tensione. In caso di fornitura di tale servizio, i gruppi di generazione (e la rete del produttore, se presente) devono essere in grado di funzionare collegati ad una porzione di rete isolata dal resto della medesima, secondo specifici accordi con il Distributore.

7.6.5 Informazioni per la ricostruzione dei disservizi

Per la ricostruzione dei disservizi devono essere resi disponibili al Distributore, se da questo richiesti, almeno:

- registrazioni cronologiche di eventi;
- registrazioni delle segnalazioni locali.

7.6.6 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva è definito dalle normative vigenti e dal Codice di Rete. Eventuali regimi diversi derivanti da esigenze particolari dovute alla tipologia dell'impianto dell'Utente e/o alla rete cui è connesso devono essere concordati con il Distributore e descritti nel contratto per la connessione.

7.7 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Qualora i sistemi interni di utenza comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui al paragrafo 7.4 e 7.5; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario anche applicare quanto previsto in 7.6.

8 Connessione alle reti MT

8.1 Schemi di inserimento

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento nella rete del Distributore degli impianti di connessione sono riportati nella Fig. 18 (dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo Utente).

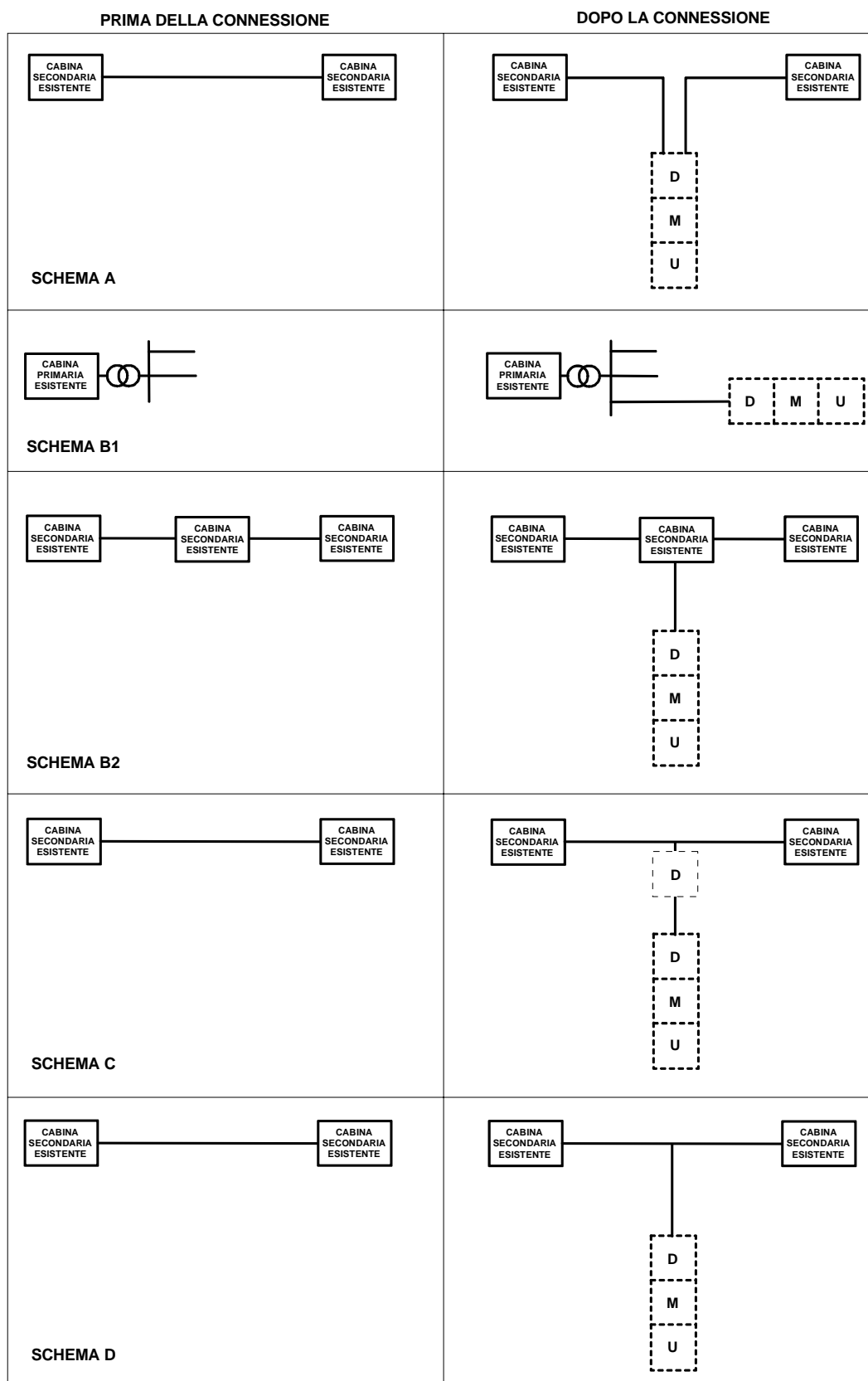


Fig. 18 – Schemi di inserimento dell'impianto di Utente (D = limite impianto di rete per la connessione; M = misura; U = impianto di Utente per la connessione)

8.1.1 Inserimento in entra-esce su linea esistente (schema A)

Per entra-esce s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione in prossimità di una linea preesistente, in modo da generare due soli tratti di linea afferenti a due cabine secondarie distinte. Tale schema consente, generalmente, la rialimentazione dell'Utente, offrendo una maggiore continuità del servizio.

8.1.2 Inserimento in antenna da stazione AT/MT (schema B1)

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla Stazione AT/MT al fine di consentire la connessione di una utenza. Tale tipologia d'inserimento può essere adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico. Il locale dedicato all'impianto di rete per la consegna deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.3 Inserimento in antenna da cabina MT/BT (schema B2)

Per inserimento in antenna da cabina MT/BT s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione tramite un tratto di linea connesso alle sbarre MT di una cabina di distribuzione esistente. Il locale dedicato all'impianto di rete per la connessione deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.4 Inserimento in antenna su cabina aggiunta lungo linea esistente (schema C)

Per inserimento in antenna su cabina aggiunta lungo linea esistente s'intende il collegamento di un impianto di rete per la connessione tramite l'inserimento di una cabina di derivazione in prossimità di una linea preesistente. A partire da tale cabina di derivazione, si prevede una linea dedicata all'alimentazione di una utenza. Il locale dedicato all'impianto di rete per la consegna deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.5 Inserimento in derivazione rigida a T su linea esistente (schema D)

Per inserimento rigido a T s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea MT esistente di un tratto di linea con il solo interruttore in corrispondenza dell'impianto di rete per la connessione. Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre inoltre una continuità del servizio inferiore. L'eventuale connessione a T rigida è da intendersi come eccezionale.

8.2 Schema di connessione dell'impianto nella rete

A prescindere dalla soluzione di connessione prescelta, la Fig. 19 indica lo schema del collegamento dell'Utente con la rete. Con riferimento alla suddetta figura la cabina di consegna è la cabina realizzata per connettere l'impianto dell'Utente. La disposizione delle apparecchiature di misura è riferita al caso generale di Utente passivo; nel caso di Utenti attivi, qualora i dispositivi per la realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso (punto di immissione), essi devono essere collocati appena a valle del dispositivo generale, in posizione tale da essere protetti (contro le correnti di guasto provenienti dalla rete) dal dispositivo generale di protezione Fig. 20.

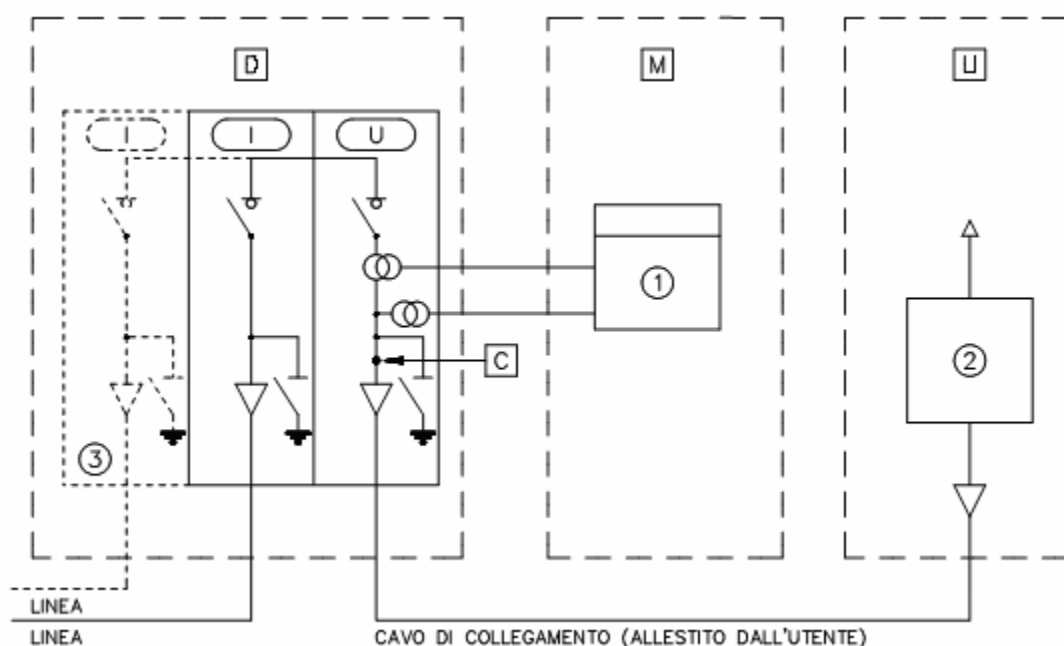


Fig. 19 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente passivo

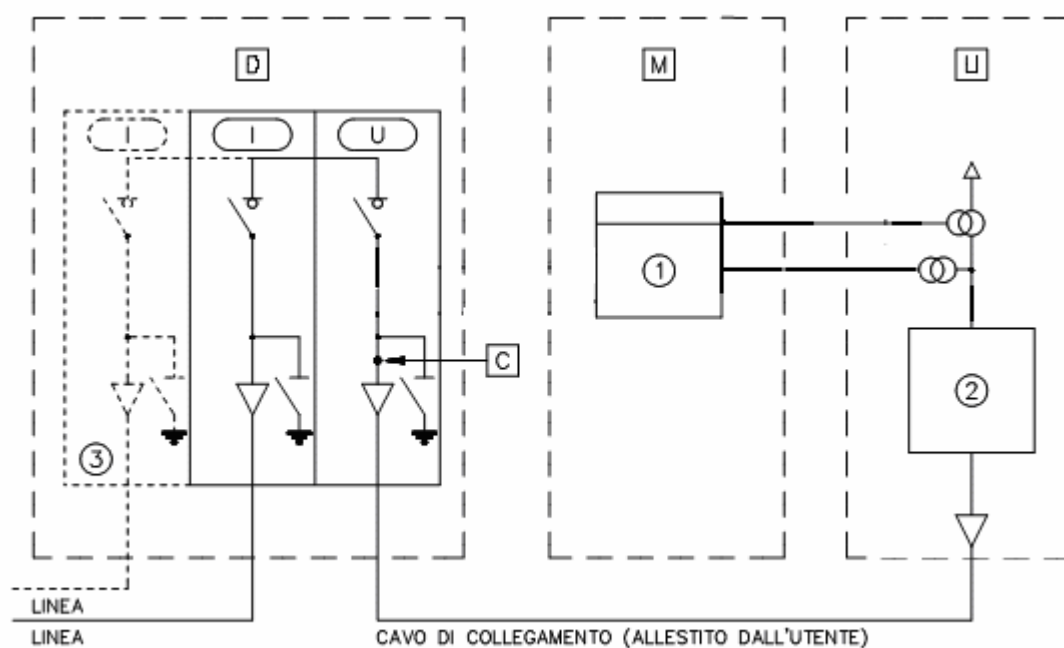


Fig. 20 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente attivo

- Legenda:**
- D = locale di consegna;
 - M = locale misura
 - U = locale Utente
 - I = scomparto linea MT in cavo
 - U = scomparto per consegna

C = punto di consegna

1 = gruppo misura

2 = dispositivo/i generale/i dell'Utente

3 = scomparto presente solo per collegamento in entra esce

8.3 Soluzioni standard di connessione alle reti MT

Nel presente paragrafo sono riportati criteri di massima per l'individuazione delle soluzioni di connessione tipiche, con solo riferimento agli schemi elettrici degli impianti di rete per la connessione che si interfacciano con gli impianti di Utente. La Tab. 6 seguente riassume le indicazioni generali (a carattere non strettamente vincolante) sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza e della relativa potenza.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in tabella segue le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportati nel paragrafo 6.4.2.

	Potenza disponibile [MW]	Rete	D	B2	C	A	B1
			Derivazione a T	Antenna su CS	Antenna su cabina in derivazione	Entra-Esce	Antenna su Cabina Primaria
Utenti passivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X (1)	X	X	X	-
	0,2 - 1	MT	-	X	X	X	-
	1 - 3	MT	-	-	X	X	X
	3 - 10	MT	-	-	-	X	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza installata [MVA]						
Utenti attivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X (1)	X	X	X	-
	0,2 - 1	MT	-	X	X	X	X
	1 - 3	MT	-	-	-	X	X
	3 - 10	MT	-	-	-	-	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc

Tab. 6: Soluzioni di collegamento indicative per la connessione alle reti di distribuzione MT

Legenda

x: soluzione consigliata

x(1): soluzione praticabile ma non consigliata

-: soluzione sconsigliata

nc: casistica non considerata in questa tabella

8.4 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

Nel presente paragrafo sono fornite indicazioni circa le regole tecniche di connessione applicabili all'impianto di utenza per la connessione relativamente a tutte le categorie di Utenti. Specificazioni ulteriori sono contenute nei paragrafi dedicati alla categoria degli Utenti passivi (paragrafo 8.5) e alla categoria degli Utenti attivi (paragrafo 8.6).

8.4.1 Schemi della parte MT dell'impianto Utente: caso generale

Per gli impianti connessi in MT, gli impianti d'utenza per la connessione consistono in:

- cavo di collegamento;
- dispositivo generale.

Gli schemi di Fig. 19 e Fig. 20 mostrano come il cavo di collegamento e la parte di rete MT fino al primo dispositivo di protezione dell'Utente siano protetti dall'interruttore del Distributore posto in Cabina Primaria. Per rendere minime le probabilità di guasto su questa sezione d'impianto, sono da rispettare le prescrizioni del presente articolo. In particolare, la parte di impianto indicata con il numero 2 in Fig. 19 e Fig. 20 può essere realizzata esclusivamente nei modi di seguito illustrati. Gli schemi riportati nelle figure seguenti (Fig. 21, Fig. 22, Fig. 23) rappresentano le apparecchiature che costituiscono gli impianti d'utenza per la connessione. In tali schemi sono indicate soltanto le apparecchiature relative alla connessione. Altre eventuali apparecchiature, a valle del dispositivo generale verso il rimanente impianto di utenza, finalizzate a necessità di sicurezza o manutentive o di esercizio, non sono qui esplicitate in quanto fuori dal campo di applicazione del presente documento. Negli schemi successivi, la disposizione elettromeccanica di TV, TA di fase e del TA omopolare è quella consigliata.

Non è ammesso alcun sezionatore di terra in corrispondenza del tratto di cavo proveniente dal Distributore. Tutta la parte di impianto di utenza per la connessione tra il punto di consegna e il primo sezionatore dell'Utente è da considerarsi permanentemente in tensione. Le parte attive non schermate di tale parte di impianto devono essere rese inaccessibili, oppure accessibili solo mediante l'uso di attrezzi e solo dopo aver provveduto alla messa fuori tensione e in sicurezza del cavo di collegamento mediante l'intervento del Distributore.

Lo schema da adottare per la generalità delle utenze per il quadro MT immediatamente a valle del cavo di collegamento (cavo i cui terminali lato rete costituiscono il punto di consegna) è di seguito illustrato.

A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo 8.4.12), sarà necessario completare lo schema con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase (e quindi risultino protetti dalla protezione di linea del Distributore), essi dovranno essere protetti, lato MT, con una terna di fusibili con $I_n \leq 6,3A^1$. In tal caso, la mancanza di una qualsiasi delle tensioni concatenate in ingresso alla protezione generale per più di 30 s (anche determinata dall'intervento di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV stessi) deve provocare la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione adirezionale di massima corrente per guasto a terra), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

In alternativa alla soluzione suddetta (commutazione del funzionamento della protezione) è necessario adottare un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3 A$) a protezione del primario dei TV; l'apertura di tale IMS (eventualmente causata dall'intervento dei fusibili) deve determinare l'apertura del DG.

A prescindere dalla posizione della terna di TV, l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N

¹ E' consigliabile l'utilizzo di una terna di fusibili con $I_n \leq 1 A$.

(protezione adirezionale di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare, oppure l'apertura del dispositivo generale.

Qualora i TA di fase siano di tipo toroidale, gli stessi possono essere installati a monte del DG, in posizione analoga a quella indicata per il TA toroidale omopolare. Ovviamente, vanno tenuti in considerazione gli eventuali interventi da parte del Distributore per la messa in sicurezza del cavo di collegamento in caso di intervento sui TA medesimi.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) è regolato nel contratto per la connessione.

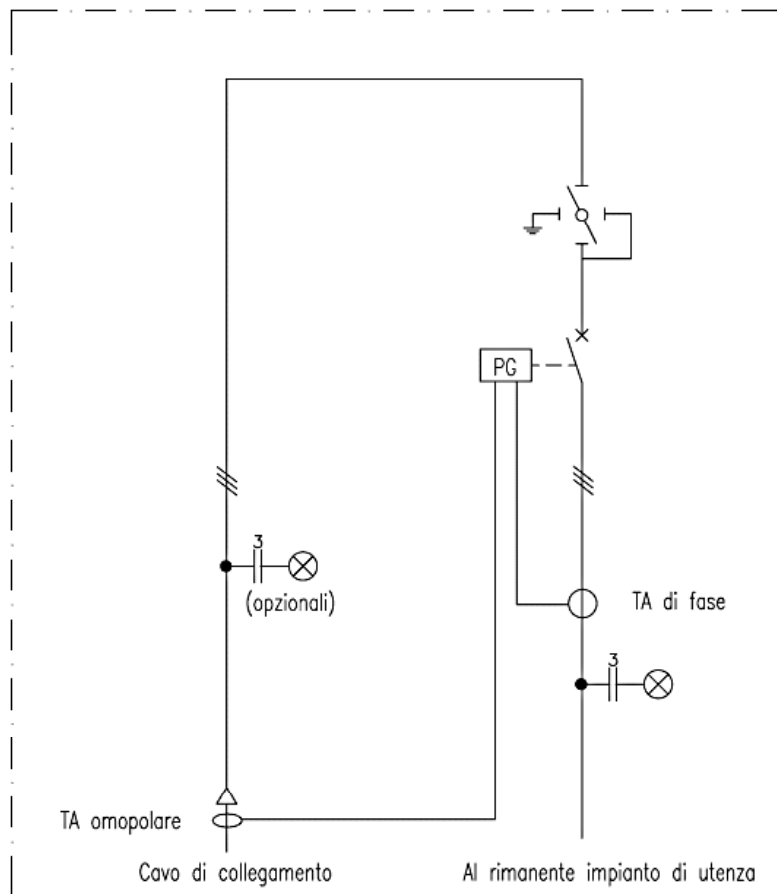


Fig. 21 – Schema di impianto di utenza per la connessione: caso generale

Le spie di presenza tensione lato cavo di consegna sono opzionali.

8.4.2 Confini di competenza funzionale e di proprietà

L'individuazione dei confini di competenza funzionale, cioè l'insieme di impianti ed apparecchiature il cui esercizio e manutenzione sono posti in capo ad un determinato soggetto, deve essere effettuata per il raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- il controllo della continuità circuitale della rete da parte del Distributore, ottenuta attraverso sezionatori, interruttori, quadri, cavi ed apparecchiature elettriche;
- la chiarezza dei rapporti intercorrenti tra il Distributore e l'Utente ai fini del corretto esercizio della rete elettrica;
- la chiara individuazione delle responsabilità inerenti la conduzione e la manutenzione di ogni singolo organo di manovra ai fini della sicurezza del personale durante i lavori sugli impianti;

- il mantenimento degli standard realizzativi e del coordinamento dei sistemi di protezione fra la rete di distribuzione ed impianto dell'Utente.

Per ottemperare agli obiettivi suddetti è necessario che gli organi di manovra, facenti parte dell'impianto di rete per la connessione, possano essere manovrati o comandati a distanza dal Distributore in turno continuo nell'arco delle 24 h della giornata e nell'arco dell'intero anno.

Pertanto le attività del Distributore devono essere separate dalle attività svolte dall'Utente. A tal fine i confini e gli impianti devono essere realizzati conformemente a quanto riportato nel presente paragrafo.

Nella cabina di consegna, è individuato l'impianto di rete per la consegna costituito dall'insieme delle apparecchiature e degli organi di manovra necessari al collegamento dell'impianto d'Utente alla rete del Distributore, installati tra il punto di arrivo della/e linea/e ed il punto di consegna dell'energia (vedi Fig. 19 e Fig. 20 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente attivo).

Il Punto di consegna è ubicato nell'impianto di rete per la connessione e costituisce il confine funzionale e di proprietà tra impianto di rete per la connessione, di competenza del Distributore, e impianto di utenza per la connessione, di competenza dell'Utente.

L'impianto dell'Utente è costituito, in genere, da apparecchiature, linee, motori, apparecchi utilizzatori e generatori, di proprietà dell'Utente, strumentali alla propria attività.

Il fabbricato civile relativo alla cabina di consegna di norma appartiene all'Utente.

I confini di proprietà¹ devono coincidere con i confini di competenza funzionale che, ai fini delle regole tecniche di connessione, interessano la separazione tra l'attività del Distributore e quella dell'Utente.

Sono di competenza del Distributore l'installazione e la manutenzione dei misuratori dell'energia elettrica prelevata dall'Utente passivo e la rilevazione e registrazione delle stesse misure, oltre alla rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta dal produttore, il telecontrollo e la protezione della parte di impianto di propria competenza, che garantiscono la sicurezza e la connessione operativa dell'impianto di rete per la connessione nelle condizioni di funzionamento ammesse.

Sono inoltre importanti ai fini del corretto esercizio della rete i sistemi di protezione e gli automatismi di apertura che agiscono sugli organi di manovra (di cui al paragrafo 8.4), che garantiscono la sicurezza e la connessione operativa dell'impianto di Utente nelle condizioni di funzionamento ammesse. La manutenzione di tali sistemi deve essere effettuata dall'Utente.

8.4.3 Caratteristiche dei locali

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un locale per l'impianto di rete per la consegna (locale di consegna) ed un locale per i complessi di misura (locale di misura), entrambi sempre accessibili al Distributore con mezzi opportuni per effettuare gli interventi necessari. Tali locali devono essere di adeguate dimensioni e posti preferibilmente al margine dell'area dell'Utente stesso; inoltre devono avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (p. e., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dal Distributore.

Il locale ospitante i complessi di misura deve essere sempre accessibile anche all'Utente.

¹ Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.

La posizione dei locali deve essere tale che le linee MT, necessarie per la connessione, possano essere costruite e mantenute nel rispetto delle vigenti norme sugli impianti e sulla sicurezza, nonché sull'inquinamento elettromagnetico.

La separazione, in termini di responsabilità nell'esercizio, nella conduzione e nella manutenzione dei diversi locali deve essere ben individuabile sugli schemi planimetrici.

E' comunque responsabilità dell'Utente mantenere adeguate nel tempo le caratteristiche di tutti i locali sopra citati.

La misura dell'energia prelevata da un Utente passivo deve avvenire in prossimità del punto di consegna in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza del Distributore; non è consentita l'installazione di tali trasformatori di misura sull'impianto BT dell'Utente.

La misura dell'energia immessa e prelevata da un Utente attivo deve avvenire in prossimità del punto di connessione in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza dell'Utente stesso, come da Fig. 20 (Vedi delibera AEEG 5/04, 182/06 e s m i.).

Fig. 20 I locali di consegna e di misura devono avere caratteristiche statiche e meccaniche adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio degli impianti interni e devono corrispondere alle seguenti tipologie:

- a) cabina bassa in box prefabbricato o costruita in loco;
- b) in edificio civile.

Soluzioni diverse, quali per esempio quelle al di sotto del piano strada, imposte da specifiche necessità devono essere altrettanto idonee all'installazione ed all'esercizio degli impianti.

Le dimensioni del locale di consegna devono di regola consentire l'adozione dello schema di inserimento in entra-esce, che potrebbe rendersi necessario in un secondo tempo. A titolo indicativo l'occupazione di superficie complessiva di locale consegna e misure deve essere di circa 12 m².

La disponibilità di eventuali superfici maggiori deve essere regolata da accordi tra Utente e Distributore (vedi 8.4.4).

I dettagli costruttivi devono essere forniti nella documentazione di connessione a cura del Distributore; in ogni caso il progetto del locale per l'impianto di consegna deve essere preventivamente concordato con il Distributore.

Tutti i locali devono essere dotati di un adeguato impianto d'illuminazione, e di una presa bipolare rispondente alle norme CEI EN 60309-2 interbloccata con interruttore da 16 A – 230 V con fusibili. L'impianto di illuminazione e la presa bipolare devono essere realizzati a regola d'arte, alimentati dall'impianto BT dell'Utente e predisposti a cura del medesimo, qualora non sia presente in loco una trasformazione MT/BT del Distributore.

Il locale di consegna deve costituire un compartimento antincendio come previsto dalla Norma CEI 11-1.

Le aperture esistenti nel locale di consegna (porte e finestre di aerazione) devono comunicare solo con spazi a cielo libero e garantire una sufficiente ventilazione naturale.

Nel caso di cabine interratoe ove non sia possibile garantire la comunicazione con spazio a cielo libero, deve comunque essere garantita una sufficiente ventilazione (preferibilmente naturale) senza mettere il locale stesso in comunicazione con luoghi che presentino pericolo di esplosione o incendio.

I locali di consegna e di misura devono essere corredati di porta, fornita dall'Utente, mentre la serratura è fornita dal Distributore ed installata dall'Utente. Parimenti, sono di competenza

dell'Utente le griglie di aerazione, il coperchio per l'eventuale pozzo di accesso e la carpenteria necessaria.

Ai locali suddetti il personale del Distributore deve poter accedere in modo diretto preferibilmente da strada aperta al pubblico.

Manutenzioni e riparazioni dei locali spettano all'Utente, con eccezione dei piccoli interventi all'interno dei locali utilizzati dal Distributore, connessi alla presenza ed all'esercizio degli impianti.

Prima del perfezionamento della connessione, l'Utente deve fornire per la cabina (sia quelle inserite in edifici che quelle costituenti un fabbricato a sé stante) la dichiarazione attestante che le prestazioni delle strutture siano rispondenti a quanto sopra prescritto ed accompagnate da:

- Certificato di agibilità dei locali in muratura (se costruiti in loco).
- Certificato di Deposito rilasciato dalla Presidenza del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici -Servizio Tecnico Centrale –ai sensi della Legge 5 novembre 1971 n 1086 art. 9 – D.M. 3 dicembre 1987 n. 39 e s.m.i. del fornitore (in caso di cabina bassa in box prefabbricato).
- Dichiarazione rilasciata dal costruttore della rispondenza dei locali alla Norma CEI 11-1 (salvo quanto disposto al punto successivo).
- Dichiarazione rilasciata dal fornitore della rispondenza dei locali e degli impianti degli stessi alla norma CEI 17-63 (in caso di cabina bassa in box prefabbricato).

8.4.4 Impianto di rete per la connessione

Il progetto, la realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto sono generalmente di pertinenza del Distributore.

Nei casi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 281/05 è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

L'impianto di rete per la consegna è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. Sulla stessa sbarra MT facente parte dell'impianto di rete per la consegna, può essere prevista la derivazione di un trasformatore MT/BT (cabina secondaria) funzionale alla attività del Distributore (p.e., distribuzione pubblica in bassa tensione). In tal caso, la messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi.

L'impianto di rete per la consegna è di norma installato in un locale messo a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale operativo del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete, come da Fig. 20.

Pertanto il dispositivo di sezionamento, comando e interruzione installato dal Distributore in prossimità del punto di consegna deve avere caratteristiche tecniche minime conformi alle prescrizioni della Norma CEI-EN 60265.

8.4.5 Impianto di utenza per la connessione

Il progetto, la costruzione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto di Utenza per la connessione sono di esclusiva pertinenza dell'Utente.

L'impianto di Utente deve essere costruito a regola d'arte e rispondere alla vigente legislazione in materia di sicurezza e igiene del lavoro e alle norme del Comitato

Elettrotecnico Italiano (CEI), tenendo in debito conto lo stato del neutro indicato dal Distributore.

Per la trasformazione MT/BT devono essere utilizzati trasformatori trifasi con collegamento a triangolo sul primario. Per esigenze particolari (quali saldatrici, azionamenti, ecc.) possono essere adottati collegamenti diversi previi accordi con il Distributore.

Il cavo di collegamento MT, comprese le due terminazioni, deve essere il più corto possibile (massimo 20 m) e di sezione almeno equivalente a 95 mm^2 di rame. Qualora non sia possibile la realizzazione dei locali di consegna e di Utente in strutture adiacenti, è ammesso (previo consenso del Distributore) derogare dalla presente prescrizione purché si impieghi un cavo in tratta unica con protezione meccanica addizionale.

Le caratteristiche elettriche (corrente ammissibile di breve durata, potere di interruzione, tensione nominale, tensione di riferimento per l'isolamento, tenuta ad impulso ecc.) dei componenti (interruttori, interruttori di manovra-sezionatori, cavi, isolatori ecc.) costituenti l'impianto devono essere adeguate al tipo di installazione e alle indicazioni fornite dal Distributore.

Il Distributore fornisce all'Utente i dati (in particolare, tensione nominale, tensione di riferimento per l'isolamento e per la corrente di cortocircuito massima nel punto di connessione, punto 5.2.1.3) per consentirgli di dimensionare correttamente il proprio impianto di utenza per la connessione.

I valori massimi di taratura della PG richiesti dal Distributore non hanno il fine di proteggere l'impianto di Utente, bensì di assicurare la massima selettività possibile con le protezioni di rete.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura e spese del Distributore e dell' Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo adeguato (minimo 9 mesi) per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi.

8.4.6 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Quando siano previsti punti di consegna multipli e/o altre alimentazioni elettriche di media o di bassa tensione, derivate da gruppi di generazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e/o da gruppi statici di continuità, alternative a quella principale, devono essere previsti dall'Utente opportuni interblocchi, tra gli organi di manovra delle reti per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

A tale scopo devono essere installati nel punto di confine fra la parte di impianto dell'Utente alimentata dal gruppo di emergenza e il rimanente impianto dell'Utente due dispositivi interbloccati elettricamente e meccanicamente oppure un solo blocco elettrico realizzato in conformità a quanto previsto dalla Norma CEI 11-20.

Il Distributore si riserva di presenziare alle prove di funzionamento degli interblocchi al momento della messa in servizio dell'impianto, nonché di richiederne, in qualsiasi momento, la verifica (e/o l'effettuazione) alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra il Distributore e l'Utente, è ammesso il parallelo transitorio fra l'alimentazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e la rete, realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi che la durata del funzionamento in parallelo delle diverse

alimentazioni sia la più breve possibile e comunque, alle condizioni previste dalla Norma CEI 11-20.

Nel caso in cui l'Utente sia dotato di gruppi statici di continuità per servizi non interrompibili di un certo rilievo, e quindi non di tipo mobile, trifasi di potenza complessiva superiore a 6 kW, si deve evitare che tali apparecchiature possano fornire, anche transitoriamente, energia alla rete. La separazione di tali apparecchiature dalla rete deve essere garantita da un dispositivo di interfaccia capace di assicurare il sezionamento rispetto alla rete, ed il cui sganciatore di apertura sia asservito alle protezioni prescritte dalla Norma CEI 11-20 ¹.

8.4.7 Impianto di terra sotteso all'impianto di consegna

Il dispersore unico, relativo all'impianto di consegna e all'impianto di utenza per la connessione (in genere comune con il complessivo impianto di utenza), deve essere progettato e realizzato a cura e carico dell'Utente secondo le norme vigenti (in particolare la Norma CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata" e tenuto conto della Guida CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria").

A tale impianto devono essere collegate anche le masse delle apparecchiature funzionalmente di pertinenza del Distributore.

A tale scopo nel locale adibito all'impianto di rete per la consegna deve essere previsto un apposito bullone a morsetto per il collegamento delle masse delle apparecchiature del Distributore al dispersore.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra, il Distributore comunica all'Utente il valore della corrente di guasto monofase a terra (I_F) e il tempo di eliminazione del guasto (t_F), calcolati secondo quanto previsto dalle Norme CEI.

L'Utente rimane proprietario e responsabile dell'intero dispersore anche ai fini dell'esercizio e della conseguente manutenzione.

Anche se l'impianto di utenza è compreso in un'area urbana concentrata dove il Distributore ha individuato un impianto di terra globale ai sensi della Norma CEI 11-1, il dispersore deve essere costituito almeno da un dispersore ad anello, eventualmente integrato con una maglia (in funzione della resistività del terreno), con riferimento alla norma CEI 11.1 (alcuni esempi sono riportati nella guida CEI 11-37).

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale venir meno della condizione di terra globale. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra (I_E) rispetto a quella di guasto fase a terra (I_F) dovuta allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1; in particolare, a titolo cautelativo, si assume un fattore di riduzione pari a 0,7 salvo diversa e motivata comunicazione del Distributore.

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale incremento del fattore di riduzione. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel caso di reti a neutro isolato, la corrente di guasto a terra comunicata all'Utente deve maggiorata del 10%, rispetto al valore di corrente di volta in volta calcolato o misurato (corrente effettiva) con un minimo di 20 A di maggiorazione.

¹ Come noto, ai fini del sezionamento, non sono ammessi dispositivi di tipo statico

In ogni caso, l'impianto deve essere dimensionato per una corrente minima di 40 A a 15 kV (o 50 A a 20 kV, e in proporzione per le altre tensioni) e tempo di eliminazione del guasto molto maggiore di 10 s.

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R, nonché l'eventuale cambio di stato del neutro.

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore che esercisce la rete di media tensione effettua il calcolo (con le modalità specificate in 5.2.1.7) o la misura della corrente capacitiva di guasto a terra per ciascun sistema di sbarre, con frequenza almeno annuale ed in occasione di variazioni significative e permanenti della stessa, per reti esercite a neutro isolato, per reti con neutro a terra tramite bobina di compensazione (di Petersen) con regolazione manuale e/o automatica con le modalità specificate in 5.2.1.7, e per reti esercite con neutro a terra tramite resistenza¹ (in ogni caso tale valore deve avere un minimo di 40 A a 15 kV e 50 A a 20 kV, e in proporzione per le altre tensioni).

Il calcolo deve essere effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete MT, considerando in servizio ed accordate secondo il grado di compensazione prefissato dal Distributore le eventuali bobine di compensazione. Non devono essere considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da guasti a TR AT/MT, guasti a bobine di compensazione, guasti a linee MT, variazioni di assetti per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori. Non sono altresì da considerare situazioni derivanti da disaccordi dell'eventuale sistema di compensazione per i quali sia previsto il ripristino delle condizioni normali di compensazione (ad es. tramite nuovo accordo manuale sulle bobine fisse, adeguamento del sistema di compensazione in caso di corrente di guasto monofase a terra eccedente il campo di regolazione delle bobine in funzione del grado di compensazione adottato, ecc.).

In caso di reti MT esercite con neutro a terra tramite bobina di compensazione (di Petersen) con regolazione automatica, per il Distributore è possibile agire come sopra o, in alternativa, dichiarare preventivamente agli utenti la massima corrente di guasto a terra in condizioni normali di esercizio (calcolata considerando le bobine in esercizio, in funzione delle caratteristiche della bobina (del bipolo di neutro, in generale e del grado di compensazione impostato sulle bobine stesse, ecc.), comunque con un minimo di 40 A a 15 kV e 50 A a 20 kV (e in proporzione per le altre tensioni). In tal caso il Distributore deve solo assicurare che, in normali condizioni di esercizio, la corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT sia all'interno del campo di regolazione delle bobine mobili (tenendo conto del grado di compensazione impostato).

Nel caso del tempo di intervento, per variazione significativa e permanente si intende una qualsiasi variazione del tempo di intervento².

Nel caso della corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro isolato, oppure in reti a neutro compensato per le quali non si preveda l'accordo manuale della eventuale bobina fissa entro tempi ragionevoli, aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro compensato con bobina fissa o mobile tale da eccedere il campo di regolazione della bobina corretto in funzione del grado di compensazione adottato e per le quali non si preveda l'adeguamento del sistema di compensazione entro tempi ragionevoli, aumento della

¹ In tal caso deve essere effettuato il calcolo della somma vettoriale della corrente capacitiva di guasto monofase a terra e della corrente resistiva della resistenza cui venga applicata piena tensione omopolare

² Solo se il tempo di intervento precedentemente comunicato era inferiore a 10 s.

tensione di esercizio della rete, etc.) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente.¹

8.4.7.1 Verifiche

Le verifiche iniziali e periodiche devono essere eseguite a cura dell'Utente.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dalla Legge 46/90). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico o essere limitata al solo impianto di terra.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione della misura delle tensioni di contatto e di passo (limitatamente all'impianto di utenza), oppure della misura della tensione totale di terra, oppure ancora della misura della resistenza di terra che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra dell'utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale invia al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01.

Eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza circa le tensioni di contatto sono a cura e carico dell'Utente.

8.4.8 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti devono adottare regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori negli impianti di relativa pertinenza in accordo con tutte le norme di Legge vigenti in materia. In particolare, per tutti gli interventi che richiedano la disattivazione dell'impianto di consegna o dell'impianto di utenza per la connessione, gli Utenti devono adottare regole coerenti con le procedure adottate dal Distributore prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

Per attuare gli interventi, l'Utente ed il Distributore devono utilizzare specifiche procedure organizzative, che prevedano l'individuazione di operatori e organismi tipici, nonché l'utilizzazione di documenti specifici per lo scambio di informazioni. In particolare, quando l'Utente chiede l'intervento del Distributore per mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di collegamento, gli incaricati del Distributore stesso devono consegnare la dichiarazione che il cavo è fuori tensione e in sicurezza, e che si possono iniziare i lavori fuori tensione senza che, nel caso di Utente passivo, sia necessario ripetere la messa a terra a cura dell'Utente. (secondo quanto previsto dalla norma CEI EN 50110-1 e CEI 11-27, ciascuno per la parte di propria competenza).

Il Distributore e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

L'installazione e la manutenzione di apparecchiature del Distributore o dell'Utente rientrano nelle competenze e nelle responsabilità del titolare delle stesse, anche se installate in un'area di competenza altrui.

8.4.9 Indisponibilità per manutenzione

Il Distributore si riserva la facoltà di interrompere il servizio all'Utente, con adeguato preavviso specificato nel contratto di connessione, per effettuare la manutenzione dei propri impianti o apparecchiature.

¹ Se la variazione porta ad una corrente superiore a 20 A a neutro isolato o superiore a 40/50 A a neutro compensato.

8.4.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano sia all'impianto di rete per la connessione che all'impianto dell' Utente.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere conformi alle norme tecniche (CEI, IEC, CENELEC) e di qualità in vigore al momento dell'invio all'Utente della soluzione tecnica minima generale.

Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito possibili in un qualsiasi punto di connessione sulla rete, valori che devono essere comunicati dal Distributore.

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, TA, TV e trasformatori, per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche tecniche della rete o in accordo con le indicazioni del Distributore.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti richiesti.

8.4.11 Dispositivo generale

Salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.5.2, il dispositivo generale può essere tipicamente costituito da:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile conforme alla norma CEI EN 62271-200 con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare sul lato rete pubblica dell'interruttore (eventualmente integrati in un'unica apparecchiatura).

La disposizione mutua di sezionatore e interruttore indicata negli schemi è tale da consentire la minimizzazione degli interventi da parte del Distributore in caso di eventuali manutenzioni sul primo interruttore lato Utente, la cui frequenza comunque dipende, ovviamente, dalle soluzioni tecniche e realizzative adottate per la realizzazione di tale interruttore da parte del Costruttore dello stesso. Tale disposizione mutua, e la realizzazione costruttiva conseguita mediante due distinte apparecchiature, non sono vincolanti, purché siano realizzate le funzioni proprie di entrambe le apparecchiature, e siano rispettati i criteri di sicurezza.

Lo sganciatore di apertura deve essere asservito ad adeguate protezioni, conformi a quanto stabilito al successivo paragrafo.

Le apparecchiature MT, in particolare quelle del DG, devono essere costantemente mantenute efficienti dall'Utente. Tenendo conto che, generalmente, qualunque intervento di personale del Distributore necessario per mettere fuori tensione il cavo di collegamento è a titolo oneroso, qualora l'Utente adotti la disposizione delle apparecchiature indicate in Fig. 21, cioè con sezionatore fisicamente distinto dall'interruttore e posto a monte di esso, può effettuare la manutenzione della sezione ricevitrice minimizzando le necessità di fuori tensione del cavo di collegamento. Fatte le dovute valutazioni (frequenza di tali interventi, costi di apparecchiature, affidabilità delle stesse in funzione delle soluzioni tecniche adottate, ecc.), l'Utente ha comunque piena facoltà di adottare soluzioni diverse (ad es. apparecchi integrati o diverso posizionamento reciproco di sezionatore ed interruttore), ma funzionalmente rispondenti alla presente Norma. L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione comunicato dal Distributore.

8.4.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

La linea MT del Distributore che alimenta l'Utente è dotata in partenza di protezioni di massima corrente di fase e contro i guasti a terra. Tipicamente, il Distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli Utenti. Al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente deve installare un sistema di protezione generale di massima corrente di fase e contro i guasti a terra.

Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da relé collegati a riduttori di corrente (ed eventualmente di tensione). Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

L'esercizio della rete di media tensione in Italia avviene, prevalentemente, con neutro a terra tramite impedenza (neutro compensato). Una quota non trascurabile di reti di distribuzione, tuttavia, è esercita ancora a neutro isolato.

In ogni caso, poiché il Distributore, durante il normale esercizio della propria rete a neutro compensato, può cambiarne, senza preavviso, lo stato del neutro (ad es. brevi passaggi da neutro compensato a neutro isolato per manutenzione delle impedenze o di altri componenti del sistema di messa a terra del neutro MT, oppure per misura delle correnti capacitive di guasto a terra della rete MT), è necessario che le protezioni per i guasti a terra di cui è dotato l'impianto dell'Utente siano sempre in grado di funzionare correttamente, a prescindere dallo stato del neutro.

E' altresì evidente che, qualora lo stato del neutro della rete MT subisca variazioni permanenti (passaggio da neutro isolato a neutro compensato, che deve essere preannunciato con le tempistiche previste dalla normativa e dalla legislazione vigente), tutti gli Utenti dovranno essere informati circa:

- il necessario adeguamento della protezione generale ed dei relativi valori di taratura;
- il valore di corrente di guasto monofase a terra con relativo tempo di eliminazione del guasto (nelle normali condizioni di esercizio del neutro della rete MT) per il dimensionamento e la verifica degli impianti di terra.

Gli adeguamenti conseguenti, come già anticipato, sono a cura e spesa dell'Utente.

Il SPG deve essere costituito da opportuni TA (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé (pannello) che comprende:

- protezione di massima corrente almeno bipolare e almeno a due soglie (51) entrambe a tempo indipendente definito. Poiché una delle soglie viene usualmente tarata con ritardo intenzionale pari a 0 ms, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con le sigle 50 (soglia tarata senza ritardo intenzionale) e 51 (soglia tarata con ritardo intenzionale);
- protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare adirezionale (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete di cavi MT dell'utente supera il 70% della corrente di taratura stabilita dal Distributore per la protezione 51N) o protezione di massima corrente omopolare (nei rimanenti casi).

Qualora specifiche necessità dell'Utente conducano all'adozione di sistemi a selettività logica, si dovranno seguire le prescrizioni di cui all'Allegato A.4.

In via transitoria, in considerazione delle difficoltà di installazione di nuove linee, il Distributore ha facoltà di chiedere all'Utente l'adozione di provvedimenti atti a limitare l'assorbimento di potenza oltre ai valori contrattuali, al fine di non dover interrompere per problemi di sovraccarico il servizio di distribuzione ad utenti collegati sulla medesima linea MT, richiedendo per esempio, l'adozione di una terza soglia nella protezione di massima corrente opportunamente tarata a tale scopo o provvedimenti equivalenti sul lato BT.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dal SPG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti MT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato A.4 si descrivono in dettaglio i requisiti dello stesso SPG.

Nel medesimo Allegato A.4 sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPG alle prescrizioni della presente norma.

In particolare, il SPG può essere realizzato con una delle modalità costruttive di seguito riportate.

8.4.12.1 Soluzione A

Realizzazione di un SPG costituito da un relé di protezione dichiarato conforme a quanto indicato nell'Allegato A.4 alimentato da:

- riduttori di corrente (TA di fase) conformi alle prescrizioni riportate nel medesimo Allegato A.4;
- riduttore di corrente omopolare (TA omopolare) conforme alle prescrizioni riportate nel medesimo Allegato A.4, che deve comunque aver superato positivamente la prova funzionale (effettuata presso il costruttore di relé/TA omopolare /quadrista) ivi riportata (paragrafo A.4.2.2) con un qualunque relé dichiarato conforme al medesimo Allegato A.4;
- eventuali riduttori di tensione (TV) conformi alle prescrizioni riportate nel medesimo Allegato A.4 (paragrafo A.4.2.3).

8.4.12.2 Soluzione B

Realizzazione di un SPG costituito da un relé di protezione dichiarato conforme a quanto indicato nell'Allegato A.4, alimentato da TA di fase ed omopolari in una precisa configurazione utilizzata nel quadro elettrico (ad es. con un determinato relé dichiarato conforme, TA e/o TA omopolare con prestazioni minori - ma comunque non inferiori a 1 VA - rispetto a quelle indicate in A.4 tenendo conto della lunghezza dei cavi di collegamento). In questo caso è necessario che il costruttore di relé/TA(omopolare)/quadrista effettui le prove funzionali descritte in A.4, da rendere disponibili al Distributore, e autocertifichi la rispondenza alle presenti prescrizioni del SPG così composto, identificandolo in maniera inequivocabile.

8.4.12.3 Soluzione C

Realizzazione di un SPG costituito da un relé collegato a trasformatori di corrente e/o di tensione anche non tradizionali. In questo caso è necessario che il SPG costituito dal relé e dai trasformatori abbia prestazioni almeno pari (in termini di errore e tempi di eliminazione del guasto) a quelle che si ottengono mediante l'utilizzo di TA e TV prescritti e relé dichiarati conformi. La rispondenza a tali requisiti deve essere attestata come specificato nell'Allegato A.4.

8.4.12.4 Taratura e circuiti di comando

La taratura della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di taratura della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore. La corretta taratura della protezioni deve essere verificata a cura dell'Utente secondo quanto prescritto nella Norma CEI 0-15.

In generale, l'intervento del DG per guasti polifasi deve avvenire senza ritardo intenzionale (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.4.12.5).

Per quanto attiene i guasti monofasi a terra, l'intervento del DG può essere ritardato compatibilmente con lo stato del neutro (vedi paragrafo 8.4.12). In particolare, per reti a neutro isolato, il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto da parte del DG è

di 170 ms. Per le reti a neutro compensato, il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto da parte del DG è di 450 ms (salvo quanto disposto in 8.5.2).

Al fine di garantire che guasti all'interno dell'impianto dell'Utente vengano selezionati dal SPG dell'Utente stesso (dando luogo, al limite, ad una sola richiusura rapida da parte dell'interruttore in testa alla linea di media tensione del distributore) deve essere assicurata sempre e comunque la piena funzionalità dello stesso SPG.

A tal fine l'apertura del DG per azione della PG deve avvenire tramite comando agente su bobina a mancanza di tensione. Di conseguenza, qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG, (nonostante la presenza di UPS o batterie in tampone) per un qualsiasi motivo, si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG (senza tale accorgimento l'SPG potrebbe rimanere inefficiente a tempo indefinito lasciando l'onere della selezione dei guasti interni all'Utente all'interruttore della linea di Distribuzione, con ovvie conseguenze negative per tutti gli altri utenti alimentati dalla linea stessa).¹

Allo scopo di consentire l'impiego della protezione generale anche a comando di DG esistenti non dotabili di bobina a mancanza di tensione, la protezione deve essere munita di due contatti (uno NA e uno NC) ovvero di un contatto a scambio.

8.4.12.5 Coordinamento selettivo tra le protezioni MT di utenza

Come dettagliato in A.1.2.2, nel caso di Utenti con particolari esigenze di continuità del servizio, è possibile impiegare sulla rete MT di utenza sistemi di coordinamento basati sullo scambio di informazioni tra relé a valle e PG. Tali sistemi possono essere impiegati per l'eliminazione selettiva dei guasti monofase a terra senza alterare le tarature (ritardo intenzionale) del DG. L'impiego dei medesimi sistemi per l'eliminazione selettiva dei guasti polifasi è adottabile purchè la parte di rete MT di Utente tra il DG e i dispositivi di protezione sottesi sia costituita da linee in cavo, secondo le prescrizioni del presente paragrafo.

Qualora l'adozione di tali sistemi preveda la modifica delle tarature del SPG (paragrafo 8.4.12.4), l'Utente potrà apportare tali modifiche secondo quanto previsto nei dui casi di seguito descritti.

Caso 1. Previa comunicazione scritta al Distributore, l'Utente può tarare il SPG in modo che l'estinzione completa del guasto (per apertura dello stesso DG) avvenga in un tempo complessivo non superiore a 200 ms, purchè tutti i dispositivi di protezione sottesi (dispositivi di montante) intervengano senza ritardo intenzionale. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle. Per guasti appena a valle del DG, il SPG deve comunque essere in grado di completare l'apertura entro 200 ms, considerando la contestuale apertura dell'interruttore di linea (tipicamente in grado di estinguere il guasto in tempi compresi tra 80 ms e 150 ms).

Caso 2. Previa approvazione scritta del Distributore, qualora l'Utente con particolari esigenze di continuità del servizio rientri nei requisiti tecnici che saranno fissati dall'AEEG, e sia

¹ Onde evitare aperture intempestive del DG, l'Utente può mettere in essere i seguenti accorgimenti:

- alimentare la PG tramite circuiti ausiliari dedicati che prevedano alimentazione ordinaria e di emergenza, ad esempio asserviti ad un UPS od a una batteria tampone (o altra alimentazione di emergenza equivalente); per consentire la rienergizzazione dell'impianto a seguito di una prolungata mancanza dell'alimentazione all'UPS, è necessario che quest'ultimo sia provvisto di un accorgimento tale da mantenere una carica residuale sufficiente alla chiusura dell'interruttore generale;
- predisporre un allarme che evidenzi immediatamente la mancanza della alimentazione normale ed il passaggio a quella di emergenza al fine di consentire il sollecito avvio degli opportuni interventi per il tempestivo ripristino dell'alimentazione ausiliaria;
- dimensionare l'autonomia dell'alimentazione di emergenza dei circuiti ausiliari (comunque realizzata) dopo la comparsa dell'allarme, tenendo conto dei tempi massimi previsti per il completamento dei sopra citati interventi di ripristino;
- effettuare la necessaria manutenzione ordinaria e straordinaria sui sistema di alimentazione dei circuiti ausiliari ordinari e di emergenza.

connesso a una linea realizzata con conduttori in cavo (con caratteristiche tecniche fissate da ciascun Distributore), tale da consentire un ritardo intenzionale dell'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria, è prevista la possibilità di ritardare la protezione di linea. Di conseguenza, sarà consentito il ritardo all'intervento del DG, purché sia comunque conseguita la completa estinzione del guasto in 170 ms. In questo caso, il Distributore dovrà garantire il coordinamento selettivo tra i tempi di intervento introducendo un ritardo nell'intervento delle proprie protezioni di linea comunque non superiore a 250 ms.

8.4.13 Limiti sulle sezioni di trasformazione MT/BT

Scopo della presente prescrizione è quello di limitare la complessiva potenza di cortocircuito della sezione di trasformazione afferente a un singolo sistema di sbarre BT che, se eccessiva, in caso di guasto su tale sezione, può determinare l'intervento della protezione di massima corrente in testa alla linea MT di distribuzione.

Il Distributore, all'atto della richiesta di connessione, deve comunicare la potenza massima del singolo trasformatore e/o di più trasformatori in parallelo riferita alle tensioni di cortocircuito normalizzate ($V_{cc} = 6\%$ per trasformatori con potenza nominale maggiore di 630 kVA), che l'Utente può installare nel proprio impianto al fine di garantire la selettività fra la propria protezione di massima corrente e quella/e installata/e sulla linea MT che lo alimenta in caso di cortocircuito sulle sbarre BT del trasformatore. Tali taglie non devono essere generalmente inferiori a 2000 kVA (reti a 20 kV) e 1600 kVA (reti a 15 kV). Limiti inferiori possono essere definiti dal Distributore nel caso di strutture particolari della rete MT.

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la taratura della protezione di massima corrente.

8.4.14 Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati

Scopo della presente prescrizione è quello di contenere le correnti di inserzione. Per tale motivo, le prescrizioni succitate sono riferite a trasformatori con correnti di inserzione pari a quelle indicate nella guida CEI 11-35.

Al fine di non provocare interventi intempestivi della protezione di massima corrente della linea MT del Distributore, l'Utente non può installare più di tre trasformatori, ciascuno di taglia pari ai limiti sopra indicati, anche se con sbarre BT separate, altrimenti si devono prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire entro e non oltre 5 s dalla mancanza di tensione. Il limite suddetto deve intendersi come riferito alla potenza complessiva dei TR MT/BT che vengano contemporaneamente energizzati nell'impianto dell'Utente, in casi diversi da quelli di tre macchine di uguale potenza sopra menzionato.

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la taratura della protezione di massima corrente.

8.5 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Nel caso di impianti passivi, oltre alle prescrizioni generali di cui al paragrafo 8.4, si possono applicare le soluzioni descritte ai paragrafi seguenti.

8.5.1 Impianto passivo con due montanti MT dalla sbarra principale

Nel caso di impianto MT passivo con due soli montanti MT di carico, è possibile omettere l'interruttore generale (alle condizioni che sono in seguito dettagliate). In tal caso, le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolve dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*interruttori di montante*).

Per questa tipologia di impianto, è ammessa la configurazione di cui alla seguente Fig. 22, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);
- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 22, installata sulle sbarre MT.

A seconda delle necessità protettive (nel caso in cui l'estensione della rete MT alimentabile in qualsiasi condizione da un singolo montante sia tale da fornire un contributo capacitivo superiore all'70% della soglia per guasto monofase imposta dal Distributore), è necessario completare lo schema con una (o due) terna di TV. In particolare, è possibile installare una terna di TV per ciascun montante, a valle del rispettivo interruttore automatico e dei TA di fase, ovvero installare una sola terna di TV sulle sbarre a monte (soluzione indicata in Fig. 22). In questo secondo caso (TV protetti verso i guasti a terra dalla protezione di linea del Distributore), essi dovranno essere protetti sul primario con una terna di fusibili con $I_n \leq 6,3A^1$. In tal caso, la mancanza di una qualsiasi delle tensioni concatenate in ingresso alla protezione per più di 30 s (anche determinata dall'intervento di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV stessi) deve provocare la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione adirezionale di massima corrente per guasto a terra) mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare. In alternativa alla soluzione suddetta (commutazione del funzionamento della protezione) è necessario adottare un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3 A$) a protezione del primario dei TV; l'apertura di tale IMS (eventualmente causata dall'intervento dei fusibili) deve determinare l'apertura del DG.

A prescindere dalla posizione della terna di TV, l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare la commutazione della funzione delle protezioni 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione adirezionale di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare, oppure l'apertura di entrambi i dispositivi di montante.

¹ E' consigliabile l'utilizzo di una terna di fusibili con $I_n \leq 1 A$.

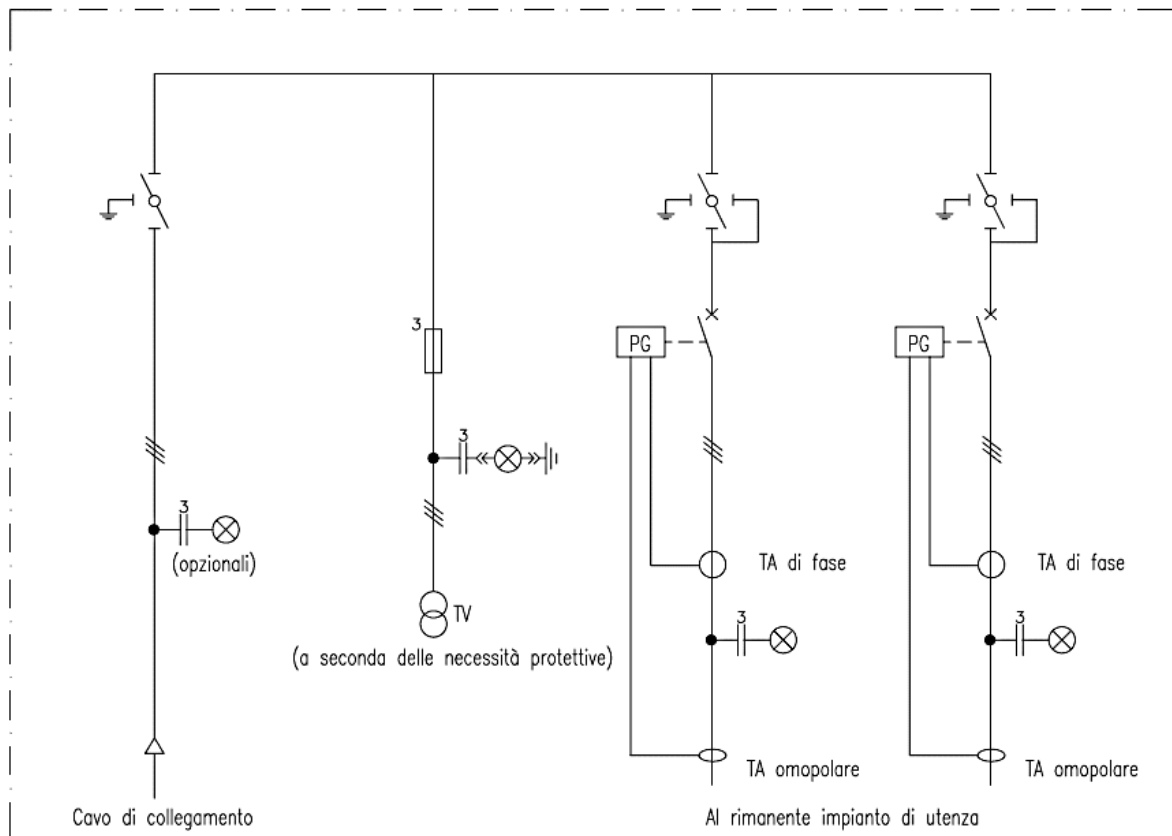


Fig. 22 – Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto passivo con due montanti MT dalla sbarra principale

Questa soluzione prevede, a richiesta del Distributore, la presenza di una protezione unica da sovraccarico (terza soglia), ottenuta sommando i segnali secondari dei TA di fase dei due montanti. In alternativa, la protezione da sovraccarico può essere anche realizzata con due relé imponendo che la somma delle soglie di sovraccarico di ciascuno degli interruttori di montante rispetti i vincoli imposti dal Distributore.

8.5.2 Impianto passivo con un montante MT con a valle un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA (la soluzione di connessione per questa tipologia di impianti è allo studio)

Per questa tipologia di impianto, è attualmente allo studio, in alternativa alla soluzione descritta al paragrafo 8.4.1, una possibile configurazione alternativa semplificata, rappresentata alla seguente Fig. 23, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);
- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 23 installata sulle sbarre MT;
- rete di distribuzione MT con corrente di guasto monofase a terra inferiore o pari a 50 A;
- montante MT con a valle un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA e fusibile con $I_n \leq 25$ A;
- cavo che collega l'IMS al trasformatore di lunghezza non superiore a 20 m;
- trasformatore protetto da sovraccarico sul lato di bassa tensione.

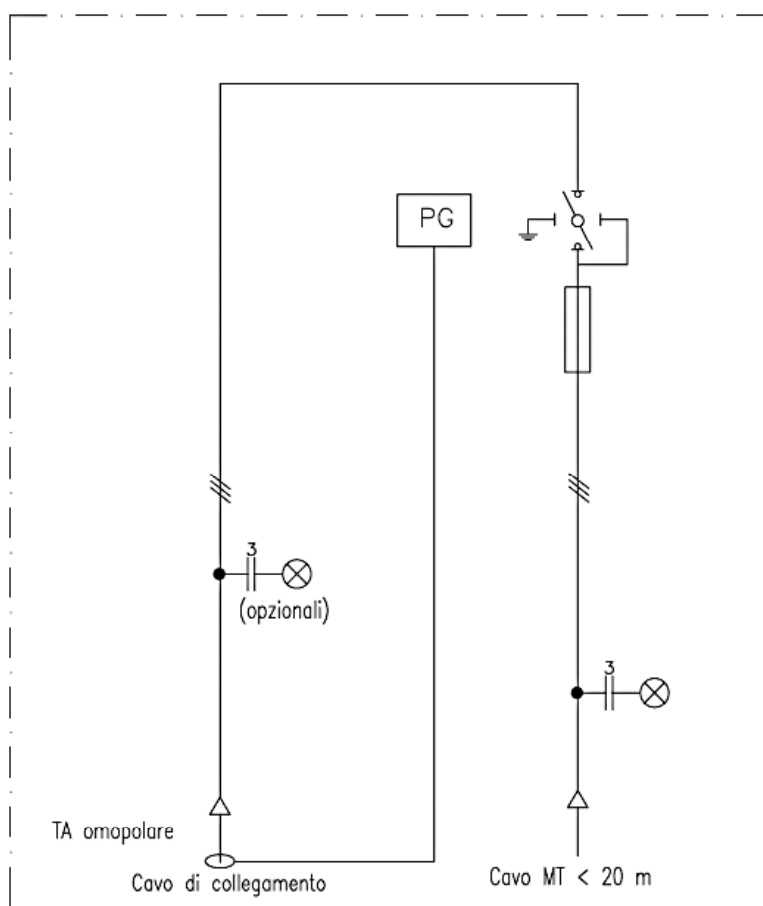


Fig. 23– Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto passivo con un solo montante MT con a valle un solo trasformatore MT/BT di potenza nominale ≤ 400 kVA.

In questo caso, il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore di manovra sezionatore (IMS) completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relé di massima corrente omopolare. Tale dispositivo è in corso di specificazione da parte del CEI.

Le prescrizioni dell'apparecchiatura (IMS + fusibili + relé) sono attualmente allo studio, e pertanto né le connessioni di impianti nuovi né gli adeguamenti di impianti esistenti sono conseguibili aggiungendo relé omopolare agli (IMS + fusibili) attualmente in commercio.

8.5.3 Impianto passivo con linea in antenna

Qualora l'impianto passivo non rientrasse nei vincoli normalmente imposti agli Utenti in fase di connessione, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). In questo caso, possono essere superate le restrizioni circa:

- il numero massimo di trasformatori MT/BT installabili (par. 8.4.13);
- la taglia massima di trasformatori MT/BT installabili (par. 8.4.14);
- il tempo necessario per garantire selettività di intervento delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete (par. 8.4.12.5).

8.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Nel caso di Utenti attivi, oltre alle prescrizioni generali di cui in 8.4, si devono rispettare le prescrizioni di cui ai paragrafi seguenti.

8.6.1 Limiti alla complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT

La complessiva potenza di generazione che è possibile connettere alla rete MT sottesa a ciascuna interfaccia AT/MT (CP) senza introdurre modificazioni strutturali alla medesima interfaccia AT/MT è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza, rispetto al naturale funzionamento che prevede un transito di potenza dall'Alta alla Media Tensione.

Qualora le situazioni di funzionamento in cui il suddetto transito risulti invertito (cioè si abbia un transito di potenza dalla MT verso la AT) superino una percentuale significativa del complessivo tempo annuo di funzionamento (5%), è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con opportuni dispositivi di protezione e controllo che consentano un sicuro esercizio della rete stessa quale rete "attiva".

Il Distributore deve indicare i dispositivi necessari a tale scopo (p.e. regolatori di tensione modificati, dispositivi per il controllo di parallelo, dispositivi di protezione per la rilevazione dei guasti di sbarra AT, ecc).

Le condizioni economiche, correlate agli adeguamenti di cui sopra, da applicare agli utenti attivi sono stabilite dall'AEEG.

8.6.2 Schema tipico di connessione di un Utente attivo

In caso di connessione di Utenti attivi, dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nella Norma CEI 11-20 salvo quanto previsto al paragrafo 5.2.2.2. Nella seguente Fig. 24 è rappresentato uno schema tipico di connessione di un Utente attivo (caso generale senza esplicitazione della/delle sezioni di trasformazione).

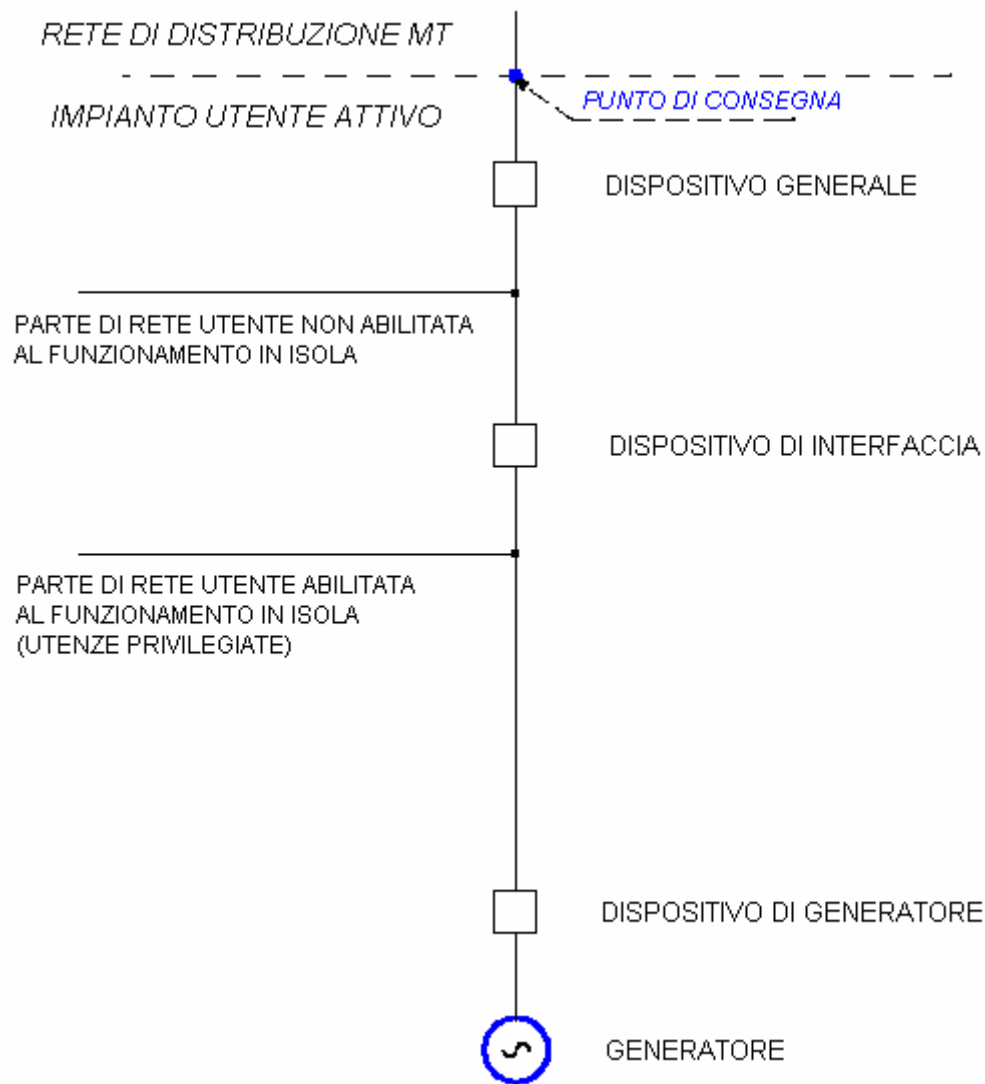


Fig. 24 - Schema di principio della connessione di un impianto di produzione.

8.6.3 Condizioni di funzionamento dell'impianto di produzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni tra le quali in particolare le seguenti:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire le suddette prestazioni (separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione) deve essere installato, oltre ai dispositivi previsti nel paragrafo 8.4, un ulteriore dispositivo, detto Dispositivo di Interfaccia (DDI).

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT a cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico della rete di distribuzione, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione di rete o di guasti sulla rete. Pertanto l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiuse automatiche degli interruttori di linea.

8.6.4 Dispositivi previsti

I dispositivi aggiuntivi che devono essere presenti qualora l'Utente sia dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete devono essere:

- dispositivo d'interfaccia, in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

E' ammesso che, in relazione al particolare schema di impianto dell'Utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

La manovra dei dispositivi generale, di generatore e d'interfaccia è di pertinenza dell'Utente.

I suddetti dispositivi, ai fini delle caratteristiche di sezionamento, comando e interruzione, devono seguire le prescrizioni delle Norme CEI 64-8, CEI 11-1 e CEI 11-20 per quanto applicabili.

La scelta di questi dispositivi deve essere fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui sono installati; in particolare, per quanto si riferisce alla corrente di breve durata ed ai poteri di interruzione e di stabilimento, questi devono essere proporzionati alla corrente presunta di cortocircuito nel punto di installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire la rete di distribuzione, gli impianti di produzione dell'energia ed i motori in servizio.

8.6.4.1 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Nell'ambito dell'impianto di utenza di un Utente attivo, il dispositivo di interfaccia di cui al paragrafo precedente, a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.

Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da:

- a) un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- b) un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione.

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

Per impianti con più dispositivi di generatore, il dispositivo di interfaccia (qualora installato al livello MT) deve essere unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori. Qualora invece tale dispositivo sia installato al livello BT, è ammessa la presenza di non più di tre dispositivi di interfaccia.

In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione deve essere asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato 2.

8.6.4.2 Dispositivo del generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, il dispositivo deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo; tale montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e di incendio.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato, è comunque necessario che, fra la generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

8.6.5 Sistemi di protezione

Le caratteristiche tecniche ed i requisiti di prova dei sistemi di protezione che l'Utente attivo deve installare in funzione della tipologia del proprio impianto devono essere conformi a quanto prescritto nell'Allegato A 2.

Nel medesimo Allegato 2 sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPG alle prescrizioni della presente norma.

8.6.5.1 Protezioni associate al DDI

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare.

Il SPI deve avere in ingresso una tensione concatenata, quindi comprende un TV inserito tra fase e fase; il SPI deve essere in grado di intervenire per mancanza di tensione.

Devono essere previste le seguenti protezioni:

- a) massima tensione (senza ritardo intenzionale);
- b) minima tensione (ritardata);
- c) massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- d) minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- e) massima tensione omopolare V_o lato MT (ritardata);
- f) protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione, allo studio).

Qualora l'Utente attivo intenda migliorare le prestazioni del dispositivo di interfaccia nei riguardi di guasti polifase sulla rete del Distributore tali da non essere individuati dal dispositivo di minima tensione di cui al punto b), può installare una protezione di massima corrente che agisca sul DDI.

Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad una tensione concatenata MT che quindi può essere prelevata:

- dal secondario di un TV collegato fra due fasi MT;
- direttamente da una tensione concatenata BT.

Il dettaglio delle prestazioni richieste al SPI è contenuto in A.2.

La protezione di massima tensione omopolare è prevista, su richiesta del Distributore, solo per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva ≥ 400 kVA.

L'intervento di un qualsiasi relé deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia.

Le tarature delle protezioni avviene sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di taratura predisposto dal Distributore.

Qualora la potenza sia generata in bassa tensione per un valore inferiore a 50 kVA, è possibile asservire il dispositivo di interfaccia installato direttamente sull'impianto BT ad un sistema di protezione costituito da relé di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione.

Per la sicurezza dell'esercizio della propria rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione), per potenze superiori a 400 kVA è necessario provvedere un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione di 0,5 s, che agirà a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul/i dispositivo/i di generatore. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

Qualora le condizioni della rete lo richiedano, ad esempio per potenze complessive superiori a 1 MVA, il Distributore può richiedere l'installazione a cura dell'Utente di un sistema di telescatto che garantisca l'apertura del suddetto dispositivo in presenza di mancati interventi delle protezioni. Il telescatto deve essere realizzato e mantenuto in esercizio dal distributore,

con oneri a carico dell'Utente. In tale caso, non è necessaria l'installazione della protezione contro la perdita di rete.

Il SPI può essere escluso (mediante opportuni interblocchi elettrici approvati dal Distributore) solo in una delle seguenti condizioni particolari di esercizio:

- l'impianto dell'Utente attivo è "in isola" e il dispositivo generale o qualsiasi altro dispositivo posto tra la rete di distribuzione e il dispositivo di interfaccia che impedisca il parallelo dell'impianto di produzione con rete di distribuzione sono bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati.

Al cessare di tali condizioni particolari di esercizio, prima di ripristinare il funzionamento parallelo dei gruppi con la rete di distribuzione, devono essere riattivate le funzioni del SPI.

Qualora, invece, l'utente sia connesso a linea MT in antenna (potenze complessive di generazione superiori, indicativamente, a 3 MVA), in alternativa al telescatto può essere realizzata una logica nella CP da cui parte la linea MT in antenna, tale da fare aprire l'interruttore in testa linea al verificarsi di determinate condizioni (ad es. mancanza rete AT, scatto trasformatore AT/MT, ecc.), anche in assenza di intervento delle protezioni del distributore che agiscono sull'interruttore di linea. La logica di Cabina Primaria deve essere realizzata e mantenuta in esercizio dal distributore, con oneri a carico dell'Utente. Anche in tale caso, non è necessaria l'installazione della eventuale protezione contro la perdita di rete. L'utente può, comunque, per proprie esigenze, richiedere la realizzazione del telescatto anche in queste situazioni.

8.6.5.2 Protezioni associate al DDG

Le protezioni dei gruppi di generazione (DDG) hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità del macchinario.

Le protezioni devono azionare il dispositivo del generatore e sono definite dalla Norma CEI 11-20 in funzione della tipologia di generatore.

8.6.5.3 Riduttori per sistemi di protezione

Qualora il SPI agisca in base a grandezze rilevate sulla rete MT, è necessario dotarlo di opportuni riduttori, oggetto del presente paragrafo. Per quanto attiene ai TA e TV che alimentano il Sistema di Protezione Generale, vale invece quanto riportato in A.4.2.

Le protezioni del SPI devono essere basate sul rilievo di tensioni secondarie di TV diversi da quelli utilizzati per la misura a fini commerciali (è ammesso l'uso di avvolgimenti secondari dedicati, seppur alimentati dallo stesso avvolgimento primario).

Qualora sia prevista una protezione di massima tensione omopolare, essa deve avere in ingresso la tensione omopolare MT ricavata da una terna dedicata di TV collegati tra le fasi MT e la terra.

In relazione alle caratteristiche della protezione si può ricorrere ad una delle seguenti alternative.

- 1) la tensione ai capi dei secondari dei TV collegati a triangolo aperto;
- 2) le tre tensioni secondarie (nel caso in cui la protezione ricavi la tensione omopolare dalle tre tensioni di fase).

I TV devono avere rapporto di trasformazione tale da fornire, in caso di guasto monofase a terra franco, la tensione nominale all'ingresso delle rispettive protezioni.

Per tali TV, qualora collegati tra fase e terra, valgono le stesse prescrizioni relative ai TV destinati al dispositivo generale (vedi A.4.2.3). Se collegati tra le fasi, è sufficiente una classe di precisione pari almeno a 3.

8.6.6 Impianto attivo con linea in antenna

Qualora l'impianto attivo non rientrasse nei vincoli di cui al paragrafo 8.4.13 e/o 8.4.14 può essere valutata la connessione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). La possibilità di connetterlo alla rete mediante linea in antenna, se tecnicamente fattibile, deve essere considerata anche qualora non ricorrano le condizioni di potenza di generazione indicate in precedenza per tale soluzione. In questo caso, potranno essere superate le restrizioni circa:

- il numero massimo di trasformatori MT/BT installabili (paragrafo 8.4.13);
- la taglia massima di trasformatori MT/BT installabili (paragrafo 8.4.14);
- valori di taratura o tipologia di protezioni normalmente utilizzati, pur di mantenere il coordinamento selettivo delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete.

8.7 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Per i sistemi interni di utenza che non comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui ai paragrafi 8.4 e 8.5; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario anche applicare quanto previsto in 8.6.

8.8 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva ($\cos\phi$) deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese entro il campo prescritto dalle norme ($\pm 10\%$ della tensione nominale di fornitura), pertanto, in determinate situazioni di rete può essere necessario adottare un regime di scambio della potenza reattiva diverso da quello indicato dalle autorità preposte e dalle normative vigenti. Ad ogni modo detto regime deve essere concordato con il Distributore e, in caso di Utenti attivi, regolamentato nell'ambito del Contratto per la connessione.

9 Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica

L'Utente è tenuto ad installare apparecchiature conformi alla normativa sulla compatibilità elettromagnetica IEC, serie 61000, in materia di limiti di emissione ed immunità ai disturbi elettromagnetici.

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti immessi nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

Fra i carichi disturbanti sono da includere anche le unità di produzione, qualora il processo di generazione sia di per sé fonte di disturbi sulla rete (es. impianti eolici).

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono fissati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

- variazioni di tensione (lente e rapide);
- buchi di tensione;
- fluttuazioni di tensione (flicker);
- armoniche;
- squilibrio delle fasi.

Il Distributore può richiedere l'impiego di condensatori di rifasamento o sistemi di filtraggio, ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione.

9.1 Valutazione dei disturbi

I disturbi generati dai carichi dell'impianto di Utente e immessi nella rete devono essere valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative norme CEI ed IEC. In generale i limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti.

Una possibile modalità di valutazione dell'impatto dell'impianto disturbante sulla rete ai fini del collegamento dell'impianto produttore alla rete stessa è riportata in A.2.

10 Misura di continuità e qualità della tensione

Il Distributore e l'Utente hanno diritto e facoltà di installare apparecchiature di misura e registrazione della qualità tecnica del servizio (continuità e qualità della tensione) della tensione nel punto di consegna collocate nei rispettivi ambiti.

11 Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano nel caso di connessione tra due Distributori. La particolare natura di simili connessioni (connessione tra due soggetti titolari di concessioni per l'esercizio di reti con obbligo di connessione di terzi), nonché le molteplici fattispecie tecniche che possono verificarsi, rendono necessaria l'adozione di opportune forme di coordinamento tra i soggetti medesimi.

Le soluzioni tecniche per la connessione non sono pertanto (allo stato attuale) completamente codificate nella presente norma tecnica, ma lasciate all'accordo tra i soggetti interessati, nel rispetto delle vigenti normative in materia emanate dall'AEEG.

I paragrafi seguenti riportano esclusivamente le prescrizioni minime da seguire per simili connessioni.

11.1 Punto di interconnessione

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione devono essere installate apparecchiature idonee a consentire l'indipendenza funzionale tra le due reti di distribuzione (sezionatore, eventualmente interruttore + sezionatore). Tali apparecchiature devono consentire la manovra a distanza necessaria a garantire la minimizzazione delle indisponibilità in caso di guasto.

11.2 Misura dell'energia scambiata

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione deve essere installata un'Apparecchiatura di Misura (AdM) in grado di registrare l'energia scambiata (qualora necessario, in entrambe le direzioni) tra le due reti su base oraria.

11.3 Segnali e misure scambiati tra i distributori

Qualora si abbia la connessione di una rete di distribuzione a una stazione di pertinenza di un altro Distributore, devono essere scambiate informazioni rilevate da:

- registratori cronologici degli eventi;
- oscillografoperturbografi;
- segnalazioni locali.

11.4 Esercizio e manutenzione

Le procedure di esercizio e manutenzione degli impianti interessati dalla connessione devono essere opportunamente concordate tra i soggetti interessati.

11.5 Qualità del servizio

Le apparecchiature installate nel punto di interconnessione deve essere tale da consentire la corretta attribuzione delle responsabilità ai fini delle disposizioni dell'AEEG inerenti la qualità del servizio.

12 Sistemi di misura dell'energia

Le presenti prescrizioni riguardano i sistemi di misura dell'energia elettrica scambiata (sia prelevata, sia immessa) con la rete del Distributore.

Tali sistemi di misura, utilizzati presso Utenti connessi a reti di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 150 kV, devono essere connessi, in generale:

- per i punti di prelievo, nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di consegna;
- per i punti di immissione, nell'impianto di utenza per la connessione immediatamente a valle del DG, come meglio specificato in 7.3 e in 8.2.

Le relative modalità di installazione ed i requisiti antifrode dovranno essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Il sistema di misura si configura come composto da:

- a) trasformatori di tensione (TV);
- b) trasformatori di corrente (TA);
- c) misuratore/i per la misura dell'energia attiva e dell'energia reattiva, collegato tramite inserzione indiretta;
- d) morsettiera di sezionamento e raccolta cavi e dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montati su armadio esterno sigillabile (previsto, di norma, solo per le connessioni alle reti AT);
- e) cavi di tipo schermato per la connessione dei circuiti secondari voltmetrici ed amperometrici, dai TA e TV al misuratore/i;
- f) eventuali apparati di alimentazione e trasmissione dei segnali per la comunicazione del misuratore con i sistemi centrali di acquisizione delle misure.

I relativi componenti dovranno essere anche conformi alle seguenti norme ed alle eventuali varianti ed aggiornamenti:

- Guida CEI 13-35;
- Norma CEI EN 62052 – 11 (misuratore);
- Norma CEI EN 62053 – 22, per ciò che concerne la misura dell'energia attiva;
- Norma CEI EN 62053 – 23, per ciò che concerne la misura dell'energia reattiva;
- Norma CEI EN 60044 -1 (trasformatori di corrente - TA);
- Norma CEI EN 60044 -2 (trasformatori di tensione -TV);
- Norma CEI 13-4 – "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica";

I TA e TV di misura devono essere dotati di avvolgimenti secondari dedicati esclusivamente alla connessione del misuratore/i; è vietato il cablaggio di ulteriori circuiti per i sistemi di protezione a tali avvolgimenti secondari dedicati. Previa autorizzazione del Distributore, è consentito l'utilizzo degli stessi avvolgimenti secondari per il prelievo di segnali finalizzati a eventuali dispositivi per la rilevazione della qualità del servizio elettrico (dispositivi nella disponibilità del Distributore).

L'armadio con i dispositivi di protezione e la morsettiera di sezionamento e raccolta cavi deve essere collocato nelle immediate vicinanze dei TA e dei TV di misura.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura devono essere protetti, lungo tutto il percorso, con un tubo flessibile in acciaio zincato rivestito esternamente con guaina isolante.

Ogni tubo deve avere alle estremità opportuni raccordi filettati, sigillabili, atti ad assicurare la connessione delle diverse sezioni tra loro e ad impedire lo sfilamento dal contenitore cui il tubo stesso è collegato.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura ed il relativo tubo flessibile di protezione devono transitare in apposite tubazioni o cunicoli, con percorso ispezionabile mediante opportuni pozzetti.

All'interno del locale di misura, per la connessione al complesso di misura, ed in prossimità dei TA e TV, per la connessione dei cavi sui morsetti secondari dei trasformatori di misura, i tubi devono essere fissati a vista.

I cavi di misura non devono percorrere vie in comune con i cavi di potenza, né devono correre paralleli ad essi; i cavi medesimi non devono essere utilizzati per scopi diversi dalla realizzazione del complesso di misura, salvo quanto sopra disposto circa la rilevazione della qualità del servizio elettrico.

Lo schermo dei cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura e la parte metallica dei tubi flessibili di protezione devono essere collegati a terra ad entrambe le estremità ad un unico impianto di terra.

I misuratori devono essere collocati in un apposito locale di misura, usualmente accessibile senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali.

12.1 Sistema di misura dell'energia nei punti di prelievo

Il sistema di misura è destinato alla rilevazione e registrazione dell'energia elettrica attiva e reattiva.

Il Distributore è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di prelievo, pertanto i componenti del sistema di misura devono rispondere alle caratteristiche tecniche ed ai requisiti di prova stabiliti dal Distributore.

Le caratteristiche del misuratore sono compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite da AEEG.

Tutti gli elementi che compongono il sistema di misura devono essere sigillati al fine di non permettere manomissioni.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di trasmissione dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono essere inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali.

Il misuratore deve inoltre essere predisposto per la rilevazione dei dati, sia in locale che in remoto (deve quindi essere predisposto per la telelettura), conformemente alle Norme CEI EN serie 62056. I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti interessati secondo le disposizioni dell'AEEG.

12.2 Sistema di misura dell'energia nei punti di immissione

Il titolare dell'impianto di produzione è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di immissione.

La misura dell'energia elettrica in corrispondenza di un punto di immissione può anche essere eseguita per proprie finalità dal Distributore, al solo scopo di controllo, e senza incidere negli obblighi posti in capo al titolare dell'impianto medesimo.

L'Utente ha facoltà di avvalersi del Distributore per la misura dell'energia elettrica in corrispondenza del punto di immissione, ed è in ogni caso responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura.

Il Distributore è comunque responsabile della rilevazione e della registrazione dei dati di misura; all'uopo il medesimo Distributore mette a disposizione le informazioni tecniche necessarie a integrare il misuratore nel proprio sistema di acquisizione delle misure.

Tali letture devono essere rese disponibili anche al Gestore (utenti con unità di produzione rilevanti).

Il sistema di misura deve consentire:

- la misurazione e registrazione dell'energia attiva e reattiva (capacitiva o induttiva) erogata e assorbita, nonché la rilevazione di tutti i parametri necessari alla identificazione e corretta gestione dei dati di misura;
- l'impostazione automatica dell'ora legale/solare;
- la leggibilità giornaliera (locale e remota);
- la memorizzazione dei dati di misura di energia (attiva e reattiva) registrati, per un periodo temporale di almeno 60 giorni.

Le caratteristiche del misuratore sono compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite da AEEG.

Il misuratore è inoltre predisposto per la rilevazione dei dati, sia in locale che in remoto (deve quindi essere predisposto per la telelettura), conformemente alle Norme CEI EN serie 62056.

Il Distributore rende note al titolare dell'impianto di produzione le necessarie informazioni (protocolli di comunicazione) al fine di garantire l'integrazione del misuratore dell'AdM nel sistema di acquisizione delle misure.

L'Utente, di conseguenza, deve fornire adeguata documentazione tecnica di supporto al Distributore al fine di consentire l'integrazione del misuratore dell'AdM nel sistema di acquisizione delle misure, nel caso il misuratore stesso risultasse di tipologia non direttamente gestibile dal sistema medesimo.

L'orologio interno sincronizzabile deve avere precisione non inferiore a quella richiesta dalla Norma CEI EN 61038 per i commutatori orari (Utenti Attivi che accedono al mercato).

Tutti i suddetti componenti, inclusi i cablaggi e le morsettiere, devono essere dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiscano da manomissioni o alterazione dei dati di misura. Il requisito si deve estendere anche alle porte ed ai dispositivi di trasmissione dei dati (porta ottica, porta seriale, modem e collegamenti) per evitare connessioni non autorizzate.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di trasmissione dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di

elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali.

La composizione e le caratteristiche dell'AdM devono essere autocertificate dall'Utente. I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti interessati secondo le disposizioni dell'AEEG.

13 Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione

Tutti i dati che sono oggetto di comunicazione agli Utenti devono essere comunicati al momento della stipula del contratto di connessione e ogni qualvolta subiscano variazioni secondo quanto convenuto al Capitolo 5.

I limiti di utilizzo delle linee e dei trasformatori delle reti MT devono essere stabiliti dal Distributore e devono essere comunicati su richiesta agli Utenti che richiedono la connessione.

Per una progettazione ottimale degli impianti dell'Utente, devono essere definite le condizioni di funzionamento della rete nei punti di consegna fra gli impianti di Produzione e la rete stessa.

Le condizioni della rete nei punti di consegna in condizioni normali e eccezionali sono le medesime già definite per la rete in generale.

Per i singoli punti di consegna AT, il Distributore deve indicare il valore medio della tensione (tensione dichiarata) e del relativo campo di variazione, sulla base dei valori rilevati in condizioni normali di funzionamento della Rete, tenendo eventualmente conto degli sviluppi di rete programmati.

Il campo di variazione così definito (espresso in valori assoluti) deve essere contenuto in quello relativo alle condizioni normali di funzionamento della rete (ad esempio: valore nominale: 132 kV; valore dichiarato: 127 kV; campo di variazione: $127 \text{ kV} \pm 5\%$).

13.1 Contratto per la connessione

Il contratto per la connessione di cui alla deliberazione n. 281/05 dell'AEEG reca:

- le caratteristiche degli impianti della rete, dell'impianto di rete e d'utenza per al connessione, delle linee di collegamento afferenti il punto di consegna, le principali caratteristiche dell'impianto dell'Utente rilevanti ai fini della realizzazione e del mantenimento della connessione;
- la disciplina dei rapporti tra Distributore e Utente per quanto attiene all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo delle porzioni dell'impianto di utenza per la connessione funzionali alla rete.

Sono trattati nel contratto per la connessione gli argomenti di cui ai paragrafi seguenti.

13.1.1 Prestazioni indicative della RETE nel punto di consegna

- limiti di variazione della frequenza;
- limiti di variazione della tensione;
- potenza di cortocircuito (minima convenzionale per AT, minima di esercizio per MT);
- massimo livello di distorsione armonica totale;
- massimo livello di squilibrio della tensione;
- massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine.

13.1.2 Caratteristiche degli impianti e dei processi

Impianti della rete

- Coordinamento dell'isolamento relativo all'impianto di rete per la connessione;
- Caratteristiche generali del sistema di protezione nell'impianto di rete per la connessione.

Impianti dell'Utente

- Coordinamento dell'isolamento relativo alla porzione di impianto dell'Utente al livello di tensione del punto di consegna;
- Caratteristiche degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di protezione della rete o da dispositivi del Distributore;
- Eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di carichi o di gruppi di generazione;
- Criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale;
- eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della potenza reattiva;
- elenco degli eventuali apparati di proprietà del Distributore che siano installati nell'impianto di Utente.

Linee di collegamento

- Coordinamento dell'isolamento;
- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- eventuale impiego di apparati di teleprotezione.

Impianti di produzione

- programmi di erogazione di potenza reattiva.

13.1.3 Esercizio, conduzione e controllo degli impianti

- Gestione di eventuali punti di consegna multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della rete;
- caratteristiche degli eventuali sistemi di telecomunicazione;
- eventuale abilitazione alla partecipazione dell'Utente a servizi di rete non obbligatori (funzionamento in isola di parte della rete);
- numero medio di giorni annui di indisponibilità prevista per manutenzione (solo per AT);
- accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- sicurezza a persone e cose in occasione di interventi per manutenzione e sviluppo degli impianti del distributore e dell'Utente.

Le deroghe alle Regole Tecniche, eventualmente accordate dal Distributore, sono riportate nel contratto per la connessione.

13.1.4 Regolamento di esercizio

Qualora il Distributore lo ritenga necessario, nell'ambito del Contratto di connessione, può essere previsto un Regolamento di Esercizio, contenente, tra l'altro:

- esercizio del collegamento Distributore – Utente;
 - condizioni generali del collegamento dell'Utente;
 - modalità di esercizio del collegamento dell'Utente;
 - eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente;
 - condizioni generali del collegamento dell'Utente attivo;

- modalità di esercizio del collegamento dell'Utente attivo;
- programmi di produzione;
- piano di produzione e scambio dell'energia reattiva;
- avviamento e parallelo del gruppo;
- modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente attivo;
- manutenzioni e disservizi;
- programmazione delle indisponibilità;
- disposizioni operative per la sicurezza elettrica;
- riferimenti operativi con disponibilità e rintracciabilità 24 h

Nel caso di regolamento di esercizio per gli impianti di produzione connessi alla rete AT, le modalità di esercizio, la programmazione delle indisponibilità e le tarature delle protezioni sono fornite al Distributore dal Gestore.

13.2 Documentazione tecnica del punto di consegna

All'atto della connessione l'utente dovrà fornire una dichiarazione di rispondenza dell'impianto di utenza per la connessione ai requisiti indicati nella presente norma. Tale dichiarazione (redatta dall'impresa installatrice abilitata ai sensi della legge 46/90) avrà come allegato il progetto dell'intera rete di utenza allo stesso livello della tensione di consegna.

Il Distributore e l'Utente devono identificare univocamente l'impianto ed individuare i referenti abilitati a fornire le informazioni tecniche.

Per ogni punto di consegna deve essere predisposta la documentazione tecnica di riferimento, ai fini della gestione del punto di consegna, nei rapporti tra Distributore, Titolare della Stazione della rete d'interesse e l'Utente.

L'Utente è responsabile della redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione al Distributore della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

Tale documentazione deve comprendere almeno:

- uno schema unifilare dell'impianto di utenza per la connessione, con indicate tutte le caratteristiche delle apparecchiature (interruttori, riduttori, trasformatori, protezioni, cavi, generatori, ecc.);
- schemi funzionali del sistema di protezione, comando e controllo, per ciascun componente di impianto;
- descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature, dei sistemi di protezione, comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal Distributore.

L'Utente è altresì tenuto a collaborare all'aggiornamento periodico del Data Base del Sistema di Controllo.

Per ogni punto di consegna deve essere conservato presso il Distributore l'elenco delle caratteristiche tecniche del sito stesso. Tale elenco deve essere costituito ed aggiornato a cura del Distributore, sulla base delle informazioni fornite dall'Utente.

Nell'elenco devono anche segnalate le eventuali deroghe concesse.

Le informazioni relative alle prestazioni degli impianti e dei processi di produzione di energia elettrica devono essere riportate negli accordi complementari e nelle apposite sezioni del presente documento.

13.2.1 Schema unifilare

Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero impianto di utenza per la connessione.

Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature presenti in impianto.

Se nell'impianto di utenza per la connessione sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.

13.2.2 Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione

Per ciascuno stallo dell'impianto di utenza per la connessione, l'Utente deve redigere:

- uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
- uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.

13.2.3 Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo

Per ciascuna tipologia di apparato e di componente della stazione di consegna di sua competenza l'Utente deve fornire, desumendoli dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività del Distributore. Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

Allegato A

A.1 Coordinamento delle protezioni e degli automatismi di rete con le protezioni degli impianti di utenza

Poiché i sistemi di protezione da adottare a cura dell'Utente devono correttamente integrarsi con le protezioni di rete, la presente appendice contiene una sommaria descrizione dei sistemi di protezione e richiusura automatica installati sulle reti AT e MT di distribuzione. Per le reti AT, tali sistemi di protezione ed automatismi sono omogenei su tutto il territorio nazionale; per le reti MT, essi sono comuni alla gran parte delle reti di distribuzione.

Per le specificità che li connotano, non sono invece descritti i sistemi di automazione di rete (ricerca guasti, rialimentazione ecc); questi ultimi comportano peraltro minori necessità di coordinamento con gli impianti di utenza.

Il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza è finalizzato a ridurre le perturbazioni all'esercizio, permettendo di selezionare nel più breve tempo possibile il componente guasto (rapidità) e circoscrivendo per quanto possibile la zona da mettere fuori servizio (selettività). Infatti, la mancata o tardiva eliminazione di un guasto, o la messa fuori servizio di un'area estesa della rete (o dell'impianto di Utente), possono dar luogo a ingenti disservizi.

Il tempo di eliminazione del guasto (rapidità) e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare (selettività) sono perciò considerate prerogative fondamentali di un sistema di protezione. Tali requisiti sono strettamente connessi fra loro e vanno considerati in funzione del complessivo scopo del sistema di protezione.

Il seguito della presente appendice tratteggia i problemi di coordinamento selettivo tra le protezioni di rete e quelle di utente (e, per quanto possibile, tra diverse protezioni di utente) per guasti interni alla rete dell'utente stesso: tali problemi sono infatti comuni alla generalità degli Utenti, data l'obbligatoria presenza di un Dispositivo Generale (eventualmente multiplo) su tutti gli impianti.

In generale, il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza viene conseguito con opportune tarature in tempo e corrente (selettività mista, cronometrica e amperometrica).

Per i guasti che si verificano su porzioni di rete di utenza a tensioni inferiori rispetto alla tensione di consegna, è generalmente necessario assicurare che il guasto stesso non determini interventi di protezioni di rete alla tensione di consegna (selettività amperometrica).

Più problematico risulta il coordinamento selettivo per guasti che si verificano su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione della consegna, cui sono dedicati i paragrafi seguenti.

A.1.1 Reti AT

Le reti AT sono esercite con neutro francamente a terra e schemi di tipo magliato o parzialmente magliato. Di conseguenza, l'eliminazione selettiva dei guasti (sia polifase sia monofase a terra) è conseguita generalmente con l'adozione di protezioni di tipo distanziometrico. Più raramente (linee in antenna) si adottano protezioni di massima corrente a più soglie.

A.1.1.1 Protezioni e automatismi di rete

Le prestazioni tipiche delle protezioni distanziometriche sono tali da assicurare l'eliminazione dei guasti in circa 100 ms (primo gradino) e in 350 ms (secondo gradino) per le reti a 150 kV-132 kV. La rete AT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida per le tensioni 150 kV e 132 kV sono:

- 0,3 s per richiusura tripolare;

- 0,5 s per richiusura unipolare.

I tempi di attesa sono legati ai tempi minimi di estinzione dell'arco. I valori riportati sono quelli che l'esperienza di esercizio della rete ha dimostrato statisticamente efficaci per l'eliminazione dei guasti transitori (non permanenti). La richiusura rapida è abilitata in modalità unipolare a fronte di guasti monofase e tripolare per guasti polifase. Peraltro è abilitata in modalità esclusivamente unipolare nel caso di linee che afferiscono a stazioni della rete a 150 kV-132 kV cui fanno capo gruppi di generazione.

La richiusura lenta, sempre di tipo tripolare e con controllo di sincronismo, interviene invece con tempi di attesa di 60 s o 180 s a seconda del tipo di interruttore controllato. Si distingue fra estremo di linea che rilancia tensione ("A") ed estremo che rimaglia la rete ("B").

L'interruttore in "A" richiude in presenza di tensione lato sbarra e assenza di tensione lato linea. L'interruttore in "B" richiude in presenza di tensione sia lato sbarra che lato linea, verificando le condizioni di sincronismo.

A.1.1.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza, per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente (Dispositivo Generale) e lo scatto in secondo gradino delle protezioni distanziometriche di rete. Più difficoltoso risulta il coordinamento nel caso di Utenti connessi con derivazione rigida oppure in antenna.

A.1.2 Reti MT

Le reti MT sono esercite con schemi di tipo radiale, con eventuale possibilità di controalimentazione.

Per quanto riguarda lo stato del neutro, la tendenza attuale è di esercire le reti con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza (neutro compensato, bobina di Petersen) o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono ancora esercite a neutro isolato. L'esercizio con neutro compensato risulta vantaggioso in termini di contenimento delle correnti di guasto a terra (più agevole dimensionamento degli impianti di terra), di auto-estinzione dei guasti monofase, di individuazione del guasto monofase con minimo disservizio per l'utenza e di minori sollecitazioni degli isolamenti.

A.1.2.1 Protezioni e automatismi di rete

Dati i criteri di esercizio di cui al paragrafo precedente, l'eliminazione selettiva dei guasti avviene con criteri diversi per i guasti polifase e per i guasti monofase a terra. In quest'ultimo caso (guasti monofase a terra) le logiche di protezione/automazione di rete sono radicalmente differenti a seconda dello stato del neutro. A neutro isolato il guasto monofase viene eliminato dall'interruttore a inizio linea e il tronco di linea guasto viene poi disalimentato con l'apertura degli IMS posizionati lungo linea. A neutro compensato il guasto monofase può essere eliminato con la suddetta modalità oppure tramite la sola apertura degli IMS posizionati lungo linea.

Per quanto riguarda invece i guasti polifase, la loro rapida eliminazione è conseguita con l'adozione di protezioni di massima corrente sugli interruttori a inizio linea (sbarre di CP). Tali protezioni di massima corrente sono dotate di più soglie di intervento, tipicamente a tempo indipendente: qualora (caso più critico ai fini della selettività tra protezioni di rete e di impianto Utente) si attivi la soglia istantanea, i tempi di eliminazione dei guasti polifase sono tipicamente non superiori a 150-200 ms.

La rete MT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura automatica rapida e lenta (solo tripolare). Le impostazioni usuali della richiusura rapida sono di 0,3 s, mentre per la richiusura lenta i tempi di attesa variano da 30 s a 60 s.

A.1.2.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, esso risulta differente a seconda dei guasti monofase a terra o polifase.

Nel primo caso (guasti monofase a terra), il coordinamento selettivo è conseguibile mediante differenziazione dei tempi di intervento. Per reti esercite con neutro compensato, essendo meno stringenti le necessità di una rapida estinzione del guasto stesso, il coordinamento risulta agevole, consentendo all'Utente anche un gradino di selettività cronometrica sui propri impianti.

Per quanto riguarda i guasti polifase (e anche per i doppi guasti monofase a terra), data l'entità delle correnti in gioco e del buco di tensione causato agli utenti della stessa linea e di altre linee sottese alla stessa sbarra MT di CP, l'eliminazione del guasto da parte delle protezioni del distributore avviene generalmente senza ritardo intenzionale. Di conseguenza, le possibilità di coordinamento selettivo tra protezioni di rete e protezione generale dell'Utente sono molto ridotte. Qualora il DG sia costituito da interruttore automatico, esso deve essere ad apertura istantanea: in caso di guasto si ha (generalmente) l'apertura contemporanea della protezione in CP e del medesimo DG, con la successiva richiusura rapida dell'interruttore di linea e la ripresa del servizio per gli altri Utenti.

La possibilità di coordinamento selettivo che consenta di evitare l'intervento della protezione di linea per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna può essere conseguita impiegando a protezione delle apparecchiature (motori, trasformatori) fusibili limitatori di corrente. I guasti estinti a mezzo di tali dispositivi limitatori non provocano, con buona probabilità, l'intervento dell'interruttore di linea; inoltre, i guasti così risolti hanno minori conseguenze sulla qualità del servizio (buchi più brevi e meno profondi).

A.1.2.3 Coordinamento selettivo tra le protezioni di utenza alla stessa tensione della consegna

In caso di guasti monofase a terra, la possibilità di coordinamento selettivo (tra DG e dispositivi a valle posti a protezione dei singoli montanti) è subordinata al massimo ritardo impostabile sul medesimo DG (generalmente pari ad almeno 300 ms per reti a neutro compensato e 150 ms per reti a neutro isolato).

La disponibilità di un gradino di ritardo intenzionale sul DG consente di conseguire un livello di selettività cronometrica; consente inoltre più livelli di selettività qualora si impieghino tecniche di coordinamento basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione.

Per quanto riguarda i guasti polifase, il medesimo coordinamento selettivo tra DG e dispositivi di protezione dei singoli montanti è conseguibile impiegando tecniche di selettività basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. In tale caso, si possono avere due diverse situazioni:

a) In generale, l'apertura dell'interruttore di linea avviene senza ritardo intenzionale, e la successiva richiusura rapida consente di rialimentare la porzione di impianto di Utenza non affetta da guasto. Infatti, nel caso di guasti a valle dei dispositivi di protezione dei singoli montanti, il coordinamento logico tra tali dispositivi e il DG causa il blocco del medesimo DG.

b) Qualora invece l'Utente sia connesso tramite una linea per la quale sia possibile ritardare l'intervento della protezione in Cabina Primaria (previe verifiche circa l'energia specifica passante conseguente al ritardo adottato), sarà possibile evitare l'intervento della medesima protezione di linea (situazione analoga a quella relativa ai guasti monofase a terra su reti a neutro compensato). E' da sottolineare come questa modalità di coordinamento selettivo, imponendo un ritardo intenzionale sull'apertura della protezione di linea, causi un maggiore degrado dei componenti in occasione di ogni guasto, nonché maggiori disturbi alla rimanente utenza sottesa alla stessa sbarra MT di CP (buchi di tensione più lunghi). Pertanto, una simile modalità di coordinamento deve essere riservata a utenti con esigenze di continuità

documentabili e non risolvibili in maniera più efficiente con altri provvedimenti presso l'impianto di utenza. Infine, è da tenere presente che tale soluzione permette di evitare le interruzioni transitorie dovute alla richiusura rapida ma non evita i buchi di tensione.

A.2 Requisiti minimi di DG e SPG per gli impianti esistenti

Il presente allegato descrive i requisiti minimi che devono possedere DG (Dispositivo Generale) e SPG (Sistema di Protezione Generale) installati su impianti esistenti per essere considerati adeguati alle Regole Tecniche di Connessione, ai soli fini della delibera xx/06 AEEG.

A.2.1 Requisiti minimi del Dispositivo Generale (DG)

I DG installati su impianti esistenti devono:

- a) consistere in un interruttore automatico + sezionatore, ovvero in un interruttore automatico in esecuzione estraibile, in condizioni di piena funzionalità e buono stato di conservazione/manutenzione dal punto di vista elettromeccanico;
- b) avere potere di interruzione non inferiore a 12,5 kA (o valori superiori a seconda della Icc trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature comunicata dal Distributore);
- c) tempo di apertura dell'interruttore (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relè e il completamento dell'apertura dei contatti), misurato secondo le modalità di cui in A.2.3, non superiore a 200 ms.

Ulteriori requisiti sono dettagliati nel seguito in paragrafi distinti a seconda che si tratti di DG equipaggiati con protezioni indirette ovvero equipaggiati con protezioni dirette.

A.2.1.1 DG equipaggiati con protezioni indirette contro i guasti di fase

Saranno ritenuti adeguati ai fini della presente norma i DG equipaggiati con protezioni indirette purchè il relativo SPG possenga i requisiti di cui in A.2.2.

E' inoltre necessario che il complesso DG+SPG superi le prove di cui al paragrafo A.2.3 (prove 1 e 2).

A.2.1.2 DG equipaggiati con protezioni dirette contro i guasti di fase

Sono ritenuti adeguati ai fini della presente norma i DG equipaggiati con protezioni dirette di massima corrente con i seguenti requisiti:

- sia possibile implementare le tarature ($I>$ e $I>>$) richieste dal Distributore;
- siano dotati (dotabili) di bobina di apertura a mancanza di tensione (solo se questa soluzione non è realizzabile, è accettabile utilizzare una bobina a lancio di corrente).

In tali casi, è accettabile che tali DG siano equipaggiati con una protezione indiretta contro i guasti a terra. Tale protezione (relè+TA omopolare) deve essere conforme alle prescrizioni integrali delle RTC per il relè di protezione generale.

Una volta che il DG sia stato equipaggiato con protezione indiretta contro i guasti a terra, è necessario che il complesso DG+SPG superi la prova n. 2 di cui al paragrafo A.2.3.

A.2.2 Requisiti minimi del sistema di protezione generale

Il SPG deve possedere i requisiti specificati nei paragrafi seguenti circa il relè e i trasformatori di protezione.

A.2.2.1 Relè di protezione

Ad integrazione e/o deroga rispetto alle caratteristiche integrali del relè riportate nelle RTC, è ammesso che il relè di protezione generale abbia le seguenti caratteristiche:

- circuito di sgancio a mancanza di tensione, come descritto nelle RTC;
- in alternativa, in caso il DG esistente non possa essere equipaggiato con un circuito di sgancio a mancanza tensione, alimentazione del relè mediante un UPS che dovrà segnalare opportunamente la mancanza dell'alimentazione principale per consentire un tempestivo intervento di manutenzione. In questo caso, un log prodotto dall'UPS, registrato su memoria non volatile con capacità sufficiente per memorizzare 50 interventi dell'UPS, con le informazioni di dettaglio relative alla mancanza di alimentazione principale (data, ora, durata, etc.) dovrà essere reso disponibile dall'Utente al Distributore su richiesta;
- possibilità di implementare le tarature e le funzioni richieste dalle RTC, in particolare, 50, 51 e 51N (eventualmente 67N a seconda dell'estensione della rete sottesa).

A.2.2.2 Trasformatori di protezione

L'idoneità dei TA di fase può essere accertata secondo quanto contenuto nella Guida CEI 11-35, verificando:

- l'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP;
- la sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

Sostanzialmente, il TA, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il RP, dell'autoconsumo del RP, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.) deve essere lineare fino a correnti primarie non inferiori a 8 kA.

Inoltre, la corrente al secondario del TA in presenza di 8 kA primari (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari ad 1 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP, né gli ingressi amperometrici dello stesso RP.

L'equivalenza della linearità dei TA è basata su semplici considerazioni elettrotecniche, indicate nella Guida CEI 11-35 per il calcolo del fattore limite di precisione effettivo dei TA. E' inoltre necessario accertare l'assenza di saturazione dei TA mediante la verifica in transitorio (Norma CEI 44-6).

Per quanto riguarda il TA omopolare: sono considerati adeguati i TO esistenti, purchè, in associazione con il relè, rispettino i requisiti funzionali di cui alle RTC. In particolare, sulle reti a neutro compensato, il TA omopolare deve sopportare la componente unidirezionale senza che la saturazione causi insensibilità o ritardi eccessivi allo scatto del relè.

A.2.3 Prove sul complesso DG+PG (ai soli fini di accertare il tempo complessivo di eliminazione del guasto)

Le prove per accertare il requisito circa il tempo di apertura di cui in A.2.1 consistono in:

- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente (riportato al secondario dei TA di fase) per cui è previsto lo scatto istantaneo all'ingresso amperometrico di fase del relè, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 1). La durata del segnale da applicare sarà di 100 ms.
- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente omopolare (riportato al secondario dei TA di fase) all'ingresso amperometrico omopolare del relè, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 2);

- registrazione sul medesimo strumento di misura dell'istante di completamento di apertura dei contatti dell'interruttore (comune alle prove 1 e 2), rilevabile in uno dei modi seguenti:
 - rilievo della posizione dei contatti ausiliari;
 - rilievo della assenza di tensione sui circuiti a valle dell'interruttore (mediante TV eventualmente presenti sull'impianto);
 - rilievo (mediante opportuna pinza amperometrica) della estinzione della corrente per opera dell'interruttore.

La prova 1 si ritiene superata qualora vengano effettuate tre interruzioni (manovre) consecutive in tempi inferiori a 200 ms e con una dispersione nei tempi di intervento non superiore al 20%. La prova 1 si ritiene superata qualora vengano effettuate tre interruzioni (manovre) consecutive in tempi inferiori a 200 ms e con una dispersione nei tempi di intervento non superiore al 20% (avendo tarato il relè senza alcun ritardo intenzionale).

Le prove possono essere condotte anche senza tensione sul circuito principale. Lo strumento di misura deve avere una risoluzione inferiore o pari a 1 ms e una accuratezza di almeno 1 ms, e deve essere in grado di produrre un rapporto di prova cartaceo. Tale rapporto di prova deve essere siglato a cura di chi redige la Dichiarazione di Rispondenza.

A.2.4 Dichiarazione di rispondenza

La dichiarazione di rispondenza ai requisiti del presente allegato 2 deve essere redatta e firmata a cura di

- a) personale tecnico di impresa installatrice abilitata ai sensi degli articoli 2 e 3 della legge n. 46/90; l'impresa installatrice deve essere abilitata per operare sugli impianti di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), e comma 2 della legge n. 46/90);
- b) personale tecnico iscritto nell'elenco di una Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura avente i requisiti per operare sugli impianti di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), e comma 2 della legge n. 46/90, in conformità a quanto previsto dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 6 aprile 2000;
- c) responsabile tecnico del coordinamento dell'ufficio tecnico del cliente proprietario dell'impianto di utenza AT o MT, avente i titoli di studio previsti dall'articolo 3, lettere a) o b) della legge n. 46/90, tenuto conto dell'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 392.

Tale dichiarazione di rispondenza deve contenere esplicito riferimento al rispetto degli specifici requisiti previsti dal presente allegato, sia per quanto riguarda i requisiti rilevabili mediante esame a vista o documentale, sia per quanto riguarda i requisiti accertabili mediante prove. Per questi ultimi, essa dovrà contenere esplicito riferimento alle modalità di prova adottate, nonché alla matricola, marca e modello dello strumento di misura impiegato. Dovranno inoltre essere allegati i report cartacei di prova di cui in A.2.3.

A.3 Caratteristiche della Protezione Generale (PG) per reti AT

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova della Protezione Generale per utenti di Alta Tensione.

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le necessità spinte di affidabilità e rapidità di intervento che la Protezione Generale deve garantire.

A.3.1 Prescrizioni funzionali

Il pannello deve prevedere:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie, entrambe a tempo indipendente definito;

- protezione di minima tensione continua Vcc (80s) che provvede ad isolare il utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria.

Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di ritardo indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento.
- Protezione di massima corrente: la corrente nominale I_n deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di taratura previsti sono:
 - Prima soglia:
 - Soglia (30÷600) A, a gradini di 15 A (valori primari);
 - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
 - Seconda soglia:
 - Soglia (30÷3000) A, a gradini di 15 A (valori primari);
 - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
- Protezione di minima Vcc: soglia tarata al 20% della tensione nominale di alimentazione della protezione, con tempo di ritardo pari a 1 s.

I comandi di manovra interruttore e segnalazioni locali devono essere così strutturati:

Sulla parte anteriore del pannello o dei moduli componenti, devono essere previste le seguenti segnalazioni:

- 1) una segnalazione differenziata di pannello in funzione o in anomalia;
- 2) segnale memorizzato di scatto generico protezione di max corrente;
- 3) posizione interruttore, mediante led che indichino interruttore aperto o chiuso. Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

Gli errori limite per le grandezze sono:

- Voltmetrico $\leq 5\%$
- Ampermetrico $\leq 5\%$
- Errore d'angolo 3°
- Variazione dell'errore limite $\leq 3\%$
- Tempo di ricaduta ≤ 100 ms
- Rapporto di ricaduta protezioni $\geq 0,9$
- Errore limite sui tempi $\leq 3\% \pm 20$ ms
- Variazione dell'errore limite $\leq 1,5\% \pm 10$ ms
- Assorbimento circuito amperometrico $\leq 0,2VA$ per $I_n = 1A$
 $\leq 1VA$ per $I_n = 5A$
- Assorbimento circuito voltmetrico $\leq 1VA$

A.3.2 Prove e certificazioni

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità ambientale.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

A.3.2.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

A.3.2.2 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella tabella seguente.

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	$\geq 100 \text{ M}\Omega$ a 500 Vc.c.	CEI EN 60255-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI EN 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettromagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	$U_n \pm 20\%$; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150Hz	livello 3	
Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1	

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova	Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco (+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido (40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo (-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura TA = -25°C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco (+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido (40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo (-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura TA = -25°C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s ² Amp. di spost. 0,075 mm	CEI EN 60068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	-	CEI EN 60068-2-64

Tab. 7: Prove di compatibilità ambientale

A.3.2.3 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura e di alimentazione

Circuiti amperometrici:

Per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 3 I_n, quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n 1.

Alimentazione ausiliaria:

Per i circuiti di alimentazione ausiliaria la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 1,3 U_n, quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a 2 U_n.

A.3.2.4 Certificazione

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 10 anni dall'ultima fornitura, e consegnata all'Utente, il quale dovrà renderla disponibile su richiesta al Distributore. La medesima documentazione deve comunque essere resa pubblica a cura del Costruttore sul proprio sito web.

¹ con riferimento a TA di fase con rapporto di trasformazione 400:5 In caso di TA di fase con rapporto di trasformazione minore, ad es. 200:5, la sovraccaricabilità degli ingressi deve essere incrementata conseguentemente; nell'esempio in questione 50 I_n x (400:5)/(200:5) = 100 I_n

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste, deve avvenire in ogni caso presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA). In Italia l'Ente accreditante è il SINAL.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, Vision 2000). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata su richiesta dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

A.4 Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) per reti MT

Nel presente appendice sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova dei seguenti componenti del Sistema di Protezione Generale per utenti di Media Tensione:

- relé di protezione (RP);
- trasformatori amperometrici di fase (TA);
- trasformatori amperometrici omopolari (TO);
- trasformatori voltmetrici (TV).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le necessità spinte di affidabilità e rapidità di intervento che il Sistema di Protezione Generale deve garantire. In particolare, date le prestazioni da garantire in termini di corretta e tempestiva individuazione delle correnti di guasto a terra, è necessario assicurare il corretto coordinamento tra RP e TO, nonché dimostrare tale corretto coordinamento mediante prove di seguito codificate.

A.4.1 Caratteristiche e certificazioni del RP

A.4.1.1 Tempo base di intervento

Il tempo base di intervento, pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze di ingresso pari a 1,2 volte il valore di intervento tarato), deve essere, per tutte le funzioni di seguito indicate, minore o uguale a 50 ms. I tempi di ritardo indicati di seguito sono comprensivi del tempo base di intervento.

A.4.1.2 Protezione di massima corrente

La protezione di massima corrente deve essere almeno a due soglie temporizzabili in esecuzione almeno bipolare. Ciascuna soglia deve poter essere esclusa in modo indipendente dalle altre.

Corrente nominale I_n : compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie

I campi di taratura previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le tarature sono quelli massimi ammissibili):

- Prima soglia:
 - Soglia (30 ÷ 600) A a gradini di 15 A (valori primari)
 - Tempo di ritardo (0,05 ÷ 5) s a gradini di 0,05 s
- Seconda soglia:
 - Soglia (30 ÷ 3000) A a gradini di 15 A (valori primari)
 - Tempo di ritardo (0,05 ÷ 0,5) s a gradini di 0,05 s

Quanto sopra è riferito a TA con rapporto di trasformazione 300/5; in caso di adozione di TA con diverso rapporto di trasformazione, i campi di taratura del relé devono essere tali da consentire, in ogni caso, l'impostazione di tarature per entrambe le soglie nel campo compreso fra 60 A e 1500 A primari, da concordare col Distributore.

A.4.1.3 Protezione direzionale contro i guasti a terra

Qualora la protezione contro i guasti a terra sia costituita da una protezione direzionale di massima corrente omopolare, essa deve prevedere due soglie di intervento ciascuna delle quali deve poter essere esclusa in modo indipendente dall'altra.

Corrente nominale I_0 : compatibile con i sistemi di acquisizione delle grandezze primarie.

Tensione nominale U_0 : 100 V

I campi di taratura previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le tarature sono quelli massimi ammissibili).

- Prima soglia della funzione 67N:
 - I_0 (0,2 ÷ 5) A a gradini di 0,1 A (valori primari)
 - U_0 (0,4 ÷ 20) V a gradini di 0,1 V
 - settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°
 - tempo di ritardo (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s
- Seconda soglia della funzione 67N:
 - I_0 (0,2 ÷ 5) A a gradini di 0,1 A (valori primari)
 - U_0 (0,4 ÷ 20) V a gradini di 0,1 V
 - settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°
 - tempo di ritardo (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s

Quanto sopra è riferito a TA toroidali con rapporto di trasformazione 100/1; in caso di adozione di TA con diverso rapporto di trasformazione, i campi di taratura del relé devono essere tali da consentire, in ogni caso, l'impostazione di tarature per entrambe le soglie nel campo compreso fra 0,4 A e 2,5 A primari.

A.4.1.4 Protezione adirezionale contro i guasti a terra

Qualora la protezione contro i guasti a terra sia costituita da una semplice protezione di massima corrente omopolare, essa deve essere ad una soglia, con corrente nominale (I_n) compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie.

I campi di taratura previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le tarature sono quelli massimi ammissibili):

- Soglia max corrente 51N:
 - Soglia (2 ÷ 500) A a gradini di 5 A (valori primari)
 - Tempo di ritardo (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s

Quanto sopra è riferito a TA toroidali con rapporto di trasformazione 100/1; in caso di adozione di TA con diverso rapporto di trasformazione, i campi di taratura del relé devono essere tali da consentire, in ogni caso, l'impostazione di tarature per entrambe le soglie nel campo compreso fra 20 A e 250 A primari.

A.4.1.5 Comandi di manovra interruttore e segnalazioni locali

Sulla parte anteriore del pannello o dei moduli componenti, devono essere accessibili i pulsanti di comando elettrico di apertura e chiusura interruttore (qualora la protezione sia integrata nel quadro MT, pulsanti e segnalazioni possono essere collocati diversamente da quanto prescritto purché siano accessibili e visibili nell'ambito del quadro stesso).

Sul fronte del pannello devono inoltre essere previste le seguenti segnalazioni:

- una segnalazione differenziata di pannello in funzione o in anomalia;
- segnale memorizzato di scatto generico protezione di max. corrente di fase;
- segnale memorizzato di scatto generico protezione di terra;
- posizione interruttore mediante LED che indichino:

- interruttore aperto;
- interruttore chiuso.

A.4.1.6 Errori limite del RP

Voltmetrico	≤ 5%
Amperometrico	≤ 5%
Errore d'angolo	3°
Variazione dell'errore limite	≤ 3%
Tempo di ricaduta	≤ 100ms
Rapporto di ricaduta protezioni	≥ 0,9
Errore limite sui tempi	≤ 3%±20ms
Variazione dell'errore limite	≤ 1,5%±10ms

A.4.1.7 Consumi del RP

Assorbimento circuito amperometrico	≤ 0,2 VA per $I_n=1A$; ≤ 1 VA per $I_n=5A$
Assorbimento circuito voltmetrico	≤ 1VA

A.4.1.8 Prove e certificazioni del RP

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE riferita alla IEC 60255 prova di isolamento, climatica 60068-2-2.

Le prove, ad eccezione di quelle funzionali, devono essere effettuate presso laboratori accreditati da ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA). In Italia l'ente accreditante è il SINAL.

Inoltre deve essere certificata la rispondenza del prototipo alle seguenti prove:

- Prove di isolamento
 - Rigidità dielettrica (Rif.to alla IEC 60255-5, livello di severità 4);
 - Prova ad impulso (Rif.to alla IEC 60255-5, livello di severità 4);
 - Misura della resistenza di isolamenti (GLI 03, livello di severità 4).
- Prove climatiche (allo studio)
 - tabella 6 "Prove di assestamento" (livello di severità 4);
 - tabella 8 "Prove ad apparato funzionante" (livello di severità 4).
- Verifica funzioni e misura delle precisioni
 - Verifica funzioni;
 - Misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
 - Misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

Le prove devono essere eseguite in condizioni di riferimento e limite.

- Prove di compatibilità elettromagnetica (EMC)
 - CEI EN 61000-6-2 "Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali."
 - CEI EN 61000-6-4 "Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali."
- Sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici di misura e di alimentazione.

Per i circuiti voltmetrici la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a $1,3 U_n$ quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a $2 U_n$.

- Sovraccaricabilità dei circuiti amperometrici

Per i circuiti amperometrici omopolari la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a $5 I_{0n}$, quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a $50 I_{0n}^1$.

Per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a $3 I_n$, quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a $50 I_n^2$.

A.4.2 Caratteristiche dei trasformatori di protezione

I trasformatori di corrente e tensione (TA e TV) di seguito descritti sono dedicati all'alimentazione del RP.

I TA e TV utilizzati devono essere conformi alle norme CEI EN 60044-1 e CEI EN 60044-2 ed a quanto riportato ai paragrafi seguenti.

Qualora non si utilizzino riduttori di tensione e corrente tradizionali, il sistema di protezione deve comunque garantire prestazioni equivalenti a quelle fornite da una protezione rispondente a quanto prescritto nel relativo paragrafo.

I valori numerici riportati nel seguito sono riferiti a reti MT con corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature pari a 12,5 kA (tipologia di rete MT con maggiore diffusione sul territorio nazionale).

A.4.2.1 TA di fase

I TA di fase devono poter alimentare con errori accettabili il RP nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. In particolare detti TA, per la protezione di massima corrente, devono consentire il corretto funzionamento delle protezioni stesse in caso di cortocircuito in rete a valle del SPG, tenendo conto della massima asimmetria (zero di tensione al momento del guasto): corrente primaria con componente permanente di valore efficace 9000 A (simmetrici) e sovrapposti ad una componente unidirezionale di ampiezza $9000 \times \sqrt{2}$ con costante di tempo di circa 20 ms. Le caratteristiche dei TA devono essere calcolate tenendo conto del carico della protezione e dei relativi cavi di collegamento, nonché della sovraccaricabilità degli ingressi in corrente del RP.

A.4.2.1.1 TA di fase con caratteristiche standard

Qualora le prestazioni dei TA installati a corredo del RP siano quelle elencate in questo paragrafo, non si renderanno necessarie ulteriori verifiche né prove.

Rapporto di trasformazione nominale:	300/5 o 300/1
Corrente termica nom. permanente:	$1,2 I_p$
Corrente termica nom. di cortocircuito per 1 s:	12,5 kA
Prestazione nominale:	10 VA
Classe di precisione:	5P
Fattore limite di precisione:	30
Corrente dinamica nominale:	31,5 kA (di picco)

¹ Con riferimento ad un TA omopolare con rapporto di trasformazione 100/1 In caso di TA omopolari con rapporto di trasformazione minore, ad es. 50/1, la sovraccaricabilità degli ingressi deve essere incrementata conseguentemente; nell'esempio in questione $50 I_{0n} \times (100/1)/(50/1) = 100 I_{0n}$

² Con riferimento a TA di fase con rapporto di trasformazione 300/5 In caso di TA di fase con rapporto di trasformazione minore, ad es. 150/5, la sovraccaricabilità degli ingressi deve essere incrementata conseguentemente; nell'esempio in questione $50 I_n \times (300/5)/(150/5) = 100 I_n$

I dati comunicati dal Distributore potranno contenere specificazioni meno vincolanti di quelle sopra esposte, a seconda delle condizioni di rete.

A causa delle finalità principali del SPG, non sempre i TA di fase prescritti per la protezione di massima corrente sono idonei per la protezione da sovraccarico del macchinario dell'Utente.

I TA di fase associati alla protezione generale con le caratteristiche sopra indicate non necessitano di alcuna prova funzionale aggiuntiva ai fini del loro possibile utilizzo.

A.4.2.1.2 TA di fase con caratteristiche non standard

Qualora vengano impiegati TA con caratteristiche diverse da quelle sopra specificate (per es. 300/1, 2,5 VA, etc.), l'idoneità degli stessi può essere verificata secondo quanto indicato nel seguito. In particolare, i TA sono idonei qualora:

- superino una verifica effettuata in conformità alla Guida CEI 11-35;
- superino una prova di seguito specificata.

A.4.2.1.3 TA di fase verificati secondo la Guida CEI 11-35 e la Norma CEI 44-6

L'idoneità dei TA può essere accertata secondo quanto contenuto nella Guida CEI 11-35, verificando:

- l'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP;
- la sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

Sostanzialmente, il TA, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il RP, dell'autoconsumo del RP, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.) deve essere lineare fino a correnti primarie non inferiori a 9 kA.

Inoltre, la corrente al secondario del TA in presenza di 12,5 kA primari (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari ad 1 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP, né gli ingressi amperometrici dello stesso RP. La documentazione attestante il positivo superamento della verifica è da trattare analogamente alla documentazione relativa al positivo superamento della prova funzionale nel seguito descritta.

L'equivalenza della linearità dei TA è basata su semplici considerazioni elettrotecniche, peraltro indicate nella Guida CEI 11-35 per il calcolo del fattore limite di precisione effettivo dei TA. E' inoltre necessario verificare l'assenza di saturazione dei TA mediante la verifica in transitorio (norma CEI 44-6).

A.4.2.1.4 TA di fase verificati mediante una prova di funzionamento

Qualora non si effettui la verifica di cui sopra, è comunque possibile ricorrere ad una prova di funzionamento, da effettuarsi come di seguito descritto. Tale prova non esime dalla verifica (da allegare) della idoneità dei collegamenti e degli ingressi amperometrici del RP.

A.4.2.1.4.1 Assetto di prova

Ai fini della corretta effettuazione della prova il trasformatore di corrente deve alimentare la protezione ad esso abbinata tramite un collegamento di 10 m (20 m considerando andata e ritorno) e sezione 2,5 mm² (per simulare la realtà impiantistica). Possono essere usate, se necessario, sezioni maggiori, ma in tal caso le stesse devono essere obbligatoriamente utilizzate nelle installazioni ed indicate nella documentazione di prova, al pari della eventuale maggiore sovraccaricabilità degli ingressi amperometrici.

A.4.2.1.4.2 Taratura relé

- soglia 50: 200 A primari rit. int. = 430 ms

- soglia 51: 500 A primari rit. int. ≤ 50 ms (tempo base di intervento)

A.4.2.1.4.3 Grandezze di prova del sistema di protezione di massima corrente

- Ampiezza componente simmetrica (primaria): 9000 A efficaci (r.m.s.) $\pm 5\%$
(inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima corrente)
- Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $9000 \cdot x \sqrt{2}$ A $\pm 5\%$
- Costante di tempo unidirezionale: 20 ms $\pm 5\%$

Risultati attesi prova sistema di protezione di massima corrente

- Massimo tempo invio comando scatto: ≤ 50 ms +3%

A.4.2.2 TA omopolari

Date le particolari caratteristiche della corrente di guasto monofase a terra (ed eventualmente di doppio guasto monofase a terra), al fine di garantire il coordinamento con la protezione di linea del Distributore, i TA omopolari devono possedere le caratteristiche riportate nel paragrafo A.4.2.2.1, e superare, in ogni caso, la prova funzionale riportata nel paragrafo A.4.2.2.2.

A.4.2.2.1 Caratteristiche dei TA omopolari (TO)

Per la selezione dei guasti monofase a terra e doppi monofase devono essere utilizzati TA omopolari di tipo toroidale. Questi devono alimentare, con errori accettabili, il RP nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. Per esempio, a 20 kV, il relé con funzione 67 o 51N è tarato tra 0,5 e 4 A primari per guasti monofasi, ma può essere soggetto a 2.000 A primari in caso di doppio guasto monofase a terra. Inoltre, in caso di guasto monofase a terra, bisogna tenere conto della presenza di una componente asimmetrica primaria (componente unidirezionale, generata dalle bobine di Petersen) stimabile in $500 \times \sqrt{2}$ A di cresta e con costante di tempo pari a 150 ms che, solitamente, si sovrappone ad una componente simmetrica non superiore a 50 A.

La presenza di una componente aperiodica, combinata con TO non adeguatamente dimensionati, aumenta in modo non accettabile da parte del Distributore il rischio di ritardato intervento delle protezioni.

Tenendo conto dei vincoli sopra richiamati, TO con le seguenti caratteristiche nominali sono ritenuti adeguati:

- a) Tensione massima per l'apparecchio: 0,72 kV
- b) Rapporto di trasformazione nominale: 100/1
- c) Corrente termica nom. permanente: 800 A
- d) Corrente nom. termica di cortocircuito per 1 s: 12,5 kA
- e) Prestazione nominale: 2 VA
- f) Errori: vedi Tab. 8

Corrente (I/I_n)	Errore di rapporto (%)	Errore d'angolo (°)
0,01	±5	±2
0,05	±1	
1	±1	
20	±5	

Tab. 8: Errori dei TO.

Nel caso di utilizzo di TO diversi, da provare unitamente al relé certificato conforme al presente appendice, le caratteristiche a), d) ed f) devono essere rispettate, deve essere superata la prova funzionale di seguito descritta, indicando i relativi risultati.

In ogni caso, il TO deve avere la corrente termica permanente (comma c)) ≥ 500 A e la prestazione (comma e)) ≥ 1 VA (per tenere conto dei collegamenti, del consumo della protezione e delle eventuali resistenze addizionali di contatto).

Qualora non si impieghino TO conformi alle caratteristiche di cui sopra, è comunque possibile ricorrere ad una prova funzionale, da effettuarsi come di seguito descritto.

A.4.2.2 Prove funzionali per i TO

A.4.2.2.1 Assetto di prova

Ai fini della corretta effettuazione della prova il riduttore di corrente omopolare deve alimentare la protezione ad esso abbinata tramite un collegamento di 10 m (20 m considerando andata e ritorno) e sezione 2.5 mm² (per simulare la realtà impiantistica).

A.4.2.2.2 Relé in prova dotato di protezione direzionale di terra e di massima corrente omopolare

Taratura relé

- soglia 67N.S1: $U_0 = 5\%$; $I_0 = 2$ A primari; settore di intervento = 61° - 257°, rit. int. = 380 ms
- soglia 67N.S2: $U_0 = 2\%$; $I_0 = 2$ A primari; settore di intervento = 60° - 120°, rit. int. = 80 ms
- soglia 51N: $I_0 = 150$ A primari, rit. int. ≤ 100 ms

Prova n.1

- Grandezze di prova sistema di protezione direzionale di terra:
 - Ampiezza componente simmetrica (primaria): 50 A efficaci (r.m.s.) $\pm 5\%$
(inizio transitorio sullo zero di tensione, massima corrente)
 - Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $500 \cdot x \sqrt{2}$ A $\pm 5\%$
 - Costante di tempo unidirezionale: 150 ms $\pm 5\%$
 - Tensione omopolare (secondaria): 100 V rms $\pm 5\%$
 - Sfasamento tensione ompolare-corrente omopolare: 250° $\pm 2^\circ$
(corrente in ritardo rispetto alla tensione)
- Risultati attesi prova sistema di protezione direzionale di terra:
 - Massimo ritardo invio comando scatto: 150 ms
 - Massimo errore angolo intervento protezione 67: 12°
 - Massimo tempo invio comando scatto: 530 ms

- Assenza intervento protezione di massima corrente omopolare

Prova n.2

- Grandezze di prova sistema di protezione di massima corrente omopolare:
 - Ampiezza componente simmetrica (primaria): 2000 A rms \pm 5%
- Risultati attesi prova sistema di protezione di massima corrente Omopolare:
 - Massimo tempo invio comando scatto: 100 ms +3%

A.4.2.2.3 Relé in prova dotato di sola protezione di massima corrente omopolare

- Taratura relé:
 - soglia 51N: $I_0 = 2$ A primari; rit. int. molto minore o pari a 80 ms

Prova n.1

- Grandezze di prova sistema di protezione di massima corrente omopolare:
 - Ampiezza componente simmetrica (primaria): 50 A rms \pm 5%
 - Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $500 \cdot x \sqrt{2}$ A \pm 5%
 - Costante di tempo unidirezionale: 150 ms \pm 5%
- Risultati attesi prova sistema di protezione di massima corrente omopolare:
 - Massimo ritardo invio comando scatto: 100 ms
 - Massimo tempo invio comando scatto: \leq 180 ms

Prova n.2

- Grandezze di prova sistema di protezione di massima corrente omopolare
 - Ampiezza componente simmetrica (primaria): 2000 A efficaci \pm 5%
- Risultati attesi prova sistema di protezione di massima corrente omopolare
 - Massimo tempo invio comando di scatto \leq 80 ms +3%

A.4.2.3 Trasformatori voltmetrici (TV)

Qualora sia prevista una protezione direzionale di terra, oltre al TO sopra specificato, sono necessari anche dei riduttori di tensione (TV) da collegare rigidamente alla sbarra MT, secondo quanto prescritto in 8.4.1. I TV devono avere almeno classe di precisione 6P, fattore di tensione 1.9 per 30 s e rapporto di trasformazione tale da fornire, in caso di guasto monofase a terra franco, 100 V ai terminali dei secondari collegati a triangolo aperto. Devono, inoltre, avere prestazione nominale 50 VA e tenere conto del fenomeno della ferrorisonanza (ad es. adottando una resistenza di smorzamento di opportuno valore sul triangolo aperto).

A.4.2.4 Certificazione

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 10 anni dall'ultima fornitura, e consegnata all'Utente, il quale dovrà renderla disponibile su richiesta al Distributore. La medesima documentazione deve comunque essere resa pubblica a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste, deve avvenire in ogni caso presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA). In Italia l'Ente accreditante è il SINAL.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, Vision 2000). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata su richiesta dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La certificazione di cui al presente paragrafo riguarda, in generale, tutti i componenti facenti parte del SPG. Sono invece esenti dalla necessità di certificazione i seguenti componenti:

- TA di fase di cui al paragrafo A.4.2.1.1, o equivalenti secondo quanto riportato in A.4.2.1.3 utilizzati nei sistemi di cui in 8.4.12.1;
- TV conformi a quanto prescritto in A.4.2.3 utilizzati nei sistemi di cui in 8.4.12.1 e 8.4.12.2.

Qualora invece il SPG sia realizzato secondo quanto indicato in 8.4.12.3, la certificazione riguarda il medesimo SPG nel suo complesso.

Nel caso di SPG realizzati secondo quanto disposto in 8.4.12.1, è ammesso l'impiego di qualunque relè certificato ai sensi del presente paragrafo con qualunque TA o TO, purché certificati a loro volta ai sensi del presente paragrafo.

A.5 Caratteristiche del sistema di protezione di interfaccia

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le necessità spinte di affidabilità e rapidità di intervento che il SPI deve garantire nel caso di guasti esterni all'impianto dell'Utente attivo, allo scopo di eliminare nel più breve tempo possibile il contributo al guasto dato dallo stesso Utente attivo.

A.5.1 Composizione del sistema

Il SPI deve prevedere:

- una protezione di minima tensione;
- una protezione di massima tensione;
- una protezione di minima frequenza;
- una protezione di massima frequenza;
- una protezione di massima tensione omopolare;
- un relé di scatto.

A.5.2 Caratteristiche delle protezioni

A.5.2.1 Protezione di minima tensione concatenata (27)

La protezione di minima tensione deve essere in esecuzione unipolare a una soglia di intervento. La soglia deve essere escludibile.

Tensione nominale: $U_n = 100 \text{ V}$

Frequenza nominale: $f = 50 \text{ Hz}$

I campi di taratura previsti sono i seguenti (i gradini indicati per le tarature sono i massimi ammissibili):

- Valore $(0,5 \div 1) U_n$ a gradini di $0,05 U_n$
- Tempo di ritardo $(0,05 \div 5) \text{ s}$ a gradini di $0,05 \text{ s}$

A.5.2.2 Protezione di massima tensione concatenata (59)

La protezione di massima tensione deve essere in esecuzione unipolare a una soglia di intervento. La soglia deve essere escludibile.

Tensione nominale: $U_n = 100 \text{ V}$

Frequenza nominale: $f = 50 \text{ Hz}$

I campi di taratura previsti sono i seguenti:

- Valore $(1 \div 1,3) U_n$ a gradini di $0,05 U_n$
- Tempo di ritardo $(0,05 \div 5) \text{ s}$ a gradini di $0,05 \text{ s}$

A.5.2.3 Protezione di minima frequenza (81<)

La protezione di minima frequenza deve essere in esecuzione unipolare (basata sul rilievo di una tensione proveniente da un TV collegato con primario fase-fase) a una soglia di intervento. La soglia deve poter escludibile.

Tensione nominale: $U_n = 100 \text{ V}$

Frequenza nominale: $f = 50 \text{ Hz}$

I campi di taratura previsti sono i seguenti:

- Valore $(47 \div 50) \text{ Hz}$ a gradini di $0,05 \text{ Hz}$
- Tempo di ritardo $(0,05 \div 5) \text{ s}$ a gradini di $0,05 \text{ s}$

La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza di durata minore o uguale a 40 ms. La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra $0,2 U_n$ e $1,3 U_n$ ed essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a $0,2 U_n$.

A.5.2.4 Protezione di massima frequenza (81>)

La protezione di massima frequenza deve essere in esecuzione unipolare (basata sul rilievo di una tensione proveniente da un TV collegato con primario fase-fase) a una soglia di intervento. La soglia deve essere escludibile.

Tensione nominale: $U_n = 100 \text{ V}$

Frequenza nominale: $f = 50 \text{ Hz}$

I campi di taratura previsti sono i seguenti:

- Valore $(50 \div 52) \text{ Hz}$ a gradini di $0,05 \text{ Hz}$
- Tempo di ritardo $(0,05 \div 5) \text{ s}$ a gradini di $0,05 \text{ s}$

Per l'insensibilità a transitori di frequenza ed il campo di tensione di funzionamento e di inibizione, valgono le prescrizioni di cui al paragrafo precedente.

A.5.2.5 Protezione di massima tensione omopolare (59V₀)

La protezione di massima tensione omopolare deve essere a una soglia di intervento. La soglia deve essere escludibile.

Tensione nominale: $U_n = 100 \text{ V}$

Frequenza nominale: $f = 50 \text{ Hz}$

I campi di taratura previsti sono i seguenti:

- Valore $(0,02 \div 0,4) U_n$ a gradini di $0,05 U_n$
- Tempo di ritardo $(0,05 \div 60) \text{ s}$ a gradini di $0,05\text{s}$

L'ingresso del segnale di tensione omopolare deve essere provvisto di filtro passa banda con frequenza centrata a 50Hz e con un'attenuazione maggiore o uguale a 60db per decade di frequenza.

A.5.2.6 Comando del DDI da parte del relé

Il contatto di scatto del relé deve essere chiuso con le grandezze di misura entro il campo di non intervento e con la tensione di alimentazione del dispositivo entro i limiti previsti per il corretto funzionamento delle protezioni. Se una delle due condizioni non è verificata il contatto di scatto deve risultare aperto.

I contatti del relé di scatto agiscono sulla bobina di minima tensione dell'interruttore di interfaccia, essa deve essere utilizzata esclusivamente dalle protezioni di questa specifica e, quindi, deve avere, come alimentazione ausiliaria, la stessa del pannello.

Deve inoltre essere previsto (dedicato alla gestione di un'ulteriore protezione opzionale) almeno un ingresso a lancio, e cioè, la presenza di tensione ausiliaria su questo ingresso deve causare l'intervento del relé di scatto e comandare quindi l'apertura dell'interruttore di interfaccia.

A.5.3 Comandi di manovra interruttore e segnalazioni locali

Sul fronte del pannello devono essere previste le seguenti segnalazioni:

- led verde acceso per pannello in funzionamento corretto, o led rosso acceso per pannello con anomalia in corso;
- segnale memorizzato di scatto protezione di minima tensione;
- segnale memorizzato di scatto protezione di massima tensione;
- segnale memorizzato di scatto protezione di minima frequenza;
- segnale memorizzato di scatto protezione di massima frequenza;
- segnale memorizzato di scatto protezione di massima tensione omopolare.

Il dispositivo di comando deve emettere comandi di apertura dell'interruttore come conseguenza dell'attività delle protezioni o guasto della protezione.

A.5.4 Errori limite per le grandezze di intervento

Protezione	Rapporto Di Ricaduta	Tempo Di Ricaduta	Errore Limite	Variatione Errore Limite
27	$\leq 1,05$	$\leq 0,1 \text{ s}$	$\leq 5\%$	$\leq 3\%$
59	$\geq 0,95$	$\leq 0,1 \text{ s}$	$\leq 5\%$	$\leq 3\%$
81<	$\leq 1,002$	$\leq 0,1 \text{ s}$	$\leq 20 \text{ mHz}$	$\leq 20 \text{ mHz}$
81>	$\geq 0,998$	$\leq 0,1 \text{ s}$	$\leq 20 \text{ mHz}$	$\leq 20 \text{ mHz}$
59Vo	$\geq 0,95$	$\leq 0,1 \text{ s}$	$\leq 5\%$	$\leq 3\%$

Tab. 9: Errori limite per le grandezze di intervento

Errore limite sui tempi

$\leq 3\% \pm 20 \text{ ms}$

Variazione dell'errore limite $\leq 1,5\% \pm 10$ ms

Assorbimento circuiti voltmetrici ≤ 1 VA

A.5.5 Sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici di misura

Per i circuiti voltmetrici la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a $1,3 U_n$ quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a $2 U_n$.

A.5.6 Prove

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE. Deve essere certificata l'esecuzione delle seguenti prove:

- Prove di isolamento (allo studio)
 - Rigidità dielettrica (GLI 02, livello di severità 4);
 - Prova ad impulso (GLI 01, livello di severità 4);
 - Misura della resistenza di isolamenti (GLI 03 livello di severità 4).
- Prove climatiche (allo studio)
 - tabella 6 "Prove di assestamento" (livello di severità 4);
 - tabella 8 "Prove ad apparato funzionante" (livello di severità 4).
- Verifica funzioni e misura delle precisioni (allo studio)

Le prove vanno eseguite in condizioni di riferimento e limite.

 - Verifica funzioni;
 - Misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
 - Misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.
- Prove di compatibilità elettromagnetica (EMC)
 - CEI EN 61000-6-2 "Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali."
 - CEI EN 61000-6-4 "Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali."

A.5.6.1 Prescrizioni aggiuntive per le prove

A.5.6.1.1 Insensibilità alle armoniche del relé di frequenza

Per i relé di frequenza deve essere verificata l'insensibilità alle armoniche (dalla 2^a alla 23^a, in ragione del 15% del valore della fondamentale) applicate separatamente con qualunque angolo di fase rispetto alla fondamentale.

A.5.6.1.2 Verifica del comportamento della protezione di massima tensione omopolare in presenza di armoniche sulla tensione di alimentazione

La prova deve essere effettuata alimentando il relé con una tensione sinusoidale di 100 V alle frequenze distinte di 10 Hz e di 200 Hz; la protezione tarata alla minima tensione di intervento e al minimo tempo di intervento non deve intervenire.

A.5.6.2 Modalità di esecuzione delle prove sulle protezioni di frequenza

Il rilevamento del tempo di intervento prescritto deve essere effettuato alimentando la protezione con uno scarto di frequenza pari a ± 25 mHz del valore di intervento ed applicato con una rampa positiva o negativa pari a 2 Hz/s.

L'insensibilità alle armoniche deve essere verificata applicando una tensione contenente una armonica (una alla volta dalla 2^a alla 23^a) in ragione del 15% del valore della fondamentale e con qualsiasi angolo di fase rispetto alla fondamentale.

A.5.6.3 Verifica dello scatto delle protezioni per tensioni ausiliarie fuori dal campo nominale

Si deve verificare che variando la tensione ausiliaria di alimentazione del dispositivo fino ai valori per cui non è garantito il corretto funzionamento delle protezioni, si ha l'intervento del relé di scatto.

A.5.7 Certificazione

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 10 anni dall'ultima fornitura, e consegnata all'Utente, il quale dovrà renderla disponibile su richiesta al Distributore. La medesima documentazione deve comunque essere resa pubblica a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste, deve avvenire in ogni caso presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA). In Italia l'Ente accreditante è il SINAL.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, Vision 2000). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata su richiesta dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La certificazione di cui al presente paragrafo si riferisce esclusivamente al relè di protezione di interfaccia.