N O R M A I T A L I A N A C E I

Norma Italiana

CEI 0-21

Data Pubblicazione

2022-03

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Title

Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities

Sommario

Questa nuova versione della Norma CEI 0-21 é costituita dalla Norma CEI 0-21:2019-04 e dalla Variante V1:2020-12 con le seguenti principali modifiche:
- eliminazione dei richiami alla Norma CEI 11-20 non più in vigore;
- inserimento/aggiornamento delle seguenti definizioni: Dichiarazione di Conformità, DRE, risposta al gradino, sistemi di accumulo;
- inserimento di modifiche in allineamento al Regolamento Rfg e EN 50549 in materia di OVRT.

Nel testo sono comprese anche modifiche di carattere editoriale (come la sostituzione di Gestore della Rete di Distribuzione con DSO) e una rivisitazione complessiva della numerazione di figure, tabelle e note.
La Norma in oggetto sostituisce completamente la Norma CEI 0-21:2019-04 e relativa Variante 1:2020-12.

© **CEI** COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO - Milano 2022. Riproduzione vietata
Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte del presente Documento può essere riprodotta, messa in rete o diffusa con un mezzo qualsiasi senza il consenso scritto del CEI. Concessione per utente singolo. Le Norme CEI sono revisionate, quando necessario, con la pubblicazione sia di nuove edizioni sia di varianti. È importante pertanto che gli utenti delle stesse si accertino di essere in possesso dell'ultima edizione o variante.

DATI IDENTIFICATIVI CEI

Norma italiana	CEI 0-21
Classificazione	CEI 0-21
Edizione	

COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

Nazionali	
Europei	
Internazionali	
Legislativi	
Legenda	

INFORMAZIONI EDITORIALI

Pubblicazione	Norma Tecnica
Stato Edizione	In vigore
Data validità	01-04-2022
Ambito validità	Nazionale
Fascicolo	18528
Ed. Prec. Fasc.	16797:2019-04
Comitato Tecnico	CT 316-Connessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

Approvata da	Presidente del CEI	*In data*	14-03-2022
		In data	

Sottoposta a	Inchiesta pubblica come Progetto C.1278	*Chiusura in data*	17-09-2021

ICS	29.240.01;

PREFAZIONE

Questa nuova versione della Norma CEI 0-21 é costituita dalla Norma CEI 0-21:2019-04 e dalla Variante V1:2020-12 con le seguenti principali modifiche:

- eliminazione dei richiami alla Norma CEI 11-20 non più in vigore;
- inserimento/aggiornamento delle seguenti definizioni: Dichiarazione di conformità, DRE, risposta al gradino, sistemi di accumulo;
- inserimento di modifiche in allineamento al Regolamento Rfg e EN 50549 in materia di OVRT;

Nel testo sono comprese anche modifiche di carattere editoriale (come la sostituzione di Gestore della Rete di Distribuzione con DSO) e una rivisitazione complessiva della numerazione di figure, tabelle e note.

Le parti di testo aggiunte sono affiancate a sinistra da barre verticali.

INDICE

1 Oggetto e scopo della Norma 6
2 Campo di applicazione 6
3 Definizioni - Convenzioni 7
4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione 23
4.1 Impianti di utilizzazione dell'energia 23
4.2 Impianti di utilizzazione particolari 26
4.3 Impianti di produzione 26
4.4 Reti di distribuzione 27
5 Caratteristiche delle reti BT dei Distributori 27
5.1 Caratteristiche strutturali 27
5.2 Caratteristiche di esercizio 30
5.3 Qualità del servizio sulle reti BT 31
6 Criteri per la scelta del punto di connessione alla rete, e degli schemi di connessione 33
6.1 Obiettivi e regole generali 33
6.2 Definizione della connessione 33
6.3 Determinazione del livello di tensione e del punto di connessione (passo P1) 33
6.4 Definizione dello schema d'inserimento dell'impianto (passo P2) 34
7 Connessione alla rete 36
7.1 Schemi di inserimento 36
7.2 Soluzioni indicative di connessione 38
7.3 Schemi di collegamento dell'impianto per la connessione 38
7.4 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti 41
8 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi 54
8.1 Neutro consegnato dal DSO 54
8.2 Schema di connessione di un Utente attivo: dispositivi previsti 55
8.3 Connessione monofase/trifase alla rete di Distribuzione 64
8.4 Funzionamento dell'impianto di produzione 65
8.5 Servizi di rete 80
8.6 Sistemi di protezione 90
8.7 Regolamento di esercizio per Utente attivo 95
8.8 Prove di verifica in campo 96
8.9 Documentazione tecnica del punto di connessione di Utente attivo 96
9 Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica 97
9.1 Valutazione dei disturbi 97
10 Misura di continuità e qualità della tensione 97
11 Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione 98
11.1 Punto di interconnessione 98
11.2 Misura dell'energia scambiata 98
11.3 Esercizio e manutenzione 98
11.4 Qualità tecnica del servizio 98
12 Sistemi di misura dell'energia elettrica 99
12.1 Localizzazione dei sistemi di misura dell'energia elettrica 99
12.2 Caratteristiche del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata 106

12.3 Installazione del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata e requisiti antifrode ... 107
12.4 Sistema di misura dell'energia elettrica prodotta ... 107
12.5 Requisiti per l'installazione del sistema di misura dell'energia elettrica prodotta ... 108
Allegato A (normativo) Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) ... 111
Allegato B (normativo) Prove su generatori connessi alla rete tramite convertitori statici ... 125
Allegato Bbis (normativo) Prove sui sistemi di accumulo ... 156
Allegato Bter (normativo) Conformità dei gruppi di generazione sincroni e asincroni ... 195
Allegato C (normativo) Conformità delle apparecchiature ... 231
Allegato D (informativo, allo studio) Segnali su protocollo CEI EN 61850 ... 234
Allegato E (normativo) Partecipazione delle unità di Generazione Distribuita (GD) al controllo della tensione ... 235
Allegato F (normativo) Limitazione della potenza attiva delle unità di Generazione Distribuita (GD) ... 242
Allegato G (normativo) Regolamento di esercizio di impianti di produzione in parallelo con rete BT del DSO ... 245
Allegato Gbis (normativo) Regolamento di esercizio di impianti di produzione < 0,8 kW in parallelo con rete BT del DSO ... 256
Allegato H (normativo) Caratteristiche della cassetta prova relè ... 259
Allegato I (informativo) Valutazione dell'angolo alla richiusura ... 261

REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE DI UTENTI ATTIVI E PASSIVI ALLE RETI BT DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA

Parte 1 – Oggetto, scopo e definizioni

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 fino a 1 kV compreso.(1)

Inoltre, per gli Utenti attivi, la presente Norma ha lo scopo di:

- definire l'avviamento, l'esercizio ed il distacco dell'impianto di produzione;
- evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del DSO;
- definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del Produttore. Le suddette prescrizioni non riguardano la connessione dell'impianto di produzione alla rete del DSO e pertanto non risultano rilevanti ai fini della predetta connessione.

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 sottoposte al CEI ed eventualmente recepite nella presente Norma su proposta di un apposito organo tecnico in accordo con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito ARERA).

Gli impianti oggetto della presente Norma devono essere costruiti 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.

Nel seguito, ove viene indicato un riferimento a una delibera dell'ARERA, tale riferimento è inteso alla data di pubblicazione della presente Norma.

Alcune parti della norma che riguardano aspetti "di prodotto", saranno espunte in una successiva riedizione, a valle della pubblicazione della relativa norma europea e/o italiana di prodotto, qualora dette norme ricomprendano i requisiti e le prove necessarie ai fini della connessione alla rete, contenute nella presente Norma.

2 Campo di applicazione

La presente Norma si applica a tutte le reti delle imprese distributrici di energia elettrica.

La presente Norma si applica 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 (Utenti passivi) connessi alle reti BT di distribuzione dell'energia elettrica, tra cui anche:
  - impianti destinati all'alimentazione di veicoli elettrici (stazioni di carica batterie per veicoli elettrici);

(1) Le prescrizioni della presente Norma si applicano sia alle connessioni monofase, sia alle connessioni trifase.

  - impianti destinati all'alimentazione di impianti di illuminazione pubblica (impianti insistenti in tutto o in parte su suolo pubblico);
  - impianti temporanei/provvisori (forniture per cantieri, circhi, ecc.);
- impianti di produzione (Utenti attivi) di qualsiasi taglia connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica riguardanti installazioni fisse, mobili o trasportabili, che convertono ogni forma di energia utile in energia elettrica, collegati in parallelo alle reti BT del DSO in modo continuativo, di breve durata, oppure funzionanti in isola su una rete del produttore;
- reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

La presente Norma si applica alle nuove connessioni.

In caso di collegamento di generatori nell'ambito di Utenti passivi già connessi, nonché in caso di aumenti di potenza di generatori nell'ambito di utenti attivi già connessi, la norma si applica esclusivamente per le parti di interesse (prescrizioni per Utenti attivi).

3 Definizioni - Convenzioni

Convenzionalmente, nel seguito della presente Norma, la dizione "a monte" identifica i circuiti verso la rete rispetto al punto considerato; dualmente, la dizione "a valle" identifica i circuiti verso l'impianto di Utente rispetto al punto considerato.

Ai fini della presente Norma si applicano le seguenti definizioni.

3.1
Alta Tensione
è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV fino a 150 kV compresi in c.a.

3.2
Bassa Tensione
è un valore di tensione nominale tra le fasi inferiore o uguale ad 1 kV in c.a.

3.3
Buco di tensione
Riduzione temporanea della tensione al di sotto del 90% della tensione dichiarata per un periodo superiore o uguale a 10 ms e non superiore a 1 min, ove non sussistano le condizioni di interruzione; 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

3.4
Cabina Secondaria (CS)
cabina elettrica alimentata in MT, provvista di almeno un trasformatore MT/BT dedicato alla rete di distribuzione

3.5
Carichi essenziali (relativi a impianti di produzione)
carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore e indispensabili alla continuità dello stesso processo di produzione di energia elettrica

3.6
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 del Dispositivo di interfaccia (DDI). I carichi privilegiati comprendono i carichi essenziali

3.7
Carichi propri
tutti i carichi elettrici presenti nell'impianto di produzione di energia elettrica connessi lato utente rispetto al dispositivo di interfaccia

3.8
Cavo di collegamento
tratto di cavo di proprietà e pertinenza dell'Utente che collega il contatore o il sistema di misura con il primo(i) dispositivo(i) di protezione contro le sovracorrenti dell'utente (DG o DGL)

3.9
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

3.10
Comportamento del generatore in sottoeccitazione (applicabile per analogia all'inverter)
la corrente prodotta dalla macchina è sfasata in anticipo rispetto alla tensione, con la convenzione del generatore. Per la rete, questo comportamento equivale all'assorbimento di potenza reattiva induttiva (comportamento proprio di un induttore che assorbe potenza reattiva).

3.11
Comportamento del generatore in sovraeccitazione (applicabile per analogia all'inverter)
la corrente prodotta dalla macchina è sfasata in ritardo rispetto alla tensione, con la convenzione del generatore. Per la rete, questo comportamento equivale all'assorbimento di potenza reattiva capacitiva (comportamento proprio di un condensatore che eroga potenza reattiva)

3.12
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

3.13
Dichiarazione di conformità
secondo l'Articolo 2 punto 61 del Regolamento UE 2016/631 "documento, fornito dal titolare di un impianto di generazione, dal titolare di un impianto di consumo, dal gestore di un sistema di distribuzione o dal titolare di un sistema HVDC al gestore del sistema, in cui si dichiara lo stato corrente di conformità alle specifiche e ai requisiti pertinenti".
Si riporta di seguito lo schema da utilizzare per il rilascio della dichiarazione di conformità

Dichiarazione di Conformità del Generatore

Sez. A	**I seguenti generatori rispettano le prescrizioni della norma CEI 0-21 *ed. …***				
	Costruttore	*Inserire nome azienda* *Inserire indirizzo azienda*			
	Tipo apparecchiatura	*Inserire breve descrizione, es. centrale termica con cogenerazione, centrale idroelettrica …*			
	Marca	*Inserire marca*			
	N. fasi	☐ Monofase ☐ Trifase Frequenza: Tensione:			
	Energia primaria utilizzata	☐Solare (v. RdP All. B) ☐ Accumulo (v. RdP All. Bbis) ☐Eolico (v. RdP All. B/Bter) ☐ Idroelettrico (v. RdP All. B/Bter) ☐CHP (v. RdP All. B/Bter) ☐ Altro:			
	Modello del generatore	*Inserire modello n. 1*	*Inserire modello n. 2*	…	*… (eventualmente togliere o aggiungere colonne)*
	Potenza nominale	…	…	…	
	Il generatore:	☐ è idoneo per installazione in impianti con potenza superiore a 11,08 kW ☐ È in grado di limitare la Idc allo 0,5% della corrente nominale: ☐ utilizza una funzione di protezione sensibile alla corrente continua ☐ utilizza un trasformatore operante alla frequenza di rete			
Sez. B	Caratteristiche del sistema di protezione di interfaccia				
	Costruttore	*Inserire nome azienda*			
	Modello				
	Tipo	☐ Integrata ☐ Non integrata			
Sez. C	Caratteristiche del convertitore statico				
	Modello del convertitore statico	*Inserire modello n. 1*	*Inserire modello n. 2*	…	*… (eventualmente togliere o aggiungere colonne)*
	Costruttore del convertitore statico	…	…	…	…
	Versione firmware	…	…	…	…
	Potenza nominale convertitore (P_{NINV})	…	…	…	…
Sez. D	Convertitore statico utilizzato con generatori rotanti				
	☐ il convertitore è stato testato con la fonte primaria (generatore rotante, motore primo), oppure: ☐ il convertitore assorbe energia costante da fonte primaria durante B.1.1 e B.1.3				
Sez E	Caratteristiche del Sistema di Accumulo (SdA)				
	P_{sn} (potenza di scarica nom.)	…	…	…	…
	P_{cn} (potenza di carica nom.)	…	…	…	…
	P_{smax} (potenza di scarica max.)	…	…	…	…
	P_{cmax} (potenza di carica max.)	…	…	…	…
	Tipologia	☐Bidirezionale ☐Monodirezionale			
	Batterie utilizzabili con i convertitori statici sopra riportati				
	Marca	*Inserire marca n. 1*	*Inserire marca n. 2*	*… (eventualmente togliere o aggiungere colonne)*	
	Tecnologia	…	…	…	
	Modelli	…	…	…	
	CUS modulo (kWh)	…	…	…	
	Versione firmware BMS	…	…	…	
	N. moduli	…	…	…	
	Note	…			

Sez. F	Caratteristiche del generatore rotante				
	Tipologia generatore	☐ Sincrono ☐ Asincrono			
	Modello del gen. rotante	*Inserire modello n. 1*	*Inserire modello n. 2*	…	*… (eventualmente togliere o aggiungere colonne)*
	Costruttore gen. rotante	…	…	…	…
	Regolatore di tensione	…	…	…	…
	Versione firmware reg.	…	…	…	…
	Sistema di regolazione della potenza reattiva (generatori asincroni)	…	…	…	…
Sez. G	Caratteristiche del motore primo				
	Modello motore primo	…	…	…	…
	Costruttore motore primo	…	…	…	…
	Regolatore di velocità	…	…	…	…
	Versione firmware reg.	…	…	…	…
Sez. H	Sistemi ausiliari				
	Descrizione	…	…	…	…
Sez. I	Riferimenti dei laboratori che hanno eseguito le prove e dei relativi rapporti di prova (RdP)				
	Metodo prescelto	☐ Prove eseguite da laboratorio accreditato		☐ Prove eseguite sotto la sorveglianza di un ente certificatore	
	Rapporti di prova (RdP)	RdP secondo Allegato A: … RdP secondo Allegato B: … RdP secondo Allegato Bbis: … RdP secondo Allegato Bter: … RdP EMC: …		RdP secondo Allegato A: … RdP secondo Allegato B: … RdP secondo Allegato Bbis: … RdP secondo Allegato Bter: … RdP EMC: …	
	Emessi da N. accreditamento Rif. ente accreditamento	Lab. accreditato: *Inserire lab. accreditato* *Inserire n. accreditamento del laboratorio* *Inserire sigla accreditamento del laboratorio (es. Accredia)*		Lab. di esecuzione delle prove: *Inserire lab. di prova* Prove eseguite sotto la sorveglianza di: *Inserire riferimento ente certificatore* *Inserire n. accreditamento dell'ente certificatore* *Inserire sigla accreditamento dell'ente certificatore (es. Accredia)*	
Sez. L	Data, firma				
	Luogo, *data*	*Azienda* *Nome, firma, funzione*			
Sez. M	Data, firma e riferimenti dell'ente di certificazione				
	Luogo, *data* *Inserire i riferimenti dell'ente di certificazione*	Ente di *Certificazione* *Nome, firma, funzione*			

Legenda:

- Titolo: "dichiarazione di conformità" se redatta dal costruttore, "certificato" se redatto da ente terzo ISO 17065
- Sez, A, B: sempre presente
- Sez. C, D, E, F, G, H: inserite solo se il generatore utilizza le rispettive soluzioni tecnologiche
- Sez. I: sempre presente
- Sez. L: inserita se dichiarazione di conformità del costruttore
- *Sez. M:* inserita *se certificato redatto da ente terzo ISO 17065*

3.14
Dispositivo di parallelo
apparecchiatura automatica che permette di effettuare il parallelo tra rete di distribuzione e generatore, anche per il tramite dell'impianto di utenza cui il generatore appartiene

3.15
Dispositivo di Generatore (DDG)
apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del generatore

3.16
Dispositivo di Interfaccia (DDI)
una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati

3.17
Dispositivo di Rete (DRE)
dispositivo atto a separare dalla rete del DSO la parte di impianto di produzione utilizzata per servizio di riserva (emergenza) o di sicurezza, costituita dal generatore ed i carichi privilegiati

3.18
Dispositivo Generale di Linea (DGL)
apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento al termine del cavo di collegamento. la cui apertura assicura la separazione di una linea dell'utente dalla rete

3.19
Dispositivo Generale di Utente (DG)
apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete

Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (all'estremità del cavo di collegamento) il DG è unico e coincide con il DGL; in caso di più linee di alimentazione (all'estremità del cavo di collegamento) il DG può consistere nell'insieme dei DGL.

3.20
Dispositivo Limitatore di Potenza (DLP)
dispositivo atto a limitare il prelievo/immissione(2) di potenza da parte dell'utente entro i valori contrattuali(3)

3.21
DSO (Distribution System Operator)
qualsiasi soggetto individuato dall'Articolo 9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione

3.22
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

(2) Alla data di stesura della presente Norma, non sono definiti limiti alla potenza in immissione.
(3) La definizione dei valori contrattuali, comprese le tolleranze, è stabilità dall'ARERA. Delibera ARERA nel TIT.

3.23
Famiglia di generatori
con riferimento ai sistemi di accumulo, un insieme di generatori dimensionati su differenti taglie di potenza del convertitore (o "sottosistema di conversione di potenza" - EN 62933-1:2018, 5.2.2) e/o su diverse taglie di capacità di energia degli elementi accumulatori (o "sottosistema di accumulo" - EN 62933-1:2018, 5.2.1) che condividano:

- la medesima tecnologia/tipologia del convertitore;
- lo stesso numero di fasi;
- la medesima tecnologia/tipologia degli accumulatori;
- un identico sistema elettronico di controllo (o "sottosistema di controllo", EN 62933-1:2018, 5.4) nelle sue componenti hardware e software, con i trasduttori dimensionati in funzione delle diverse taglie di potenza e capacità.

3.24
Fattore di potenza
rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente

3.25
Fault-ride-through
secondo l'Articolo 2 punto 29 del Regolamento UE 2016/631, "capacità degli apparati elettrici di rimanere connessi alla rete e in esercizio durante un transitorio di riduzione della tensione al punto di connessione determinato da un guasto estinto"

3.26
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 al metodo di misura UIE-IEC, e viene valutata mediante le seguenti quantità (per maggiori dettagli vedere Norma 61000-3-3, 61000-3-11, 61000-4-15):

- 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.

3.27
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 di energia elettrica, ecc.

3.28
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

3.29
Funzionamento in isola
secondo l'Articolo 2 punto 43 del Regolamento UE 2016/631, "funzionamento indipendente di un'intera rete o di una sua parte, isolata dopo il distacco dal sistema interconnesso, che dispone di almeno un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che fornisce potenza alla rete in isola e controlla la frequenza e la tensione". Il funzionamento in isola si distingue in:

a) Funzionamento in rifiuto di carico (ammesso in qualsiasi condizione), ovvero quando l'impianto di produzione dell'Utente alimenta l'intera propria rete, o parte di essa, quando è separata dalla rete del DSO;

b) Isola su rete del DSO (non è mai ammessa, salvo casi regolamentati su specifica richiesta del DSO), ovvero quando l'impianto di produzione dell'Utente alimenta l'intera rete o parte dalla rete del DSO.

3.30
Grado di dissimmetria della tensione
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

3.31
Gruppo di generazione
Insieme delle unità di generazioni collegate con un solo punto di connessione alla rete, che includono servizi ausiliari ed i dispositivi di connessione. La classificazione dei sistemi di generazione connessi sulla rete si differenzia in base alle caratteristiche della sorgente primaria e alle parti di conversione per l'interfaccia alla rete.

I generatori rotanti/tradizionali possono essere generatori di tipo sincrono o asincrono connessi (direttamente) alla rete senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione.

I generatori convenzionali sincroni/gruppo di generazione sincrono (per brevità, sincroni): secondo l'Articolo 2 punto 9 del Regolamento UE 2016/631 "gruppo indivisibile di installazioni per la generazione di energia elettrica, tali che la velocità del generatore e la frequenza di rete siano in rapporto costante (sincrone)".

Secondo l'Articolo 2 punto 17 del Regolamento UE 2016/631, per parco di generazione si intende "unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione, a un sistema di distribuzione (inclusi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC". Un parco di generazione può essere composto da:

- Generatori statici: generatori totalmente privi di parti in movimento (tipicamente FV) comprendente sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete).
- Generatori statici a microinverter: parallelo di più microinverter eseguito con apposito sistema di connessione (cavo e connettori), fino alla potenza di 11,08 kW per fase [(4)].
- Generatori convenzionali asincroni (per brevità, asincroni): macchina rotante eccitata dalla rete a cui può essere accoppiato un complesso esterno per l'autoeccitazione;
- Generatori eolici Full Converter (FC): generatore eolico in cui il generatore elettrico, sincrono o asincrono, è collegato alla rete mediante un doppio sistema di conversione AC/DC + DC/AC (raddrizzatore più inverter).
- Generatori eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG): generatore eolico in cui il generatore elettrico è costituito da un alternatore asincrono con avvolgimento statorico direttamente collegato alla rete ed avvolgimento rotorico collegato alla rete mediante un doppio sistema di conversione AC/DC + DC/AC (raddrizzatore più inverter).

(4) Tale valore è calcolato come √3*Vn*Isoglia, che vale √3*400*16= 11,08 kW, essendo Isoglia la corrente di fase che può assumere il valore massimo di 16 A (come da ambito di applicazione della Norma EN 50438 a cui questa norma fa riferimento).

La presenza di un sistema di accumulo (non riferibile ad un UPS) in un qualsiasi impianto comporta che il suddetto sistema di accumulo debba essere considerato, al fine della presente Norma, come generatore.

Se il sistema di accumulo utilizza un generatore rotante per la connessione alla rete allora dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori rotanti.

Se invece il sistema di accumulo utilizza un sistema di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete) per la connessione alla rete allora dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori statici.

3.32
Impianto di cogenerazione
ai fini della presente Norma, l'impianto di cogenerazione è un particolare impianto destinato alla produzione combinata di elettricità e calore

3.33
Impianto di utenza (o di Utente)
impianto di produzione e/o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente

3.34
Impianto di produzione
insieme del macchinario, dei circuiti e dei servizi ausiliari per la generazione di energia elettrica

3.35
Impianto di produzione "Plug & Play"
ai fini della presente Norma, l'impianto di produzione "Plug & Play" (o P&P) è un particolare impianto di taglia ridotta destinato alla produzione di elettricità avente potenza nominale non superiore a 350 W, che risulta completo e pronto alla connessione diretta tramite spina ad una presa dedicata e visivamente identificabile rispetto alle altre prese all'interno dell'impianto elettrico dell'utente (ove l'installatore qualificato ha previsto un circuito dedicato in partenza dal quadro di distribuzione). L'impianto P&P è connesso alla rete usualmente tramite un inverter. Nel caso in cui non sia presente l'inverter (ad esempio generatori rotanti) nell'impianto P&P devono essere previste apposite protezione contro il sovraccarico e il corto circuito.

In particolare, nel caso di impianto "Plug & Play" di tipo fotovoltaico, il(i) modulo(i) fotovoltaico(i), l'inverter (gli inverter), l'eventuale sistema di accumulo, la Protezione di interfaccia e il Dispositivo di interfaccia, il cavo di collegamento e la spina costituiscono un'unità che può essere utilizzata come prodotto mobile innestabile in una presa elettrica.

È anche possibile che l'impianto "Plug & Play" sia costituito da più componenti separati, che sono resi disponibili dal Produttore in un kit che prevede connessioni sicure del tipo a innesto, consentendo il completamento delle interconnessioni da parte dell'utente senza rischi di errore (ad esempio, sistema di connettori con chiave meccanica per prevenire inversioni di polarità e/o connessioni erronee tra i diversi elementi costituenti il sistema).

L'impianto di produzione "Plug & Play" deve essere collegato come in Figura 17.

3.36
Impianto di utenza (o di Utente)
impianto di produzione e/o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente

3.37
Impianto per la connessione
l'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione

3.38
Impianto di rete per la connessione
La porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento e il punto di connessione. L'impianto di rete per la connessione presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

3.39
Impianto di rete per la connessione presso l'utenza
la porzione di impianto di rete per la connessione, includente il contatore, installata su aree (o locali) messe a disposizione dall'Utente, entro la proprietà dell'Utente medesimo, allo stesso livello di tensione della fornitura. Nei casi più semplici, l'impianto di rete per la connessione consiste nel solo contatore.

3.40
Impianto di utenza per la connessione
la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente. L'impianto di utenza per la connessione, a sua volta, può essere distinto in:

a) una parte interna al confine di proprietà dell'Utente a cui è asservita la connessione fino al medesimo confine di proprietà o al punto di connessione qualora interno al predetto confine di proprietà;
b) una parte compresa tra il confine di proprietà dell'Utente a cui è asservita la connessione e il punto di connessione. Nel caso in cui il punto di connessione è interno al confine di proprietà, tale parte non è presente.

3.41
Impianto utilizzatore
insieme dei circuiti di alimentazione degli apparecchi utilizzatori e delle prese a spina, comprese le relative apparecchiature di manovra, sezionamento, interruzione, protezione, ecc.

3.42
Interruzione dell'alimentazione
condizione nella quale la tensione tra le fasi o tra fase e neutro 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

3.43
Inverter
apparecchiatura tipicamente statica impiegata per la conversione della corrente continua in corrente alternata monofase o trifase. Nella presente norma il termine inverter è utilizzato, impropriamente, per indicare un convertitore statico bidirezionale in grado di convertire la corrente continua in alternata e viceversa.

3.44
Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O)
secondo l'Articolo 2 punto 37 del Regolamento UE 2016/631 "modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina una riduzione della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sopra di un determinato valore"

3.45
Limite di emissione Utente
massima emissione di disturbo in rete consentita all'Utente connesso alla rete stessa

3.46
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

3.47
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

3.48
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

3.49
Media Tensione
è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV fino a 35 kV compresi in c.a.

3.50
Microinverter
inverter adibito alla conversione CC/CA della potenza fornita da un solo modulo FV; tale potenza non supera alcune centinaia di watt

3.51
Modulo di generatore
con riferimento ai sistemi di accumulo, un generatore avente una determinata taglia di potenza del sottosistema di conversione di potenza e una specifica taglia di capacità di energia del sottosistema di accumulo, adatto ad essere utilizzato singolarmente o in configurazione multipla (elementi in parallelo) per ottenere generatori di taglie di potenza e capacità superiori.

Si precisa che tale insieme, per rappresentare una famiglia di generatori, deve ottemperare ai requisiti indicati in 3.23 riguardo all'identità del sottosistema di controllo; ciò implica che eventuali logiche "master-slave" o di "supervisione" necessarie per il funzionamento di più moduli in parallelo dovranno essere implementate anche nel modulo base nel suo funzionamento in configurazione singola.

Oltre ad essere attribuito all'intero sistema di accumulo, il concetto di modulo può essere applicato alla sola parte del sottosistema di conversione di potenza o al solo sottosistema di accumulo.

3.52
Parco di generazione
Secondo l'Articolo 2 punto 17 del Regolamento UE 2016/631 "unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione, a un sistema di distribuzione (inclusi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC"

3.53
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 DSO all'atto della richiesta di connessione

3.54
Potenza ai fini dei servizi di rete
Potenza apparente massima a cui un'unità di generazione, inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC (Full Converter) e sistema di accumulo, può funzionare con continuità (per un tempo indefinito) a tensione e frequenza nominali(5)

3.55
Potenza contrattualmente impegnata
livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dal DSO ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza

3.56
Potenza disponibile in immissione
massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione. È indicata nel contratto vigente con il DSO (ARERA, TICA)

3.57
Potenza disponibile in prelievo
la potenza disponibile è indicata nel contratto vigente con il DSO ed è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione. Nel caso di utenti dotati di dispositivo limitatore, la potenza disponibile è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione senza che l'Utente finale sia disalimentato

3.58
Potenza disponibile per la connessione
è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione (ARERA, TICA)

3.59
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)

3.60
Potenza massima
Secondo l'Articolo 2 punto 16 del Regolamento UE 2016/631 "Potenza attiva massima erogata in modo continuativo da un gruppo di generazione, escludendo l'eventuale assorbimento necessario a facilitare il funzionamento del gruppo e non immesso in rete, come specificato nel contratto di connessione o concordato tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione".

Tale definizione non si applica agli Utenti passivi.

3.61
Potenza nominale
Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA).

Per generatori tradizionali ed eolici, come potenza nominale può essere indicata la potenza attiva del gruppo di generazione a cosφ nominale (turbina, convertitore, ecc.) (kW).

(5) Ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva), il generatore (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a $S_n \cdot \text{sen}\phi_n$. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale (S_n) è pari a $S_n \cdot \cos\phi_n$. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva erogata e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la suddetta potenza attiva scambiata. I valori di $\cos\phi_n$ sono quelli definiti nelle curve di capability (par. 8.4.4.2).

Nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC (Standard Test Condition) dei moduli FV.

3.62
Potenza nominale di un impianto di produzione "Plug & Play"
Nel caso di un impianto di produzione plug&play fotovoltaico, la potenza nominale coincide con il valore minore tra la potenza nominale dell'inverter e la somma delle potenze STC (Standard Test Condition) dei moduli FV.

NOTA Ai fini della presente norma, la potenza nominale di un impianto di produzione "plug & play" deve essere ≤ 350 W (6).

3.63
Produttore
vedi definizione di "Titolare di un impianto di generazione"

3.64
Pronto intervento
insieme delle operazioni messe in atto a seguito di anomalie e/o guasti atte a ripristinare al più presto l'efficienza e la funzionalità della rete e/o la gestione di eventuali situazioni di pericolo o emergenze

3.65
Punto di Connessione (PdC)
secondo l'Articolo 2 punto 15 del Regolamento UE 2016/631 "Interfaccia tramite la quale il gruppo di generazione, l'impianto di consumo, il sistema di distribuzione o il sistema HVDC è connesso a un sistema di trasmissione, a una rete offshore, a un sistema di distribuzione (compresi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC, così come individuati nel contratto di connessione"

NOTA Negli impianti utilizzatori (utenti passivi e/o attivi), il punto di connessione identifica il confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza (confine fisico tra due reti nella titolarità e/o gestione di due soggetti diversi attraverso cui avviene lo scambio di energia).

3.66
Punto di immissione
punto di immissione come definito ai sensi dell'Articolo 4, comma 4,7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a produttori con solo servizi ausiliari (senza carico proprio)

3.67
Punto di inserimento
punto della rete di distribuzione nell'assetto preesistente alla connessione al quale l'impianto di utente è connesso attraverso l'impianto di connessione

3.68
Punto di prelievo
punto di prelievo come definito ai sensi dell'Articolo 4, comma 4,7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a Utenti passivi, oppure a Utenti attivi con carico proprio, diverso dai servizi ausiliari

3.69
Rete di distribuzione MT o BT
reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale (cfr. Decreto 25 giugno 1999)

3.70
Rete in isola
porzione di rete elettrica non connessa con la restante rete elettrica di distribuzione

(6) Il simbolo letterale W_p si riferisce alla potenza in corrente continua di un modulo fotovoltaico, misurata a STC.

3.71
Rete previsionale
assetto della rete di distribuzione come risultante dall'attività di pianificazione definita in 3.74

3.72
Richiusura rapida
richiusura automatica di un interruttore MT che avviene di norma entro 1 s dalla precedente apertura automatica per guasto

3.73
Risposta al gradino
parametri che definiscono la modalità di risposta di un generatore ad una variazione di potenza attiva o reattiva (vedi Figura 1)

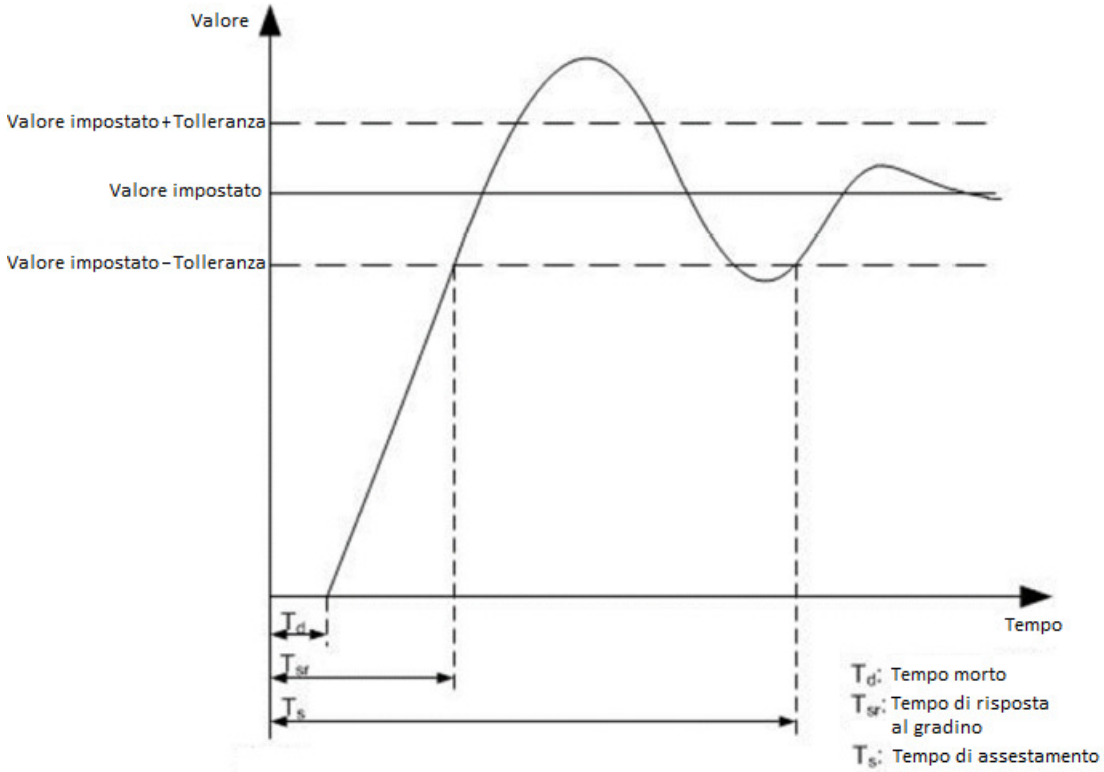


Figura 1 – Risposta al gradino

3.74
Servizi ausiliari per impianti di produzione
servizi direttamente necessari al funzionamento dell'impianto di produzione

3.75
Servizio di regolazione della tensione
azione di mantenimento delle tensioni ai nodi della rete entro limiti specificati

3.76
Sistema di accumulo
insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete stessa (immissione e/o prelievo), anche se determinata da disconnessioni/riconnessioni volontarie di parte o tutto l'impianto. Sulla base di quanto sopra detto, qualsiasi sistema di accumulo, anche se connesso sul lato c.c. di un impianto di produzione, è da ritenersi sempre un generatore.

Non rientrano tra i sistemi di accumulo i soli sistemi che svolgono esclusivamente la funzione di:

- assicurare la continuità dell'alimentazione,
- migliorare la qualità della tensione (buchi di tensione, flicker, armoniche, dissimmetria, variazioni rapide)

quali gli UPS(7) e i compensatori statici senza sistema di accumulo.

Ai fini della presente norma si intendono sistemi di accumulo quelli riferiti ai seguenti casi:

1) batterie (IEV 482-01-04) di celle elettrochimiche secondarie (IEV 482-01-03);
2) sistemi di accumulo dell'energia elettrica in cui gli accumulatori sono esclusivamente capacitori (IEV 151-13-28) o supercapacitori (IEV 114-03-03).
3) combinazione dei due precedenti punti

Per questi sistemi di accumulo, i principali componenti sono gli accumulatori (batterie, capacitori, supercapacitori) i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo.

Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

3.77
Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)
sistema di protezione associato al Dispositivo di Interfaccia

3.78
Sovratensione transitoria
impulso di tensione di breve durata il cui valore di cresta supera la tensione di tenuta ad impulso delle apparecchiature e che si propaga lungo una linea

NOTA 1 Le sovratensioni transitorie più significative sono quelle fra conduttori di fase e terra dovute a fulminazione diretta o indiretta della rete.

NOTA 2 Le sovratensioni transitorie possono essere oscillatorie o non oscillatorie, ma sono in genere fortemente smorzate. La IEC 60071-1 definisce tre tipi di sovratensione transitoria (a fronte lento, rapido o rapidissimo) in dipendenza dal loro tempo alla cresta, dalla loro durata e dalla presenza di oscillazioni sovrapposte.

3.79
Statismo s
secondo l'Articolo 2 punto 23 del Regolamento UE 2016/631 "Rapporto tra una variazione permanente della frequenza e la risultante variazione permanente della potenza attiva prodotta, espresso in termini percentuali. La variazione della frequenza è espressa in relazione alla frequenza nominale, mentre la variazione della potenza attiva è espressa in relazione alla potenza massima o alla potenza attiva effettiva al raggiungimento della soglia pertinente." Lo statismo è espresso secondo la seguente relazione:

$$s = \frac{-\Delta f / f_n}{\Delta P / Pe}$$

dove:

- Δf è la variazione permanente della frequenza
- ΔP è la risultante variazione permanente della potenza attiva prodotta
- f_n è la frequenza nominale
- P_e è la potenza attiva effettiva al raggiungimento della soglia pertinente

(7) L'inserimento di un UPS in serie al carico può provocare anche una modifica del fattore di potenza del carico sotteso.

3.80
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.

3.81
TIC
è l'Allegato C alla deliberazione dell'ARERA 654/2015/R/eel (Testo Integrato Connessioni)

3.82
TICA
è l'Allegato A alla deliberazione dell'ARERA ARG/elt 98/08 (Testo Integrato Connessioni Attivi)

3.83
TIME
è l'Allegato B alla deliberazione dell'ARERA 654/2015/R/eel (Testo Integrato Misura Elettrica)

3.84
TIQE
è l'Allegato A alla deliberazione dell'ARERA 46/2015/R/eel (Testo Integrato Qualità Elettrica)

3.85
TIT
è l'Allegato A alla deliberazione dell'ARERA 54/2015/R/eel (Testo Integrato Trasporto)

3.86
Titolare di un impianto di generazione
secondo l'Articolo 2 punto 7 del Regolamento UE 2016/631 "persona fisica o giuridica che possiede un impianto di generazione dell'energia elettrica"

3.87
UPS
per UPS devono essere intese unicamente le apparecchiature rispondenti alle Norme EN 62040-1 ed EN 62040-3 o apparecchiature rispondenti alla Norma EN 50171

3.88
Utente della rete (Utente)
soggetto che utilizza la rete per immettere e/o prelevare energia elettrica

Gli Utenti della rete sono individuati in passivi e attivi

3.89
Utenti attivi
utenti che utilizzano 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. A questa categoria non appartengono gli utenti che installano UPS

3.90
Utenti passivi
tutti gli Utenti non ricadenti nella definizione precedente [8]

3.91
Variazione della tensione
aumento o diminuzione della tensione generalmente provocati dalla variazione del carico e/o della generazione totale del sistema o di una parte di esso

3.92
Variazione rapida della tensione
variazione del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi stabili. Si considerano livelli stabili se mantenuti per tempi prestabiliti (ad esempio, 200 ms)

3.93
Venditore
soggetto che esercita l'attività di cui all'Articolo 4. commi 4.8. e 4.8bis di cui all'Allegato A della deliberazione n. 11/07 con l'esclusione dei servizi di salvaguardia di cui all'Allegato A della deliberazione del 27 giugno 2007 n. 156/07

(8) Si specifica che, ai fini della presente Norma, la presenza di soli UPS presso utenti passivi non è di per sé sufficiente a connotare tali Utenti come Utenti attivi.

Parte 2 – Caratteristiche degli Utenti, delle reti; criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti BT

4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione

Gli Utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione BT sono soggetti esercenti:

- impianti di utilizzazione dell'energia (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di prelievo);
- impianti di produzione (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di immissione) (9);
- impianti di produzione e utilizzazione (assimilati, dal punto di vista della misura, a punti di prelievo);
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

4.1 Impianti di utilizzazione dell'energia

Ai fini della presente Norma, gli impianti di utilizzazione dell'energia possono essere caratterizzati, oltre che per la potenza disponibile, secondo i seguenti criteri:

- Potenza dei carichi;
- 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 dell'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;
- armoniche;
- dissimmetria della tensione trifase (10).

Un elenco non esaustivo di carichi sensibili è riportato in Tabella 1.

(9) Rientrano in questa fattispecie gli impianti di produzione in cui parte della potenza prodotta sia destinata al soddisfacimento di qualsiasi carico sotteso che abbia esclusivamente funzione ausiliaria rispetto al processo di produzione dell'energia elettrica.

(10) Per un elenco sistematico ed esaustivo dei parametri di qualità della tensione, si veda la Norma CEI EN 50160.

Tabella 1 – Carichi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	Carico SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30\ \%\ U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ 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 dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30\ \%\ U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ ms	In aggiunta a quanto sopra, dispositivi elettromeccanici (relè 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	Sovra riscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relè di protezione	Interventi intempestivi relè 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. Sovra riscaldamento
		Trasformatori	
		Cavi elettrici	
	Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovra riscaldamento

4.1.2 Tipologie di carichi

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente 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.

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 potenza elevata avviati direttamente in modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori, ecc.).

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

Tabella 2 – Carichi disturbanti

Carichi	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Riscaldamento a resistenza	(1)	(3)	(2)	(3)		
Forni domestici						
Microonde	(1)		•		•	•
infrarossi	(1)		•			
Forni industriali						
a induzione	•		•	•	•	•
HF			•	•	•	•
UHF			•	•	•	•
Plasma			•			
arco	•	•	•	•	•	
Saldatrici						
a resistenza	•	•	•			
ad arco		•	•	(3)		
Motori						
asincroni (es. per compressori)	•	•	•	•		
a velocità variabile	•	•		•		
Trasformatori			•	•		
Convertitori						
ca/cc			•	•		
ca/ca e ciclo-convertitori			•	•	•	
Elettroerosione				•		
Lampade a scarica				•		
Televisori				•	•	
Radiologia				•	•	

Legenda

SQ = dissimmetrie e squilibri
FT = fluttuazioni di tensione (flicker)
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 sono a controllo elettronico a parzializzazione d'onda

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono indicati dal DSO 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.

4.2 Impianti di utilizzazione particolari

Sono considerati impianti di utilizzazione particolari i seguenti:

- impianti destinati all'illuminazione pubblica insistenti in tutto o in parte su suolo pubblico;
- impianti destinati alle telecomunicazioni (TLC);
- impianti destinati alle stazioni di carica dei veicoli elettrici insistenti in tutto o in parte su suolo pubblico;
- impianti destinati a forniture temporanee (p.e., cantieri, circhi, ecc) destinati a rimanere in servizio per un tempo limitato;
- connessioni permanenti particolari definite dall'ARERA nel TIC.

Queste particolarità li differenziano dal caso più comune di impianti di utilizzazione dell'energia elettrica, ad essi si applicano le prescrizioni dal 7.4.12 al 7.4.16.

4.3 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.

4.3.1 Potenza

La potenza efficiente degli impianti di produzione influisce sulla scelta del livello di tensione della connessione alle reti di distribuzione [(11)].

4.3.2 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 Tabella 3.

(11) Nel seguito del documento sono trattate le connessioni di sola bassa tensione

Tabella 3 – Impianti di produzione disturbanti

IMPIANTI DI PRODUZIONE	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Impianti eolici connessi tramite:						
generatori asincroni		•	•			
generatori asincroni a doppia alimentazione		•	•	•	•	•
generatore sincrono + inverter ca/ca		•	•	•	•	•
Impianti connessi tramite generatori asincroni			•			
Impianti connessi tramite convertitori:						
cc/ca				•	•	•
ca/cc – cc/ca				•	•	•

Legenda

SQ = squilibri
FT = fluttuazioni di tensione (flicker)
VT = variazioni di tensione
AR = armoniche
FS = frequenze spurie
RE = radioemissione

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:

porzioni di reti di distribuzione BT connesse a cabine secondarie di altri Distributori;

porzioni di reti di distribuzione BT connesse a reti di distribuzione BT di altri Distributori.

5 Caratteristiche delle reti BT dei Distributori

Nel seguito si descrivono le caratteristiche principali delle reti BT dei Distributori; tali caratteristiche devono essere prese in considerazione per il collegamento degli Utenti alle reti stesse.

5.1 Caratteristiche strutturali

5.1.1 Livelli di tensione e frequenza

Nelle reti BT la tensione nominale U_n vale:

230 V per le forniture monofase;

400 V per le forniture trifase.

Alcune porzioni del sistema BT sono ancora esercite con tensione diversa (ad esempio, 220 V fase-fase)(12). La frequenza nominale (f_n) è di 50 Hz.

(12) Nel seguito della presente Norma si farà riferimento al livello di tensione di 230/400 V; le singole prescrizioni devono essere opportunamente adattate a cura del DSO qualora le reti abbiano una tensione nominale differente.

Le caratteristiche della tensione di fornitura (ovvero al punto di connessione dell'utenza denominato Point of Delivery, POD) sono definite e descritte dalla Norma CEI EN 50160. In particolare, circa l'ampiezza della tensione, sono in genere ammesse variazioni entro il campo +/-10 % secondo i limiti temporali e le specifiche di misura fornite nella stessa Norma CEI EN 50160.

NOTA La Norma CEI EN 50160 prevede condizioni specifiche (relative al modulo della tensione e alla frequenza) da adottare per i sistemi elettrici in condizioni particolari (p.e. sulle isole non interconnesse in maniera sincrona). Queste particolari condizioni devono essere comunicate all'Utente, a cura del DSO.

5.1.2 Stato del neutro – collegamento a terra delle masse dell'impianto utente

La rete BT del DSO è gestita con neutro direttamente a terra. Il neutro viene distribuito ed è fatto divieto agli Utenti di impiegare il neutro come conduttore di protezione, nonché di collegare il neutro del DSO alla terra di protezione dell'impianto di utenza.

Dal punto di vista della sicurezza, il sistema impiegato è di tipo TT, come definito nella Norma CEI 64-8 Paragrafo 312.2.2.

La Figura 2 seguente schematizza il sistema TT.

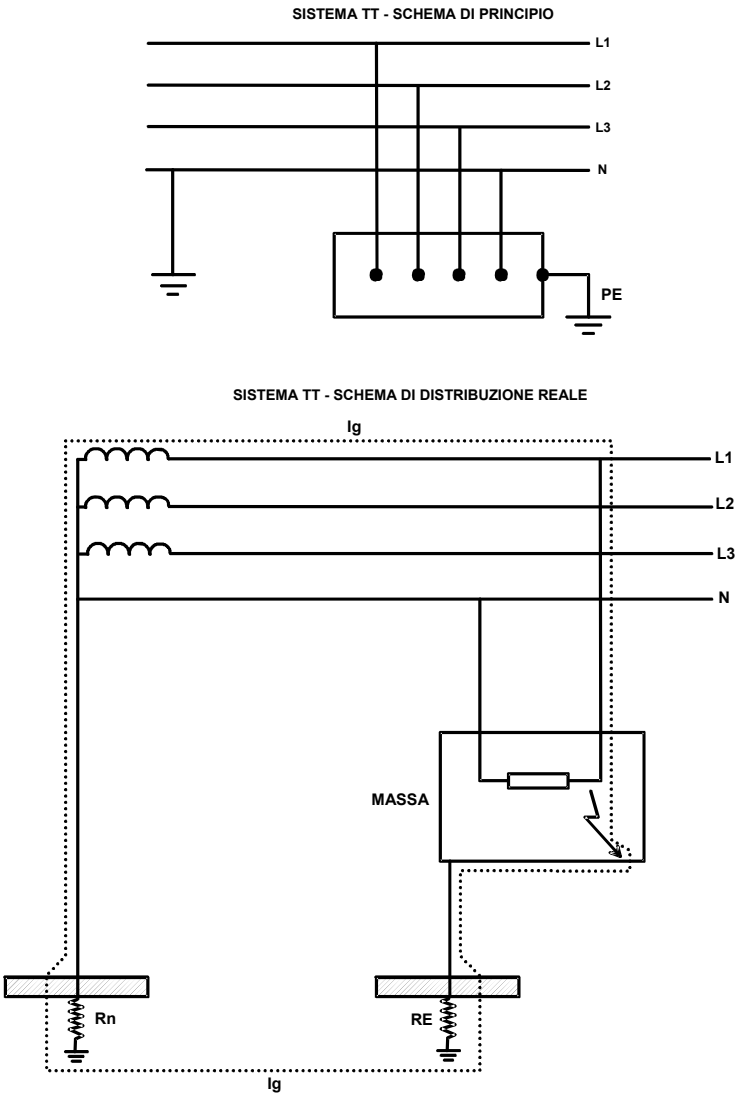


Figura 2 – Sistema di distribuzione TT

Onde consentire il corretto intervento dei dispositivi di protezione di tipo differenziale è necessario che:

- la messa a terra del neutro da parte del DSO abbia un valore di Rn (vedi Figura 2 inferiore a 180 Ω;
- la resistenza RE (che ricade sotto la responsabilità dell'Utente) abbia un valore opportunamente coordinato con i requisiti indicati nella Norma CEI 64-8 Paragrafo 413.1.4.

La sussistenza di tale condizione deve essere verificata dal DSO su richiesta dell'Utente, qualora si rilevi che il superamento del limite di 180 Ohm impedisca il corretto funzionamento delle protezioni differenziali dell'Utente medesimo. In questi casi l'Utente è tenuto a trasmettere al DSO il rapporto tecnico comprovante il mancato funzionamento delle protezioni differenziali, redatto dall'impresa installatrice abilitata ai sensi del DM 37/08, ovvero da professionista iscritto all'albo, ovvero da ente di verifica di cui al DPR 462/01 (ASL, ARPA, INAIL o organismo abilitato).

5.1.3 Corrente di cortocircuito massima nel PdC (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)

I valori seguenti sono determinati assumendo una corrente di cortocircuito trifase morsetti alla sbarra BT, o alla sezione BT di cabina secondaria, non superiore al valore pianificato di 16 kA(13).

valore della corrente di cortocircuito massima, da considerare per la scelta delle apparecchiature dell'Utente, è convenzionalmente assunto pari a:

- 6 kA per le forniture monofase,
- 10 kA per le forniture trifase per Utenti con potenza disponibile per la connessione fino a 33 kW(14);
- 15 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione superiore a 33 kW;
- 6 kA per la corrente di cortocircuito fase-neutro nelle forniture trifase.

Per il fattore di potenza delle correnti di cortocircuito suindicate, vedere la Tabella 4.

Tabella 4 – Fattore di potenza della corrente di cortocircuito

Valore della corrente di cortocircuito kA valore efficace	Fattore di potenza
I = 6	0,7
I =10	0,5
10 < I ≤ 20	0,3

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano anche agli impianti esistenti nel caso di aumenti di potenza disponibile per la connessione.

(13) I valori indicati sono basati sull'utilizzo di trasformatori MT/BT di potenza non superiore a 630 kVA, con Vcc pari al 6 %. Per trasformatori esistenti di caratteristiche diverse (Vcc inferiore al 6 % e/o taglia superiore) in fase di nuova connessione il DSO comunica la corrente di cortocircuito presunta ai fini del dimensionamento delle apparecchiature, qualora i valori al punto di connessione siano superiori ai valori convenzionali adottati dalla Norma.

(14) I valori indicati tengono conto della presenza dei cavi di collegamento tra la sbarra BT della Cabina Secondaria e l'impianto dell'Utente.

5.1.3.1 Corrente di cortocircuito trifase minima nel punto di connessione

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal DSO su richiesta dell'Utente con potenza disponibile superiore a 33 kW.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0 nelle condizioni di:

- assenza di generazione;
- assenza di motori;
- assetto di esercizio con corrente di cortocircuito minima.

5.1.4 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi al dispositivo generale (o equivalenti) e agli impianti dell'Utente a monte (lato rete di distribuzione) di tale dispositivo (15) devono essere pari ai valori definiti nella serie di Norme CEI EN 50470 equivalenti alla Categoria III. La tenuta a frequenza industriale deve essere pari a 2 500 V per 5 s, ai sensi della Norma CEI EN 60898-1 oppure della CEI EN 61009.

5.1.5 Livello di protezione contro le scariche atmosferiche

La protezione delle persone dagli effetti delle scariche atmosferiche è oggetto della Norma CEI EN 62305. L'applicazione di tale Norma può comportare l'installazione di SPD (Limitatori di sovratensioni di bassa tensione) sull'impianto dell'Utente e/o sulla rete BT del DSO.

La guida CEI 81-27 contiene le indicazioni per applicare le misure di protezione contro le sovratensioni nei casi in cui è necessario coinvolgere il DSO ai fini della realizzazione di tale protezione.

5.2 Caratteristiche di esercizio

5.2.1 Funzionamento della rete BT

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

5.2.2 Funzionamento di porzioni di rete BT di distribuzione in isola intenzionale

Il DSO può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete BT. L'esercizio in isola intenzionale può avvenire anche stipulando accordi con titolari di impianti di produzione e/o eventuali Utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete BT interessata.

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

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

---

(15) Si ricorda che i contatori di energia elettrica sono assoggettati alla Direttiva 2004/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e che la Norma CEI EN 50470-3 "Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a)" è armonizzata ai fini della direttiva succitata.
Si noti, inoltre, che la Norma IEC 62052-31 (in fase di progetto al voto), relativa agli aspetti di sicurezza dei contatori di energia elettrica, prevede anch'essa la Categoria III. Il CT 13 del CEI monitora l'evoluzione normativa del TC 13 del CENELEC nel caso di recepimento di Norme IEC e/o EN che modifichino le attuali prescrizioni sui livelli di tenuta dell'isolamento per i contatori.

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 DSO, nella definizione delle porzioni di rete BT 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 BT in isola intenzionale, il DSO, 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, con particolare riferimento ai requisiti di 5.1.2;
- 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.

5.2.3 Eliminazione dei guasti

Le reti di distribuzione BT sono generalmente protette contro le sovracorrenti mediante dispositivi di protezione a massima corrente.

Il DSO è comunque tenuto ad evitare le masse nell'impianto di rete per la connessione presso l'utenza.

Il sistema di protezione della rete BT è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione di cortocircuiti in tempi correlati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili. Non sono adottate misure di protezione (di tipo elettrico) contro l'interruzione di uno o più conduttori di fase (anche per intervento di fusibili) o del conduttore di neutro. Il DSO è comunque tenuto a mantenere la continuità del conduttore di neutro, evitando che gli apparecchi monofase degli utenti possano essere alimentati in serie tra due fasi. L'Utente deve invece provvedere alla protezione per mancanza di fase delle utenze trifase.

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

5.2.4 Automatismi di rete

Nelle reti di distribuzione BT non è in genere prevista l'effettuazione della richiusura automatica rapida e/o lenta. Tuttavia, gli Utenti BT sono soggetti alle richiusure automatiche rapide e/o lente operate sulla rete MT che alimenta il trasformatore MT/BT di cabina secondaria.

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

5.3 Qualità del servizio sulle reti BT

La qualità del servizio riguarda sia la continuità della fornitura sia la qualità della tensione.

A livello italiano, la qualità del servizio sulle reti di distribuzione BT è definita e descritta dalla CEI EN 50160. Tale Norma, opportunamente richiamata nei contratti di fornitura, deve essere rispettata dal DSO nei confronti degli Utenti.

Secondo tale Norma, alcuni aspetti della qualità del servizio (frequenza, variazioni lente della tensione, armoniche, flicker, dissimmetria) costituiscono fenomeni continui, per i quali la CEI EN 50160 prevede limiti da rispettare da parte del DSO. Altri aspetti della qualità del servizio (interruzioni; buchi di tensione; variazioni rapide ecc.) hanno invece carattere di eventi, per i quali la Norma medesima non contiene limiti, ma solo valori indicativi, riportati nell'Allegato B della stessa.

A livello nazionale, la continuità del servizio è regolata dalle vigenti Delibere dell'ARERA.

5.3.1 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.

5.3.1.1 Continuità del servizio

Le interruzioni senza preavviso che si possono verificare si distinguono in:

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

5.3.1.2 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 (fluttuazioni, ecc);
- squilibrio di tensione.

Per un elenco sistematico ed esaustivo dei parametri di qualità della tensione, si veda la Norma CEI EN 50160.

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie presenti in rete, l'Utente, qualora lo ritenga necessario, adotta opportuni provvedimenti (per esempio, installare adeguate protezioni) che separino il proprio impianto dalla rete al superamento dei limiti fissati dall'Utente stesso. L'intervento di tali protezioni, nel caso di Utenti attivi, deve essere concordato con il DSO.

5.3.2 Conduzione delle reti di distribuzione

Il DSO è responsabile della conduzione delle reti, della relativa manutenzione e della sicurezza di persone e cose nei limiti stabiliti dai vigenti provvedimenti legislativi e dalle norme tecniche.

La conduzione delle reti di distribuzione comprende la supervisione dello stato degli impianti di rete, 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.

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, secondo quanto previsto nell'eventuale Regolamento di Esercizio.

Nelle attività di conduzione della rete (quali, ad esempio, modifiche dell'assetto di rete, riparazioni, ecc.) il DSO è tenuto a rispettare il senso ciclico delle fasi al punto di connessione di Utenti trifase.

5.3.3 Sistemi di comunicazione

Nella rete possono essere presenti apparati di misura, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telegestione dei contatori (e delle apparecchiature in generale) da parte del DSO. Il DSO può utilizzare, nel rispetto della normativa vigente, la propria rete BT per la trasmissione dei segnali/dati. Salvo specifica autorizzazione degli organi preposti, non è ammesso all'Utente l'utilizzo della rete BT di distribuzione per la trasmissione di segnali o dati.

5.3.4 Indisponibilità per lavori

Limitazioni allo scambio di potenza con gli Utenti possono essere necessarie durante la manutenzione programmata; tali limitazioni sono preliminarmente comunicate agli Utenti coinvolti.

Gli interventi di manutenzione programmata sono regolati dalle delibere vigenti (TIQE).

6 Criteri per la scelta del punto di connessione alla rete, e degli schemi di connessione

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 utenza 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 alle scelte impiantistiche e definisce soluzioni tipiche per i casi ricorrenti.

6.2 Definizione della connessione

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione BT 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 tipologia di connessione (monofase o trifase) e punto della rete di distribuzione al quale l'impianto dell'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla potenza e alle esigenze di esercizio dell'impianto stesso e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;

P2 schema d'inserimento dell'impianto (antenna, derivazione a T, ecc.).

I passi P1 e P2 sono descritti unitariamente ai seguenti Paragrafo 6.3 e 6.4.

Ulteriori specificazioni circa il passo P2 sono fornite al Paragrafo 7.1.

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

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

Tali scelte sono operate dal DSO sulla base dei dati di seguito elencati.

1) Potenza disponibile in prelievo (Utenti passivi, ai sensi del TIT); potenza disponibile in immissione (Utenti attivi, ai sensi del TICA), nonché 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) Dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale.
3) Caratteristiche della rete limitrofa.
4) Contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in alcun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal DSO, considerando tutti i contributi dell'impianto (generatori, motori, ecc.) indipendentemente dalla massima potenza scambiabile. A tale riguardo, la corrente massima di cortocircuito raggiunta a seguito della nuova connessione non deve essere superiore al 120 % dei valori convenzionali indicati in 5.1.3.
5) Tutte le apparecchiature presenti nell'impianto d'utenza, 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.
6) Esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio.
7) Esigenze dell'Utente in merito a variazioni lente, buchi di tensione, potenza di cortocircuito, qualità della tensione.

In genere, la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione (prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio) è indicata nella Tabella 5. Di conseguenza, per richieste di potenza superiori a 100 kW, è facoltà del DSO proporre la connessione in MT(16)

Tabella 5 – Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione

Potenze kW	Livello di tensione della rete
≤ 100	BT
> 100 ÷ ≤ 200	BT o MT

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

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.

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

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

(16) Le potenze indicate in Tabella, sono quelle in immissione, ma la connessione dei generatori (ad esempio direttamente connessi oltre 200 kVA) deve essere sempre verificata per quanto riportato nella Norma CEI 0-16 – Vedia anche il Paragrafo 7.4.10.

Per tale motivo alla determinazione dello schema d'inserimento concorrono i seguenti fattori:

- la potenza dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di cabine secondarie;
- la possibilità di ampliamento di cabine secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del DSO;
- 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.).

Qualora l'Utente opti per soluzioni diverse da quella inizialmente indicata dal DSO e qualora tali soluzioni siano tecnicamente attuabili, il DSO realizza tali soluzioni secondo le condizioni economiche specificatamente indicate per tali casistiche dall'ARERA.

6.4.1 Schemi d'inserimento

I principali schemi di inserimento sono i seguenti.

- Su linee/cabine (CS) esistenti:
  - in derivazione rigida a T;
  - in derivazione da cassetta di sezionamento;
  - inserimento in antenna su cabine secondarie esistenti.
- Su nuove cabine (CS):
  - inserimento in antenna su cabina secondaria di nuova installazione.

Ulteriori specificazioni circa i possibili schemi di inserimento sono riportate in 7.1.

6.4.2 Affidabilità dei diversi schemi di connessione

L'affidabilità dello schema di connessione è correlata 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 rete per la connessione.

Le diverse soluzioni di connessione sono contraddistinte da differenti livelli di affidabilità.

Parte 3 – Regole di connessione alle reti BT

7 Connessione alla rete

7.1 Schemi di inserimento

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento nella rete del DSO degli impianti di connessione sono riportati nella Figura 3 (dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo Utente).

7.1.1 Inserimento in antenna da cabina MT/BT esistente (schema A)

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla cabina secondaria MT/BT al fine di consentire la connessione di un'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.

7.1.2 Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema B)

Per inserimento rigido a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea.

7.1.3 Inserimento in derivazione a T su una linea esistente con dispositivo di sezionamento verso l'utente (schema C)

Per inserimento a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con un dispositivo di sezionamento e/o protezione.

7.1.4 Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema D)

Per inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con origine dalla cassetta medesima con un dispositivo di sezionamento verso l'utenza eventualmente equipaggiato con un dispositivo di protezione.

7.1.5 Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema E)

Per inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con origine dalla cassetta medesima con due dispositivi di sezionamento verso l'utenza eventualmente equipaggiato con un dispositivo di protezione.

7.1.6 Inserimento in antenna da cabina MT/BT di nuova installazione (schema F)(17)

L'inserimento prevede la realizzazione di una cabina secondaria MT/BT, nonché di una nuova linea direttamente sottesa dalla medesima cabina al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento può essere adottata qualora, in relazione alle condizioni della rete BT, vi siano motivate esigenze del DSO (insufficienti margini di potenza da CS esistenti, elevate richieste di potenza da parte dell'Utente).

(17) La soluzione F può essere impiegata per nuovi sviluppi di rete, nella prospettiva che la nuova CS serva, in futuro, ulteriori utenze BT.

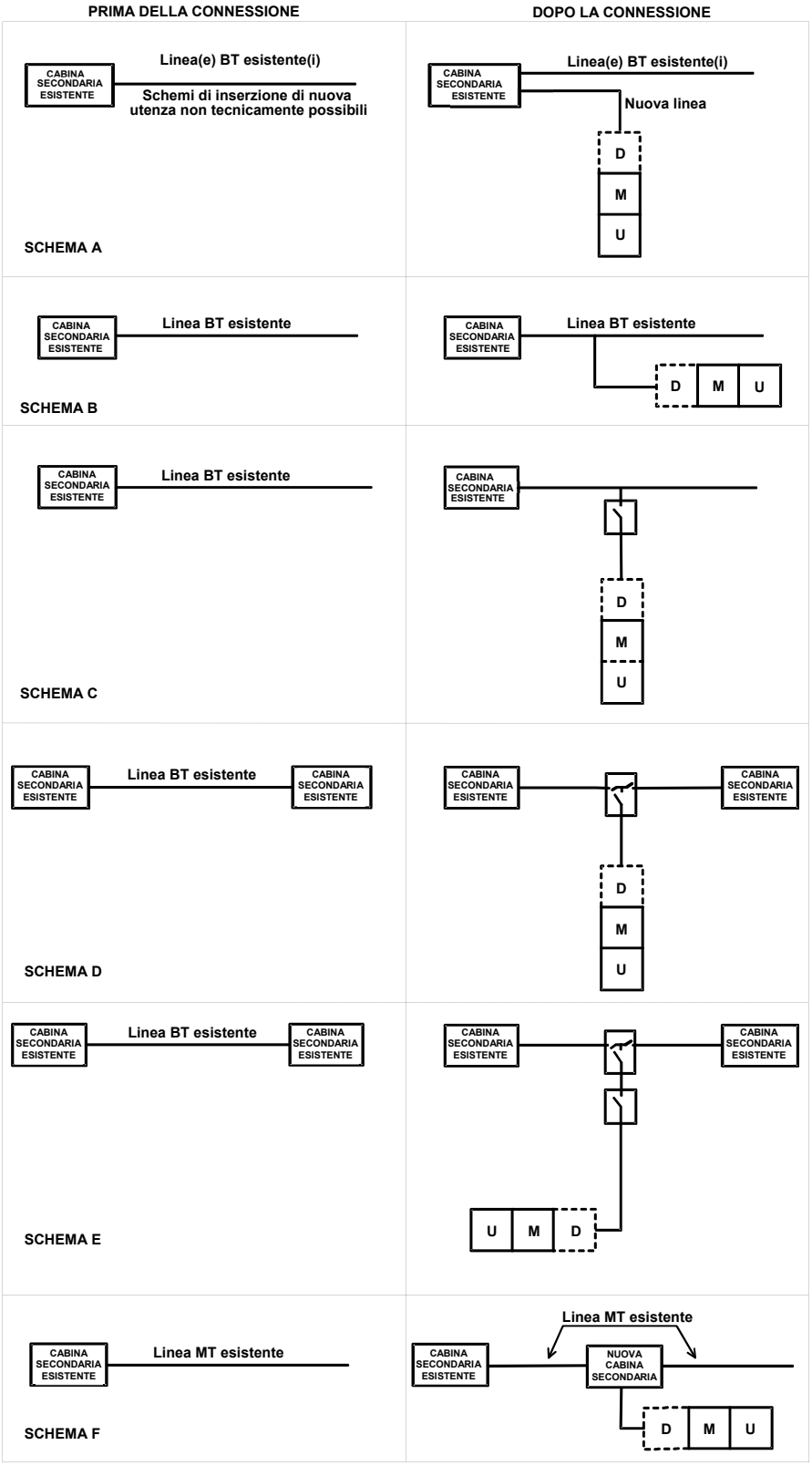


Figura 3 – Schemi di inserimento dell'impianto di Utente

Legenda:
D = impianto di rete per la connessione
M = misura
U = impianto di Utente (vedere le definizioni 3.41 e 3.37)

7.2 Soluzioni indicative di connessione

Nel presente paragrafo, sono riportati i 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 Tabella 6 seguente riassume le indicazioni generali (a carattere non strettamente vincolante) sulla scelta degli schemi di inserimento, in funzione della tipologia di utenza e della relativa potenza.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tabella 6 segue le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportate nel Paragrafo 6.4.2.

Tabella 6 – Soluzioni indicative per la connessione alle reti di distribuzione BT

	Potenza (a) (b) (c) **[kW]**	**Rete**	**A/F**	**B**	**C**	**D**	**E**
			in antenna da cabina MT/BT	**in derivazione rigida**	**in derivazione a T con dispositivo di sezionamento verso l'utente**	**in derivazione a T da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema D)**	**in derivazione a T da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema E)**
Utenti passivi/attivi	1,5 – 6,6	BTm	–	X	X	–	–
		BT	–	X	X	–	–
	6,6 – 33	BT	–	X	X	X	X
	33 – 100	BT	X	–	X	X	X
	100 - 200	BT	X	–	–	–	X
		MT	nc	nc	nc	nc	Nc

(a) Nel caso di forniture destinate ai condomini, ovvero a lotti di impianti (TICA), la potenza da considerare ai fini della è quella complessiva, compresi i servizi comuni.

(b) Il DSO può connettere le forniture con potenza impegnata fino a 10 kW, su richiesta dell'Utente, o con connessione monofase o con connessione trifase.

(c) Il DSO ha la facoltà di connettere Utenti attivi o passivi con connessione monofase fino a 10 kW.

Legenda

Potenza:
per gli Utenti passivi si deve intendere la potenza disponibile;
per gli Utenti attivi si deve intendere il massimo tra la potenza in immissione richiesta e la potenza disponibile.

BTm connessione monofase
x: soluzione generalmente utilizzata
–: soluzione generalmente non utilizzata
nc: casistica non considerata in questa tabella

7.3 Schemi di collegamento dell'impianto per la connessione

A prescindere dalla soluzione di connessione prescelta, per l'impianto di rete per la connessione si possono avere esclusivamente le configurazioni impiantistiche di cui alle seguenti, Figura 3 e Figura 5. Per gli Utenti attivi, qualora i dispositivi per la realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso (titolari di punto di immissione), essi devono essere protetti dall'Utente e quindi essere collocati a valle del Dispositivo generale (DG). Circa le diverse soluzioni possibili per i contatori di misura di impianti di utenze attive, si rimanda a quanto indicato nell'Articolo 12[18].

(18) Sia per gli Utenti Passivi che per gli Utenti Attivi, le disposizioni per la misura dei parametri di energia attiva, potenza attiva massima, energia reattiva correlati ad altri parametri quali, ad esempio, la potenza a disposizione dell'Utente, la presenza o meno di limitatori di carico sul contatore sono contenuti nei provvedimenti regolatori dell'ARERA.

7.3.1 Impiego di dispositivi atti alla limitazione della potenza prelevata/immessa

In funzione del valore di potenza richiesto in fase di connessione (o in fase successiva) è data la possibilità, per il DSO, di impiegare dispositivi finalizzati alla limitazione della potenza prelevata dall'utente [19].

7.3.1.1 Utenti passivi fino a 30 kW compresi

Generalmente, per potenze contrattualmente impegnate fino a 30 kW [20], il DSO mette a disposizione, in prelievo, una potenza massima pari a quella sottoscritta alla stipula del contratto, aumentata del 10 % (potenza disponibile). Il contenimento dei prelievi entro detto limite viene attuato mediante l'utilizzo di Dispositivi Limitatori di Potenza (DLP, vedi Figura 4 – Schemi A (utenza passiva) e B (utenza attiva)).

Anche per forniture al di sotto di 30 kW, per particolari tipologie impiantistiche, è facoltà del DSO non installare alcun DLP (p.es, ascensori, ecc.). Tale soluzione è identica a quella di Figura 4 - Schema A, privato del DLP.

7.3.1.2 Utenti passivi con potenza oltre 30 kW

Generalmente, per richieste di potenza oltre i 30 kW, il DSO rende disponibile una potenza pari al valore richiesto ed in questo caso non installa dispositivi di limitazione della potenza [21] (vedi Figura 4 - Schema C e Figura 5 – Schema A).

Il DSO installa un contatore dell'energia elettrica in grado di rilevare il massimo valore della potenza prelevata. In caso di sistematici prelievi di potenza, determinati come potenza attiva massima prelevata su base quarto d'ora, eccedenti il livello della potenza disponibile, può procedere all'adeguamento contrattuale relativo alla medesima potenza disponibile (TIC dell'ARERA).

Normalmente, si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile, in prelievo, effettuato in almeno due distinti mesi nell'anno solare TIC).

Il DSO ha facoltà di installare limitatori della potenza prelevata oltre la potenza disponibile tenendo in considerazione le esigenze di sicurezza della rete.

L'installazione deve avvenire previa comunicazione all'Utente che deve mettere a disposizione uno spazio adeguato.

La manovra di riarmo del limitatore di potenza deve essere attuabile anche da parte dell'Utente.

7.3.1.3 Connessione di Utenti Attivi che si configurino come Punti di Immissione

Per quanto riguarda la connessione alla rete di Utenti attivi, il DSO è responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica scambiata.

Il DSO ha facoltà di verificare che la massima potenza immessa in rete non risulti superiore a quanto è regolamentato dall'ARERA.

Normalmente, si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile, in immissione, effettuato in almeno due distinti mesi nell'anno solare.

(19) In prospettiva, tali dispositivi potranno riguardare anche la limitazione della potenza immessa dall'Utente.

(20) Tale valore è riferito alla potenza contrattuale, vedi TIC dell'ARERA.

(21) In casi particolari (ad es. utenze temporanee, ad uso cantiere, ecc.), previa comunicazione all'Utente, è consentita la limitazione della potenza disponibile dell'impianto per potenze superiori a 30 kW, nelle more dei necessari sviluppi di rete. Tale limitazione sarà realizzata mediante idoneo dispositivo installato a cura del distributore DSO, secondo le modalità stabilite dall'Autorità.

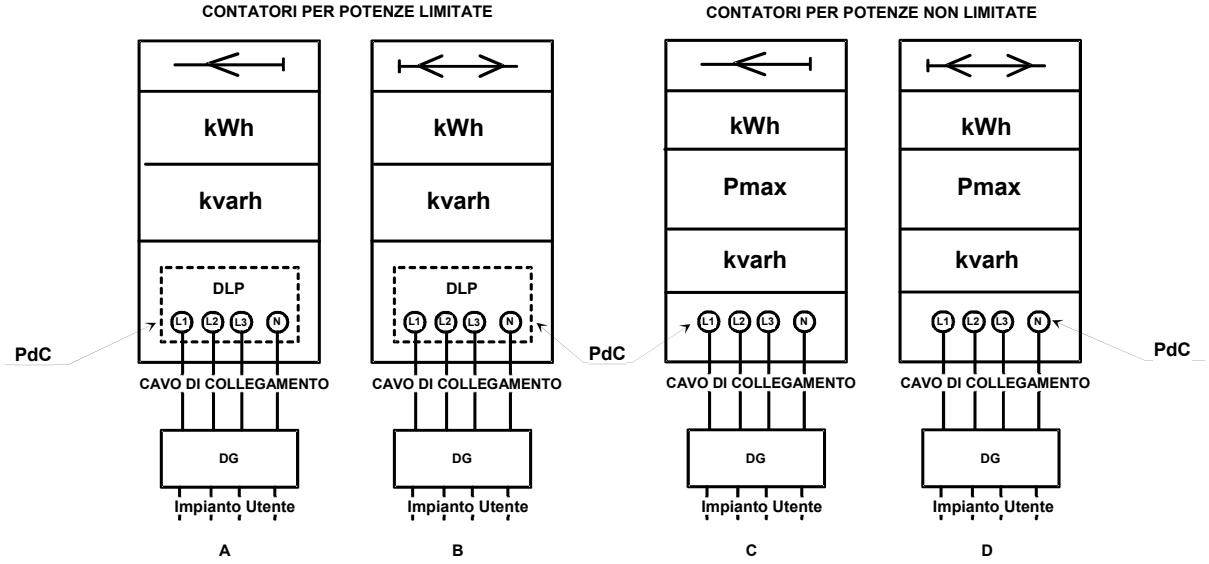


Figura 4 – Schema di collegamento per utenze passive ed attive con immissione parziale dell'energia elettrica prodotta o per utenze attive con immissione totale di energia– Misure dirette

NOTA 1 Le potenze reattive devono essere misurate per potenze disponibili superiori a 16,5 kW.

Legenda

Schema A	Utenza passiva limitata
Schema B	Utenza attiva limitata
Schema C	Utenza passiva non limitata
Schema D	Utenza attiva non limitata
DLP	Eventuale dispositivo per la limitazione della potenza attiva
DG	Dispositivo di protezione generale dell'Utente

NB: Gli schemi B e D sono relativi a utenze con immissione parziale dell'energia o per utenze con immissione totale di energia per le quali sia previsto un secondo contatore per la misura dell'energia prodotta (vedi Paragrafo 12.1).

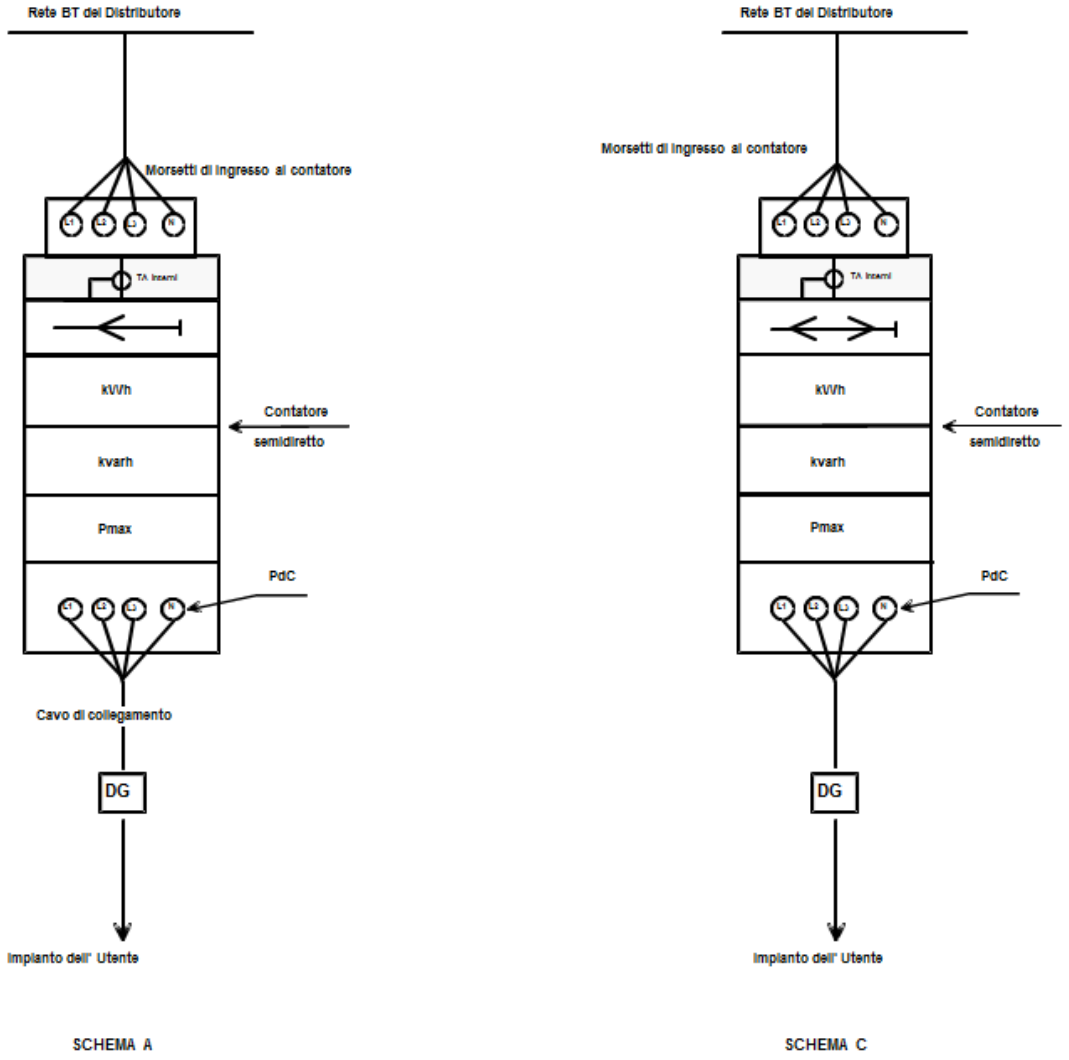


Figura 5 – Schema di collegamento di utenze con misura semidiretta

Legenda:

Schema A	Utenza passiva non limitata con misura semidiretta
Schema C	Utenza non limitata con immissione parziale o totale dell'energia prodotta con misura semidiretta
PdC	punto di connessione
DG	dispositivo generale dell'Utente

NB – Lo schema C è relativo a utenza con immissione parziale dell'energia o di immissione totale dell'energia elettrica prodotta per il quale è previsto un secondo contatore per la misura dell'energia prodotta (vedi Paragrafo 12.1).

7.4 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 e all'impianto di rete per la connessione relativamente a tutte le categorie di Utenti. Specificazioni ulteriori sono contenute nei paragrafi dedicati alla categoria degli Utenti attivi (Articolo 8).

7.4.1 Punto di connessione

Il punto di connessione coincide con i morsetti di valle del contatore per tutti gli Utenti.

Il punto di connessione è solitamente collocato al limite di proprietà e direttamente accessibile da pubblica via, salvo quanto previsto in 7.4.11.

A monte del punto di connessione la proprietà e la competenza funzionale sono del DSO; a valle sono dell'Utente.

Al sensi del TIME sono di competenza del DSO l'installazione e la manutenzione dei contatori 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 immessa dal produttore, nonché 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.

7.4.2 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano sia all'impianto di rete per la connessione che all'impianto di utenza (limitatamente al PdC e DG).

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere realizzate a regola d'arte; a tal fine è sufficiente che siano conformi alle norme tecniche in vigore al momento dell'invio all'Utente della soluzione tecnica minima per la connessione.

I componenti dell'impianto di utenza (rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete, quali sono in generale DG, DDI, SPI) devono essere forniti da costruttori con sistema di gestione per la qualità certificato.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria, corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito possibili in un qualsiasi punto di connessione sulla rete [22] (valori definiti in 0, ovvero comunicati dal DSO).

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, TA ecc., per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche tecniche della rete (valori definiti in 0), ovvero comunicati dal DSO.

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

7.4.3 Impianto di rete per la connessione

La realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'impianto di rete per la connessione sono di pertinenza del DSO.

7.4.3.1 Punti di prelievo e immissione

Per i punti di prelievo ed immissione, l'impianto di rete per la connessione comprende il contatore, inclusa la morsettiera a valle del contatore stesso; in questo caso, ai sensi del TIME l'installazione e la manutenzione del contatore (morsettiera inclusa) sono di competenza del DSO.

(22) Si ricorda che i contatori di energia elettrica sono assoggettati al D.Lgs n. 22 del 2 febbraio 2007 (recepimento della Direttiva MID 2004/22/CE) e che la Norma CEI EN 50470-3 "Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a)" è armonizzata ai fini del D.Lgs succitato.

7.4.4 Impianto di utenza per la connessione[23]

L'impianto d'utenza ha origine con i morsetti di valle del contatore (o sistema di misura); pertanto, le figure del presente paragrafo riportano il contatore (o sistema di misura) medesimo per ovvia necessità di completezza. In particolare, si tratta del contatore destinato a rilevare l'energia scambiata con la rete di distribuzione.

L'impianto d'utenza consiste in:

- cavo di collegamento (costituito da un solo conduttore per ciascuno dei morsetti del contatore);
- dispositivo generale (DG), eventualmente costituito da più DGL (massimo 3 (tre)), vedi Figura 6 – Uso di DGL per la protezione dell'impianto dell'Utente in alternativa al dispositivo generale dell'Utente (DG), eventualmente costituito da più DGL, deve essere posto, nel caso più comune, immediatamente a valle del punto di connessione (PdC) e cavo di collegamento (C) di lunghezza trascurabile.

In alternativa, sono praticabili le soluzioni descritte in 7.4.6.1.

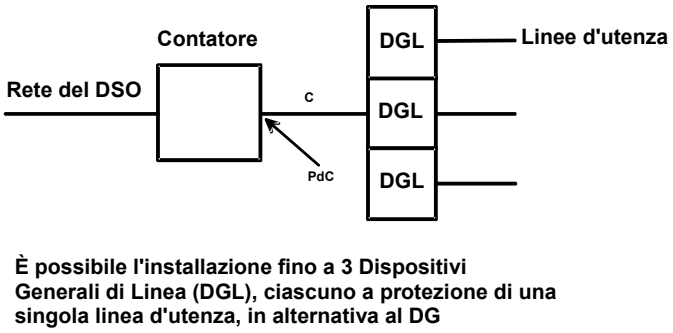


Figura 6 – Uso di DGL per la protezione dell'impianto dell'Utente in alternativa al DG

L'impianto di utenza deve essere costruito a regola d'arte e rispondere alla vigente legislazione in materia di sicurezza, tenendo in debito conto il tipo di sistema elettrico indicato nella presente Norma (sistema TT).

Le caratteristiche elettriche (corrente ammissibile di breve durata, potere di interruzione, tensione nominale, livello dell'isolamento, ecc.) dei componenti (interruttori automatici, interruttori di manovra-sezionatori, cavi, sezionatori ecc.) costituenti l'impianto devono essere adeguate al tipo di installazione e alle indicazioni assunte in 0 e 5.1.4, ovvero comunicate dal DSO.

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da interruttore automatico onnipolare conforme alla Norma CEI EN 60898 oppure conforme alla Norma CEI EN 60947-2 se adatto al sezionamento. Il suddetto interruttore deve avere un potere di interruzione (o potere di cortocircuito) non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito stabiliti al punto 0.

In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla Norma CEI EN 60947-3), nel rispetto dei requisiti di cui sopra.

(23) Si ricorda, in proposito, che secondo il DM 37/08, Articolo 8, commi 3 e 4, gli utenti hanno il dovere di consegnare al DSO e/o venditore di energia elettrica copia della dichiarazione di conformità (senza allegati), o di rispondenza, entro trenta giorni dall'allacciamento di nuova fornitura, o in occasione della richiesta di aumento della potenza impegnata, nei casi indicati nel decreto stesso.

Secondo il successivo comma 5 dello stesso articolo il fornitore o il DSO di energia elettrica, decorso il termine di 30 giorni senza che sia prodotta la documentazione suddetta i, previo congruo anticipo, sospende la fornitura.

7.4.5 Punti di connessione multipli e alimentazioni di emergenza

Quando siano previsti punti di connessione multipli e/o altre alimentazioni elettriche, derivate da gruppi di generazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e/o da gruppi statici di continuità comunque non riferibili ad UPS, alternative a quella principale, devono essere previsti dall'Utente opportuni interblocchi come previsto al punto 8.4.3 (fatto salvo quanto indicato nel Paragrafo 8.4.2 "Funzionamento di breve durata in parallelo").

7.4.6 Responsabilità per la sicurezza

Il DSO 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 rete per la connessione o dell'impianto di utenza per la connessione, gli Utenti devono adottare regole coerenti con le procedure adottate dal DSO prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro previsti dalla Norma CEI 11-27 per i lavori elettrici.

Per attuare gli interventi, l'Utente ed il DSO devono utilizzare specifiche procedure organizzative. Nel caso di Utenti attivi, è necessario prevedere l'individuazione di operatori e organismi tipici, nonché l'utilizzazione di documenti specifici per lo scambio di informazioni.

Il DSO e gli Utenti aggiornano le procedure operative in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

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

7.4.6.1 Protezione del cavo di collegamento

Conformemente alla definizione di cavo di collegamento, la protezione di tale cavo contro le sovracorrenti è di responsabilità dell'Utente, mentre la protezione contro le sovracorrenti dell'impianto di rete a monte del punto di connessione, incluso il contatore, è di responsabilità del DSO.

Salvo cavi di collegamento posati nei luoghi a maggior rischio in caso di incendio, la protezione contro sovraccarico può essere svolta dai dispositivi posti a valle del medesimo cavo (DG, ovvero DGL, in numero non superiore a tre) (24)

La protezione contro il cortocircuito del cavo di collegamento può essere omessa se sono verificate contemporaneamente le condizioni di cui all'Paragrafo 473.2.2.1 della Norma CEI 64-8; in particolare, il cavo di collegamento:

- deve avere una lunghezza non superiore a 3 m;
- deve essere installato in modo da ridurre al minimo il rischio di cortocircuito;
- non deve essere posto in vicinanza di materiale combustibile né in impianti situati in luoghi a maggior rischio in caso di incendio o con pericolo di esplosione.

La protezione contro il cortocircuito del cavo di collegamento deve rispettare i requisiti indicati nella Norma CEI 64-8.

7.4.7 Protezione contro i guasti a terra e sezionamento

Il cavo di collegamento deve far parte di una conduttura che non presenti masse.

L'interruttore automatico, o di manovra, qualora presente nel contatore ed accessibile all'Utente, può essere inoltre utilizzato per il sezionamento dell'impianto utilizzatore, anche se il DSO non è tenuto a garantire l'efficienza di tale dispositivo.

(24) Nei luoghi a maggior rischio in caso di incendio il DG/DGL deve essere quindi installato subito a valle del contatore (cavo di collegamento di lunghezza trascurabile).

In ogni caso, qualsiasi dispositivo di manovra accessibile all'Utente posto in corrispondenza del punto di connessione deve avere potere di interruzione e di chiusura, in condizioni di cortocircuito, adeguati alle correnti di cui al punto 290.

7.4.8 Indisponibilità per manutenzione

L'interruzione del servizio all'Utente per effettuare la manutenzione ordinaria dei propri impianti ed apparecchiature è attuata secondo modalità specificate nel contratto di connessione.

Il DSO ha comunque la facoltà di interrompere il servizio, anche senza preavviso, se ritenuto necessario per emergenze di rete e pronto intervento.

7.4.9 Caratteristiche dei locali

L'Utente deve mettere a disposizione del DSO idonei spazi per l'impianto di rete per la connessione e per i complessi di misura.

7.4.9.1 Locale/vano per l'impianto di rete per la connessione

Il locale/vano deve essere di adeguate dimensioni e collocato secondo quanto previsto in 7.4.1; inoltre deve avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate all'impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dagli eventuali documenti esplicativi di dettaglio del DSO.

È responsabilità dell'Utente mantenere nel tempo le adeguate caratteristiche del locale/vano; pertanto, manutenzioni e pulizie del locale stesso sono di esclusiva competenza dell'Utente.

Il locale/vano ospitante i complessi di misura deve essere sempre accessibile all'Utente e al DSO in condizioni di sicurezza. Deve essere inoltre sempre garantito dall'Utente l'accesso al locale/vano in condizioni igieniche adeguate alla relativa funzione.

La posizione del locale/vano deve essere tale che apparecchiature e linee BT, necessarie per la connessione, possano essere realizzate, esercite e manutenute nel rispetto delle vigenti norme sugli impianti e sulla sicurezza.

In particolare, il locale/vano contatori deve essere realizzato in modo che:

- i contatori dell'energia elettrica non coesistano con i contatori del gas;
- sia ubicato preferibilmente allo stesso livello del piano stradale;
- abbia dimensioni commisurate al numero di contatori.

In caso di locale, esso:

- deve avere un'altezza minima di 2 m;
- deve essere dotato di un adeguato impianto d'illuminazione, realizzato a regola d'arte, a cura dell'Utente e sotteso all'impianto dell'Utente stesso;
- deve essere accessibile da parte del DSO.

In caso di involucro installato all'aperto, esso deve essere idoneo a impedire l'ingresso di acqua e garantire un'idonea protezione meccanica.

I dettagli costruttivi del locale/vano per i gruppi di misura e le opere per l'impianto di rete per la connessione a carico dell'Utente devono essere forniti nella documentazione di connessione a cura del DSO; in ogni caso la realizzazione delle opere a carico dell'Utente deve essere preventivamente concordato con il DSO.

Prima del perfezionamento della connessione, l'Utente deve fornire la dichiarazione attestante che le specifiche del locale siano rispondenti a quanto sopra prescritto.

7.4.9.2 Opere a cura dell'Utente e del DSO

Devono essere eseguite a cura dell'Utente le seguenti opere:

- tutte le opere civili in proprietà privata, (per esempio opere di scavo e ripristino) che si rendano necessarie per la connessione della fornitura;
- la realizzazione di tutti i cavidotti e pozzetti necessari al DSO per la posa dei cavi in area privata;
- la realizzazione del locale o vano contatori;
- la realizzazione eventuale del locale per la cabina di trasformazione MT/BT alle condizioni indicate dall'Articolo 7.4.10.

Devono essere a cura del DSO le seguenti opere:

- tutte le opere civili in area pubblica, (per esempio opere di scavo e ripristino) che si rendano necessarie per la connessione della fornitura.

7.4.10 Locali/spazi per la trasformazione MT/BT

Il limite oltre il quale il DSO ha facoltà di proporre al richiedente la sola fornitura MT è fissato in 100 kW (TIC e TICA). Per potenze richieste oltre tale limite, in ogni caso entro i valori dicativi di cui alla Tabella 5, il DSO ha comunque facoltà di proporre entrambe le soluzioni (MT;BT).(25)

Qualora la fornitura avvenga al livello MT, si devono applicare le prescrizioni contenute nelle Norme CEI 0-16 e CEI EN 61936-1.

Qualora l'Utente opti per la connessione in BT per potenze superiori a 100 kW (anche come somma delle potenze disponibili di diverse forniture facenti capo al medesimo Utente e nel medesimo locale di consegna), ha l'onere di mettere a disposizione, a richiesta del DSO, un locale atto ad ospitare una cabina secondaria del DSO (indicativamente, 16 m^2) da cui il DSO medesimo derivi la connessione BT per l'Utente. In tal caso, si applicano le condizioni previste per la messa a disposizione di spazi per forniture in MT (TIC).

In ogni caso, lo spazio messo a disposizione per il locale deve risultare tale che apparecchiature e trasformatore MT/BT, necessari per la connessione, possano essere installati, eserciti e mantenuti nel rispetto delle vigenti norme sugli impianti e sulla sicurezza(26).

La prescrizione è valida per tutte le tipologie di forniture BT. Inoltre, i locali da adibire a cabine elettriche dovrebbero essere posti al confine dell'area dell'Utente; se il posizionamento di tali locali invece, non è tale, si rendono necessarie le opere di scavo e ripristino in proprietà privata e quindi a cura e carico dell'Utente. In questo caso (fornitura BT derivata da cabina secondaria esercita dal DSO), il locale destinato a ospitare la cabina deve essere realizzato secondo le prescrizioni di sicurezza di cui alle Norma CEI EN 61936-1 e CEI EN 50522.

Il centro stella del trasformatore che il DSO installa nei locali messi a disposizione dall'Utente deve essere collegato a un impianto di terra separato da quello di protezione dell'edificio.

L'impianto di terra di cabina, può essere separato o collegato rispetto a quello complessivo dell'edificio. In quest'ultimo caso, il DSO potrà avvalersi dei dispersori naturali presenti nell'edificio (tipicamente costituiti dai ferri di fondazione dell'edificio).

---

(25) La necessità di spazi anche per richieste di potenza inferiori a 100 kW, ma comunque superiori a 30 kW (anche da parte di un singolo Utente), può verificarsi in caso di particolari condizioni della rete di distribuzione esistente. In tali casi, avendo esperito la possibilità di sfruttare aree pubbliche, si raccomanda che DSO e Utente raggiungano opportuni accordi finalizzati alla messa a disposizione da parte dell'Utente di uno spazio destinato alla realizzazione di una cabina MT/BT di pertinenza del DSO. Tali accordi dovranno prevedere la valorizzazione degli spazi secondo quanto previsto dal TIC.

(26) Si evidenzia che il rispetto della normativa relativa all'esposizione umana ai campi elettromagnetici potrebbe condurre all'impegno di superfici, relative alla cabina elettrica, maggiori di 16 m^2.

In ogni caso, il DSO deve garantire la sicurezza dai rischi di elettrocuzione anche all'esterno della cabina, a seguito di un guasto a terra sulla media tensione come previsto dalla vigente normativa. A tal fine, qualora necessario, il DSO può chiedere all'Utente di adottare ulteriori opportuni provvedimenti, i cui oneri di realizzazione rimangono a carico del DSO, come sopra richiamato.

Gli oneri relativi alla fase di esercizio e manutenzione dell'impianto di terra sono a carico del DSO.

Il locale/vano contatori deve essere realizzato subito a ridosso della cabina secondaria, salvo diversi accordi con il DSO.

Soluzioni diverse, quali per esempio quelle al di sotto del piano stradale, oppure i posti di trasformazione su palo, imposte da specifiche necessità devono essere altrettanto idonee all'installazione ed all'esercizio degli impianti.

Le prescrizioni si applicano anche agli impianti esistenti nel caso di modifica della potenza in immissione ed eventualmente di quella in prelievo.

7.4.11 Condizioni aggiuntive per forniture di energia elettrica in edifici con plurime unità immobiliari

Per i punti di connessione relativi ad edifici con ingresso in comune a più unità immobiliari è necessario centralizzare i suddetti punti di connessione in apposito locale/vano (di proprietà condominiale, e realizzato a cura dell'Utente) individuato preventivamente all'interno dell'edificio, in accordo con il DSO. L'accesso ai suddetti vani deve essere consentito al DSO. In particolare, in caso di guasto o per specifiche esigenze di esercizio, l'accesso deve essere consentito in modo tempestivo.

In caso di forniture per oltre quattro unità immobiliari, il DSO ha facoltà di ottenere dal richiedente locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione di cabine di trasformazione MT/BT (TIC), alle condizioni economiche previste dalla delibera medesima [(27)].

7.4.11.1 Fornitura per i servizi comuni

Nel caso di nuovo insediamento costituito da diversi edifici, è possibile allestire più locali/vani contatori collegati tra loro tramite appositi cavidotti e pozzetti da realizzarsi a cura dell'Utente; in tal caso il contatore della fornitura per i servizi comuni (qualora unico) viene installato in uno dei locali/vani predetti (da concordare con il DSO o, se presente, in adiacenza alla cabina di trasformazione del DSO). Il numero dei tubi è strettamente correlato al numero di cavi da posare e stabilito pertanto in accordo con il DSO.

7.4.11.2 Caratteristiche dei cavidotti

I cavidotti devono transitare lungo corridoi o vani di proprietà condominiale e devono prevedere adeguate protezioni meccaniche. Le condizioni e modalità di posa di tali cavidotti devono comunque essere stabilite in accordo con il DSO (vedere Norma CEI 11-17 e Norma CEI UNI 70030).

I cavidotti sono destinati esclusivamente alla posa dei cavi del DSO; non è consentito, il transito in cantine, box o spazi privati di terzi diversi dal soggetto richiedente la connessione, salvo accordi tra le parti interessate.

Non è inoltre consentito il transito di cavidotti in locali o zone con pericolo d'esplosione o soggetti a certificato di prevenzione incendio.

(27) La valorizzazione dei locali o dei terreni deve tenere conto di eventuali vincoli sulle aree limitrofe dovuti all'esposizione ai campi elettromagnetici, ex Legge 36/2001 e successivi decreti attuativi.

I cavidotti devono essere accessibili tramite pozzetti di ispezione e servizio realizzati in calcestruzzo aventi dimensioni minime esterne di 0,6 m x 0,6 m; i pozzetti devono essere posizionati lungo le tratte diritte ogni 25/30 m ed in ogni caso in corrispondenza di nodi, cambi di direzione e/o di altezza e all'ingresso dei locali contatori (vedi Norma CEI 11-17).

7.4.12 Prescrizioni particolari per impianti destinati all'illuminazione pubblica

Questi impianti possono essere connessi alla rete di distribuzione con più punti di connessione; in tal caso si prevede che a ciascun punto di connessione corrisponda una fornitura a sé stante caratterizzata da un contatore, che il DSO installa nel vano o nel contenitore [28] per esterno che l'Utente deve mettere a disposizione in luogo sempre accessibile da strada pubblica (la Figura 7 seguente riporta un esempio).

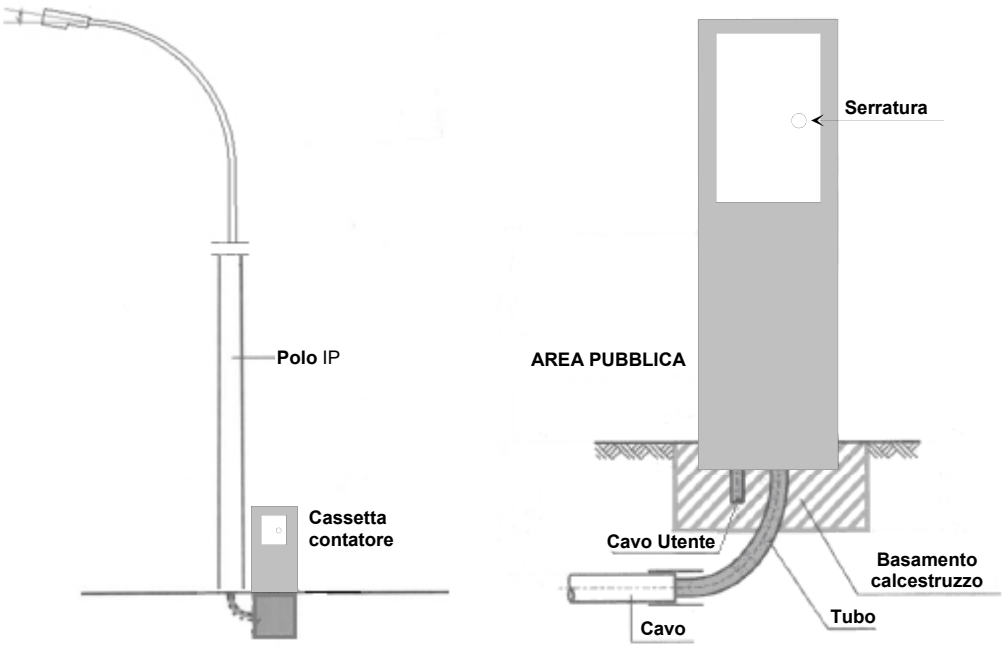


Figura 7 – Colonnina per fornitura IP

Tale prescrizione è applicabile anche agli impianti esistenti nei casi in cui le nuove necessità di energia elettrica per pubblica illuminazione nell'ambito dello stesso perimetro urbano (isola luminosa) non possano essere soddisfatte tramite gli esistenti punti di connessione.

Il punto di connessione deve essere, compatibilmente con i suddetti requisiti, il più vicino possibile all'impianto; l'Utente deve provvedere al collegamento dell'impianto al punto di connessione suddetto, installando un opportuno DG, appena a valle del punto di connessione.

A meno di eventuali disposizioni regolatorie da parte dell'ARERA, in nessun caso l'impianto deve erogare energia reattiva verso la rete del DSO, al fine di evitare disturbi sulla rete stessa.

(28) Le dimensioni sono stabilite dal DSO, con ragionevole proporzione rispetto all'entità della fornitura.

Devono essere assimilati agli impianti di illuminazione (e quindi per essi valgono le prescrizioni del presente articolo) anche gli apparecchi luminosi installati presso le seguenti utenze, qualora siano rese indipendenti elettricamente da altri impianti di Utente [29]:

- impianti di illuminazione di piazzali, scali ferroviari, monumenti, edifici di interesse artistico, ecc.;
- fari costieri e relativi servizi assimilati (ad es. i fari di segnalazione generalmente installati nell'alto di campanili, torri, ciminiere, tralicci, ecc.);
- cartelli stradali, semafori, lampeggiatori stradali, colonnine luminose e di soccorso stradale, segnali spartitraffico e ogni altro apparecchio segnaletico previsto dal vigente Codice della strada.

Nel caso di illuminazione di utenze telefoniche localizzate in area pubblica, il punto di connessione è individuato, generalmente, in un contenitore predisposto dall'Utente, il più vicino possibile alla cabina telefonica. In tale contenitore deve essere presente anche il DG dell'impianto.

7.4.13 Prescrizioni particolari per impianti destinati alle telecomunicazioni (TLC)

La connessione di impianti di utenza adibiti a servizi radiotelevisivi, telefonici e di telecomunicazione viene effettuata, generalmente, con la misurazione dei consumi e quindi con la posa in opera di apposito contatore [30].

Per la connessione deve essere previsto un unico punto di connessione individuato presso i morsetti di uscita del contatore, a cui è collegato il cavo di alimentazione dell'impianto o del singolo apparato di telecomunicazione. La connessione viene effettuata in un contenitore [31] installato dall'Utente in prossimità dell'impianto, possibilmente sullo stesso basamento dotato di pozzetto ispezionabile, preparato per accogliere sia l'apparato che il manufatto, all'interno del quale viene posato il contatore (vedi esempio in Figura 8).

(29) Per "indipendenza elettrica da altri impianti" si intende che i circuiti di alimentazione dell'impianto di illuminazione, realizzati a partire dal punto di connessione, non presentano collegamento elettrico in nessun punto con altri impianti o apparecchiature che non sono funzionali al servizio di illuminazione.

(30) Ciò non esclude il ricorso alla forfetizzazione dei consumi qualora sia prevista dalle norme vigenti o da accordi particolari.

(31) Le dimensioni saranno stabilite dal DSO.

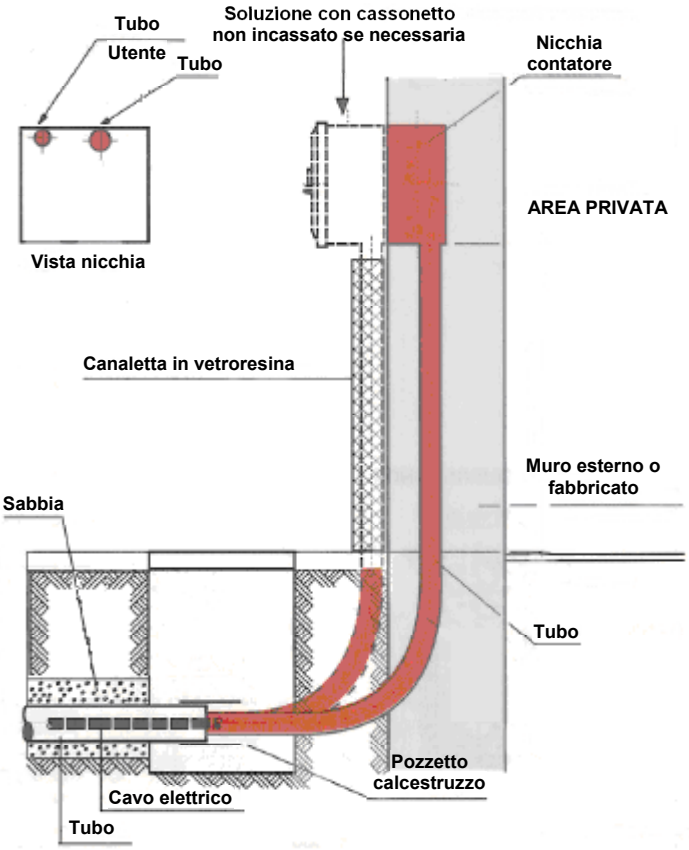


Figura 8 – Nicchia e cassonetto per forniture TLC

Nel caso di connessione di stazioni radio base o di ripetitori radio-TV, l'installazione del contatore avviene, generalmente:

- per gli impianti ubicati presso immobili dotati di locali o vani con gruppi di misura centralizzati, in detti locali o vani;
- nei restanti casi (ad esempi siti specifici recintati al limite della proprietà e/o sulla recinzione) in contenitore per esterno predisposto a cura e spese dell'Utente

Qualora l'Utente ritenga necessario per motivi di sicurezza o al fine di prevenire atti vandalici che il contatore sia collocato entro un contenitore di sicurezza, l'Utente medesimo potrà fornirlo e installarlo purché con chiusura a chiave; la relativa chiave dovrà essere resa disponibile anche al DSO. Il ~~e~~ DSO potrà depositare detta chiave in specifico contenitore portachiavi. Il contenitore portachiavi sarà fornito a cura e spese del DSO. Nel caso di siti recintati il contenitore portachiavi sarà fissato sull'esterno della recinzione a cura e spese dell'Utente.

Al DSO deve comunque essere garantita la permanente accessibilità al contatore. L'Utente ha facoltà di installare all'interno del medesimo contenitore, quando possibile, un proprio organo di protezione a valle del punto di connessione; il DG dell'Utente deve comunque essere sempre previsto, per la protezione contro le sovracorrenti e per il sezionamento, ai sensi della Norma CEI 64-8.

La posizione prevista per l'installazione del contenitore deve tenere conto della distanza fra i suddetti apparati di telecomunicazione e la rete elettrica; in particolare, nel caso di apparati facilmente trasportabili e caratterizzati da alimentazione a carattere non continuativo (ad es. multiplex telefonici, ponti radio mobili, ecc.), il punto di connessione deve essere prossimo alla rete esistente (cassetta o pozzetto stradale) e la connessione elettrica deve essere limitata alla posa di brevi tratti di cavo derivati da linee, aeree o in cavo, o da cabine esistenti senza la necessità di eseguire adeguamenti della rete BT esistente; l'Utente deve provvedere, a sua cura, al collegamento del proprio apparato al punto di connessione.

A seguito di motivata richiesta dell'Utente ed allo scopo di evitare eventuali scatti intempestivi che potrebbero pregiudicare la continuità del servizio di telecomunicazione, la limitazione della potenza può essere disattivata, previo accordo con il DSO.

Qualora in prossimità del punto di connessione sia presente una presa di collegamento alla linea telefonica pubblica, richiesta dal DSO per la gestione e l'esercizio di eventuali apparati di telecontrollo della rete o di telegestione dei gruppi di misura, devono essere presi accordi preventivi con il DSO al fine di evitare il trasferimento di tensioni pericolose.

Nel caso di connessione di apparecchi ripetitori telefonici e/o radiotelevisivi lungo strade di proprietà privata e/o autostrade o simili, l'Utente deve posizionare il contenitore del contatore all'esterno della sede stradale o autostradale con punto di connessione accessibile al DSO, senza che questo debba necessariamente utilizzare detta viabilità per accedere al contatore.

Qualora ciò non sia possibile (ad es. siti isolati o privi di viabilità esterna alternativa), l'Utente deve fornire i necessari permessi a titolo gratuito e garantire il permanente sicuro e agevole accesso e stazionamento presso il punto di connessione sia alle persone che ai mezzi eventualmente necessari.

7.4.14 Prescrizioni particolari per impianti destinati alle stazioni di carica dei veicoli elettrici

Gli impianti destinati alle stazioni di carica dei veicoli elettrici possono essere connessi con uno o più punti di connessione alla rete di distribuzione.

Nel caso di connessione multipla a ciascun punto di connessione deve corrispondere una fornitura a sé stante caratterizzata da un contatore, che il DSO installa nel vano o nel contenitore [(32)] per esterno che l'Utente deve mettere a disposizione in luogo sempre accessibile da strada pubblica (la Figura 9 seguente riporta un esempio).

(32) Le dimensioni saranno stabilite dal DSO, con ragionevole proporzione rispetto all'entità della fornitura.

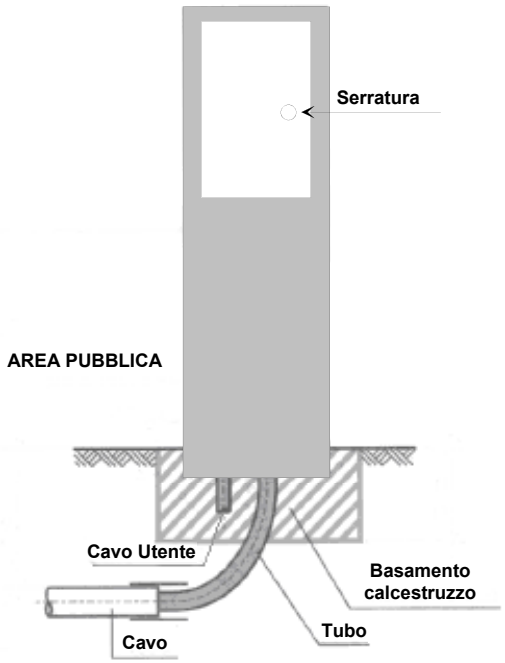


Figura 9 – Stazioni di carica dei veicoli elettrici

Il punto di connessione deve essere, compatibilmente con i suddetti requisiti, il più vicino possibile all'impianto; l'Utente deve provvedere al collegamento dell'impianto al punto di connessione suddetto, installando un opportuno DG, appena a valle del punto di connessione.

7.4.15 Prescrizioni particolari per impianti destinati a forniture temporanee (p.e., cantieri, circhi, ecc.)

Le seguenti prescrizioni si applicano alla connessione di impianti che richiedono forniture temporanee di energia elettrica, a carattere straordinario o ricorrente, effettuate in occasione di cantieri, fiere, spettacoli itineranti, manifestazioni popolari, feste patronali, politiche, religiose, eventi sportivi, spettacoli teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili o per altre attività aventi generalmente durata limitata (tipicamente inferiore a 30 giorni, ma che può superare, in rari casi, l'anno).

Nel caso di cantieri, la durata della fornitura non supera generalmente i tre anni (TIC).

Nel caso di connessione alla rete BT dei cantieri, l'impianto di rete per la connessione e la misura dell'energia deve essere effettuata, generalmente, nel luogo di utilizzazione della fornitura (ai confini del cantiere medesimo).

L'Utente deve realizzare le seguenti opere:

- cassetta di protezione(33) del contatore (completa anche di relativo supporto, se l'allacciamento è eseguito da linea in cavo sotterraneo);
- dispositivo di protezione e sezionamento (DG, immediatamente a valle del punto di connessione);
- eventuali opere edili necessarie per il posizionamento di una cabina prefabbricata di trasformazione MT/BT.

(33) Le dimensioni sono stabilite dal distributore DSO

La seguente Figura 10 mostra, a titolo di esempio, due possibili configurazioni, per allacciamento da linea aerea e da linea in cavo sotterraneo.

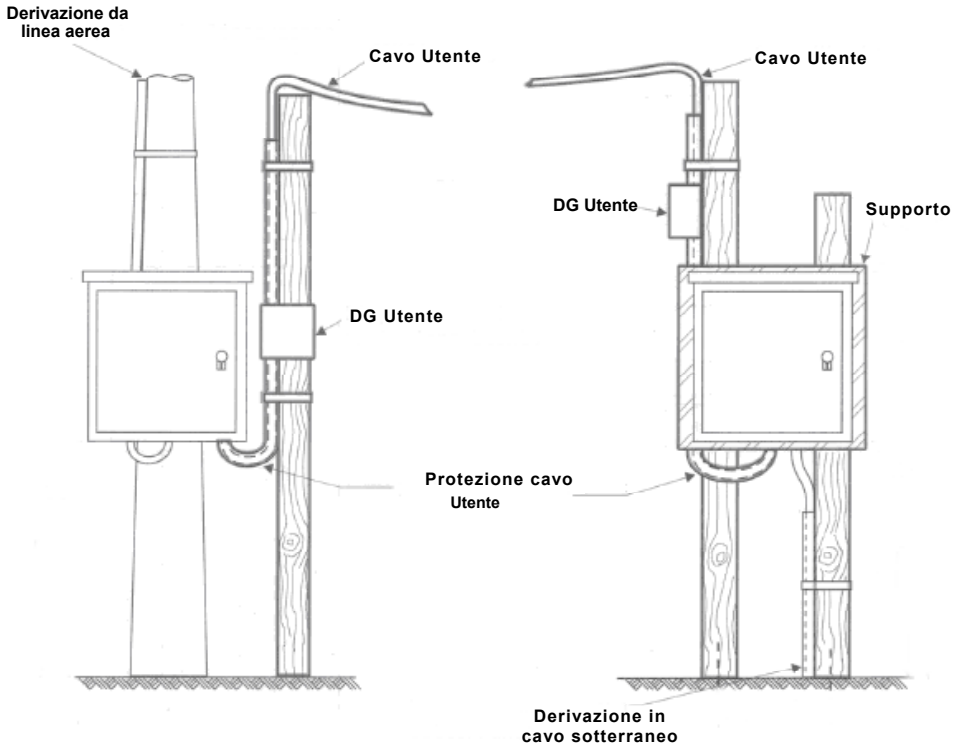


Figura 10 – Forniture temporanee

Qualora, in relazione alle esigenze di tempestività dell'allacciamento, l'Utente accetti di essere alimentato da un punto prossimo agli esistenti impianti del DSO, il punto di connessione viene dislocato presso gli impianti esistenti del DSO.

In tal caso, oltre alle opere sopra citate, l'Utente deve installare un cavo con guaina per il collegamento dal punto di connessione all'inizio dell'impianto di utilizzazione. Qualora tale conduttura sia aerea (fissata generalmente su pali), essa deve essere conforme alla Norma CEI 11-4; qualora si tratti di conduttura interrata, essa deve essere conforme alla Norma CEI 11-17.

Gli impianti di utenza a carattere temporaneo sono connessi direttamente alle linee BT mediante l'applicazione di un contatore dotato di limitatore.

Per potenze fino a 30 kW, richieste, anche con successive domande, il DSO può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori.

L'impiego dei dispositivi di limitazione della potenza disponibile deve essere compatibile con quanto regolato dall'ARERA (TIC).

In caso di fornitura non limitata, l'Utente è tenuto a concedere al DSO di controllare, quando l'impianto è in funzione, l'ordine di grandezza dei prelievi; qualora il valore di assorbimento così determinato risultasse superiore alla potenza dichiarata dall'Utente in fase di richiesta di connessione, si adottano i provvedimenti vigenti (TIC). Qualora l'impianto sia dotato di apparecchiature che costituiscono un carico certo e costante e il cui impiego sia regolato da apparecchiature di accensione e spegnimento comandate da interruttori orari automatici, installati a cura dell'Utente, viene ad essere definito anche il numero delle ore di utilizzazione ed in tal caso la posa del contatore è facoltativa (un esempio sono le "luminarie" aventi, tipicamente, caratteristiche di precarietà e di prevedibilità dei consumi).

7.4.16 Connessioni permanenti particolari

In caso di connessioni permanenti particolari (TIC) si applicano le disposizioni previste dal titolo V (Parte 2) del medesimo TIC. In particolare, in alternativa alla tradizionale connessione alla rete elettrica (oggetto di questa norma), è prevista per l'alimentazione di utenze molto distanti dalla rete (situate ad oltre 2 000 metri dalla cabina MT/BT di riferimento) o di difficile accesso (ad es. non raggiungibili con strada percorribile da automezzi) o sottoposte a particolari vincoli paesaggistici (separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna) la possibilità, per il DSO, di alimentare tali utenze per mezzo di impianti di generazione locale, ove possibile utilizzanti fonti rinnovabili, non connessi alla rete.

8 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Nel caso di Utenti attivi, oltre alle prescrizioni generali di cui in 7.4, si devono rispettare le prescrizioni di cui ai successivi paragrafi che si intendono riferite a tutte le tipologie di generatori, qualora non diversamente specificato.

La connessione di generatori a Ciclo di Rankine Organico (ORC) deve rispettare le prescrizioni previste per la connessione di

- generatori sincroni qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di generatori,
- generatori asincroni qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di generatori,
- convertitori statici qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di convertitori.

Per quanto riguarda i gruppi di generazione, le prove previste sono contenute

- nell'Allegato B per gli inverter per generatori connessi tramite convertitore statico
- nell'Allegato B bis per i sistemi di accumulo
- nell'Allegato B ter per i gruppi di generazione sincroni e asincroni

Ai fini della presente norma gli azionamenti che possono reimmettere in rete energia (frenatura a recupero) per un tempo limitato non sono considerati generatori.

8.1 Neutro consegnato dal DSO

Il neutro della rete del ~~e~~ DSO:

- non deve essere messo a terra dagli Utenti attivi durante il funzionamento in parallelo (anche transitorio) con la rete del DSO;
- deve essere interrotto durante il funzionamento in isola sull'impianto dell'Utente attivo.

8.2 Schema di connessione di un Utente attivo: dispositivi previsti

Lo schema generale per la connessione degli impianti di produzione alla rete BT del DSO è indicato nella Figura 11.

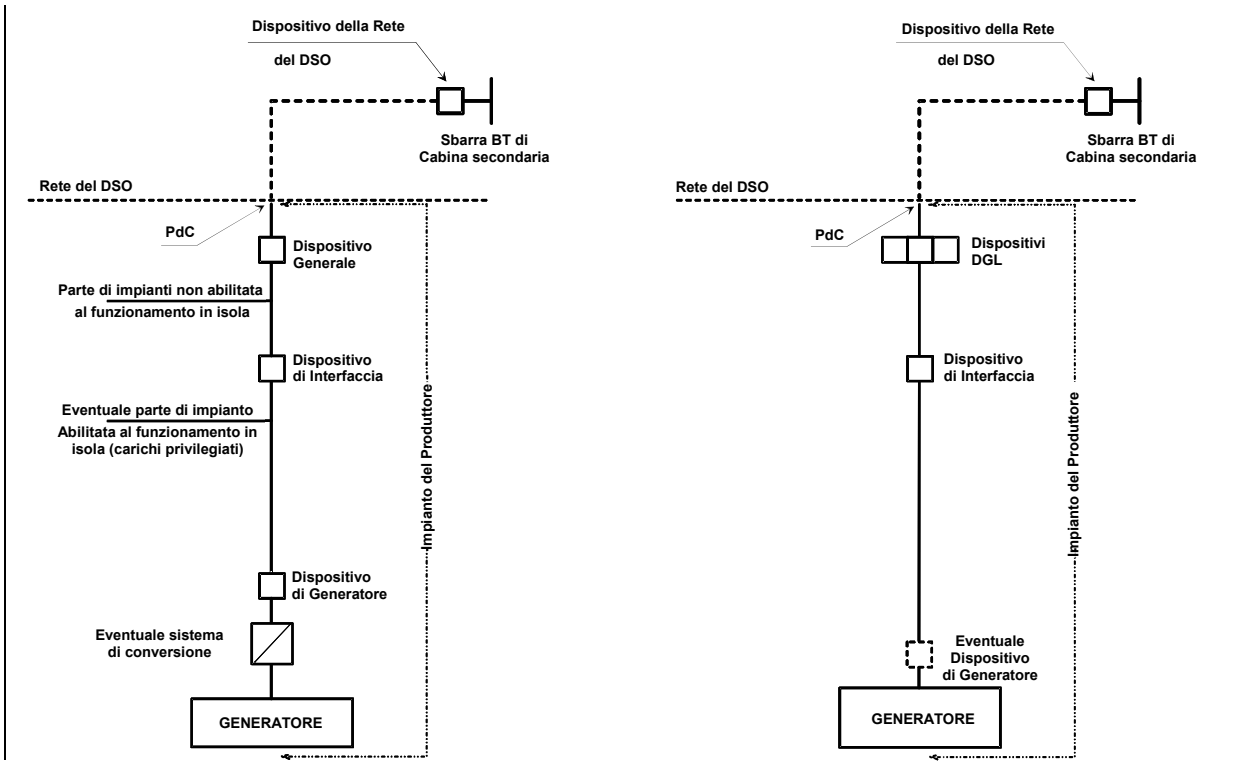


Figura 11 – Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del DSO

Nel suddetto schema sono presenti i dispositivi di seguito elencati (caso generale senza esplicitazione della/e sezioni di trasformazione e dei sistemi di misura).

Nel caso di impianti con presenza di sistemi di accumulo, lo schema di principio di Figura 11 deve essere inteso come di seguito riportato (Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16).

Nelle figure Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, la rappresentazione del generatore e del sistema di accumulo è di principio funzionale e non prescrittiva di alcuna soluzione costruttiva; altre possibili configurazioni potrebbero quindi essere diverse (ad esempio prevedere o meno la presenza di un apparato DC/DC) sempre rispettando il principio funzionale indicato. Anche le parti di rete abilitate o meno al funzionamento in isola potrebbero non essere presenti.

Negli schemi di Figura 13, Figura 14 e Figura 15 non è indispensabile la presenza del gruppo di conversione tra generatore e rete e, conseguentemente, la presenza di uno stadio in c.c.

L'addizionale dispositivo di interfaccia indicato in Figura 14 è da prevedere solo nel caso in cui l'utente necessiti di gestire separatamente il sistema di accumulo dal generatore presente nello stesso impianto durante il funzionamento in isola.

In questo caso, il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia presente nell'impianto.

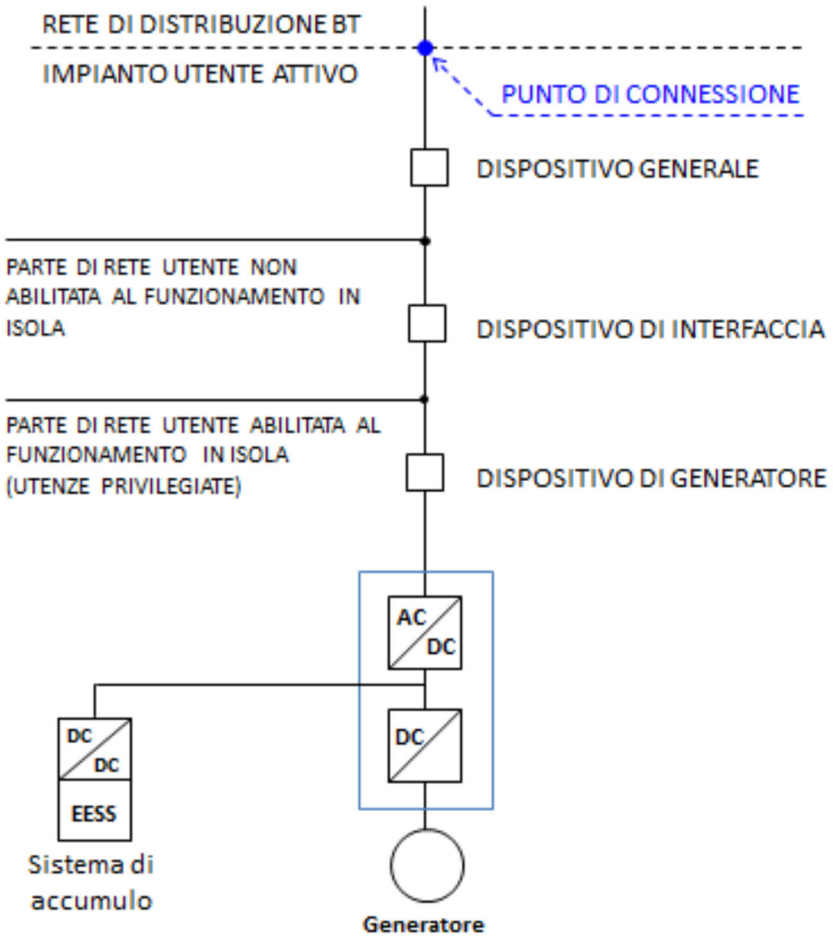


Figura 12 – Sistema di accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua

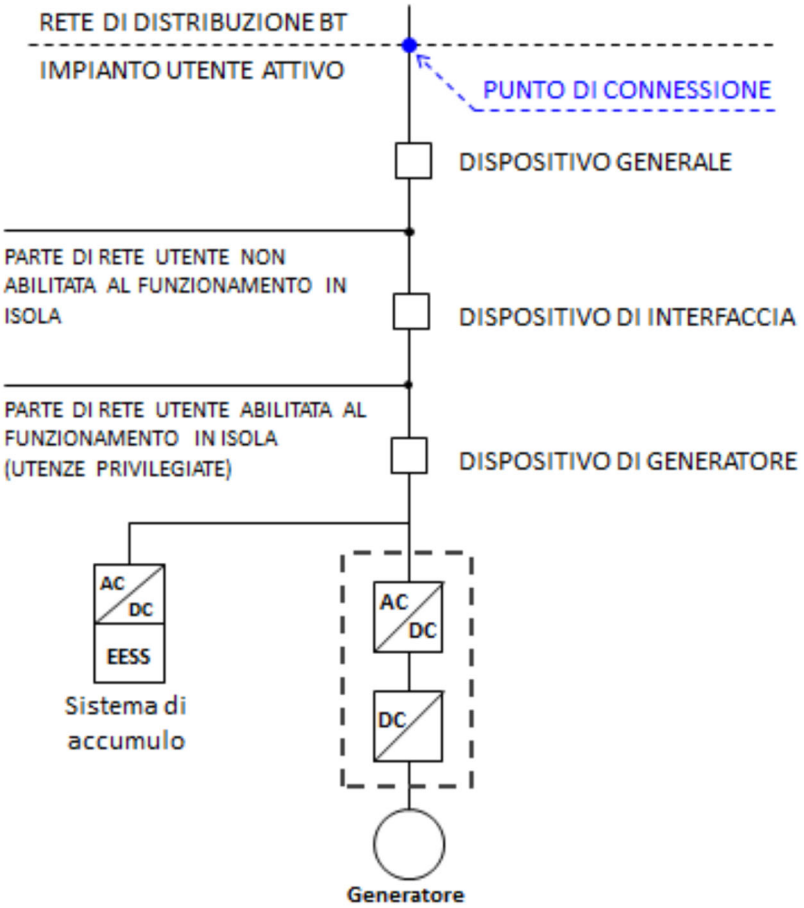


Figura 13 – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto a monte dell'inverter

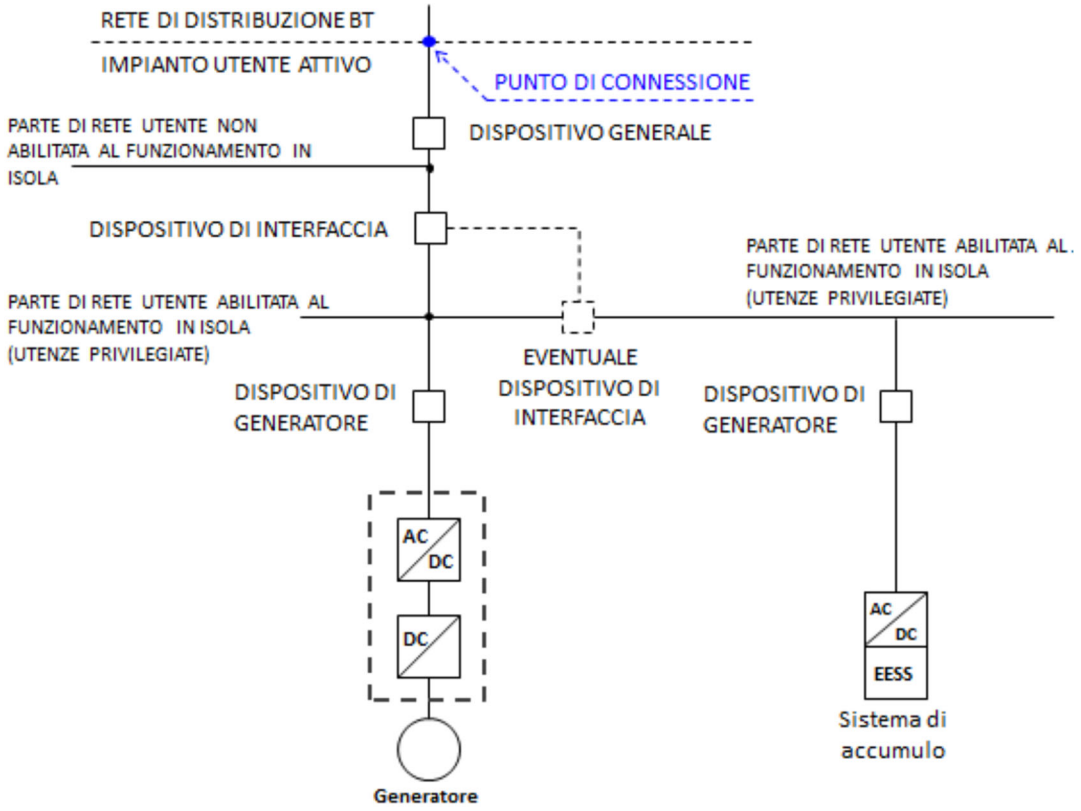


Figura 14 – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a monte dell'inverter

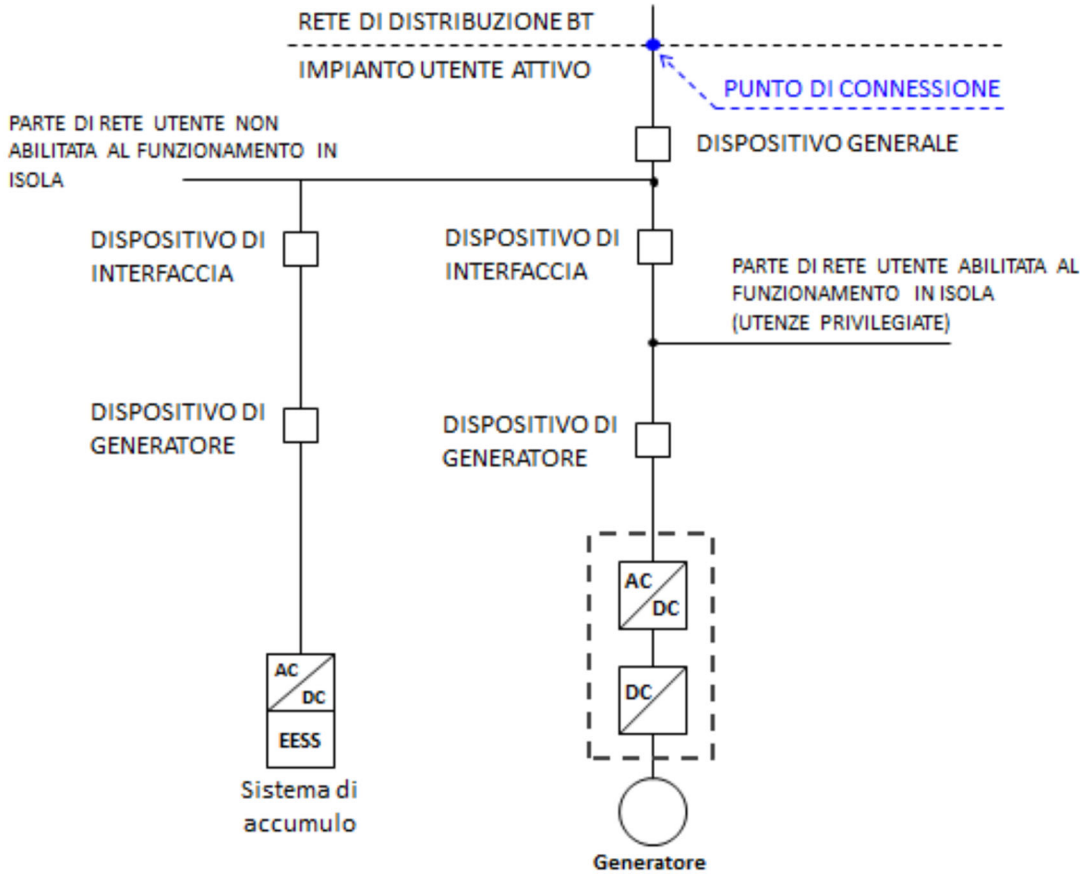


Figura 15 – Come in Figura 14 ma con sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata verso la parte di rete non abilitata al funzionamento in isola

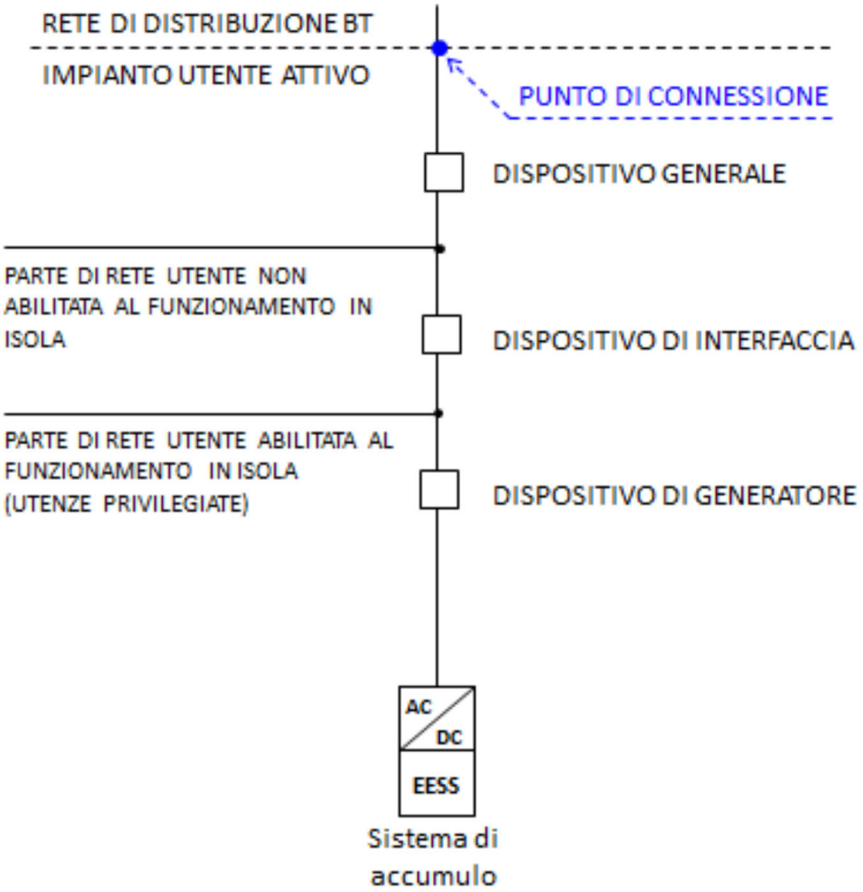


Figura 16 – Utente con sistema di accumulo

Nel caso di impianto Plug & Play collegato alla rete di Utenza, lo schema di principio di Figura 11 deve essere integrato come di riportato in Figura 17.

L'impianto P&P, in quanto generatore connesso alla rete tramite spine, può essere connesso nel circuito di utenza solo sul lato alimentazione di tutti i dispositivi di protezione, come indicato dalla Norma CEI 64-8 (VII edizione 2012) e sua variante V3 2017-03 all'Articolo. 551.7.2. Pertanto, l'impianto P&P deve essere connesso, tramite un circuito dedicato, a monte dei dispositivi di protezione, come illustrato schematicamente in Figura 17.

Per ogni punto di prelievo (o POD) è ammessa la connessione di un solo impianto P&P.

Gli impianti Plug & Play non possono essere installati nel POD dove è già presente un altro impianto di generazione.

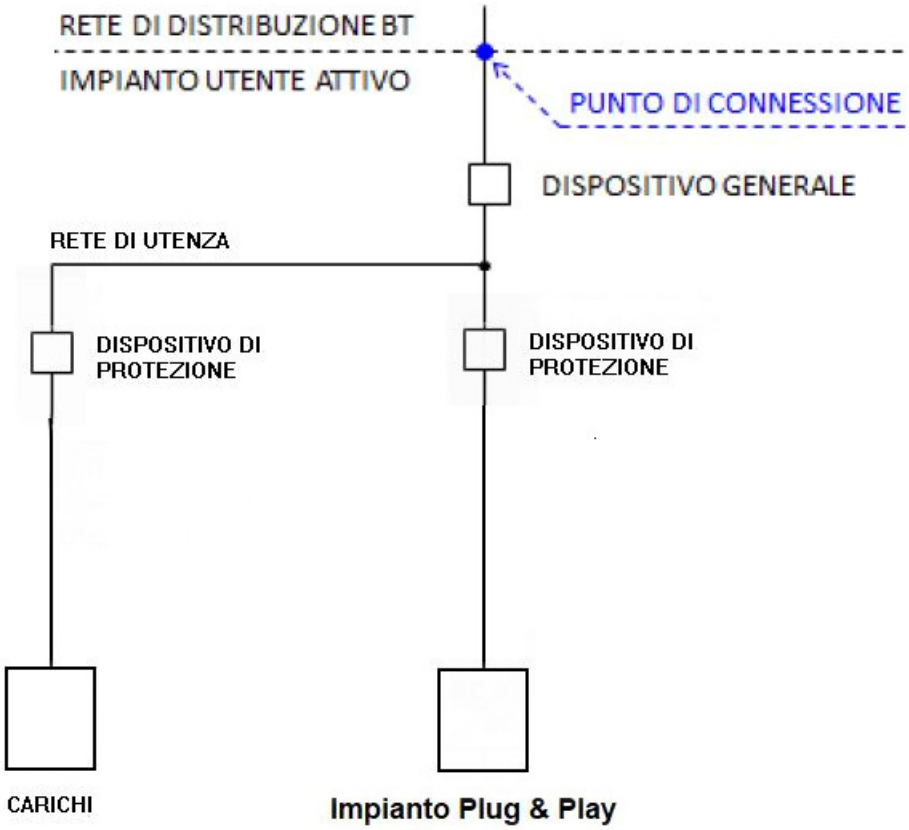


Figura 17 – Schema elettrico di massima per la connessione alla rete di un Impianto di produzione "Plug & Play"

8.2.1 Dispositivo Generale (DG), eventualmente DGL

Il Dispositivo Generale unico separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del DSO in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno); esso ha le caratteristiche riportate in 1.1.1. In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di 3 (tre) DGL [34] come illustrato in Figura 6.

Il DG:

- non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'Utente;
- deve aprirsi per guasti sull'impianto dell'Utente. Qualora l'Utente chieda al DSO il valore della corrente di cortocircuito minima, il DG deve aprirsi per valori di corto circuito che superino il valore comunicato dal DSO.

Il DG (eventualmente realizzato con più DGL) deve essere sempre presente.

8.2.2 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione.

Nel caso di impianto P&P, il DDI deve essere integrato (come già indicato nella definizione 3.35) e deve avere le caratteristiche di seguito indicate.

(34) In tali casi, uno o più dei DGL può essere utilizzato per la parte passiva dell'impianto.

8.2.2.1 Funzioni del DDI

Il DDI ha lo scopo di evitare che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- in caso di richiusure automatiche/manuali di interruttori sulla rete del DSO (35), il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento;

Il potenziale danneggiamento dipende dalle caratteristiche del generatore elettrico e dell'eventuale relativo motore primo; l'intervento del DDI non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiusure con generatore in discordanza di fase, pertanto:

- nel caso di generatori tradizionali, è possibile agire tramite opportune protezioni del generatore in funzione delle caratteristiche specifiche del generatore stesso e del tempo di attesa alla richiusura rapida, che verrà comunicato dal DSO; in questi casi è ammesso, quindi, un possibile intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore;
- nel caso di generatori statici, invece, l'assenza di danneggiamenti derivanti da richiusure in discordanza di fase deve essere assicurata dalle caratteristiche proprie (HW e/o sistema di controllo) dell'inverter, indipendentemente dal tempo di attesa alla eventuale richiusura da parte del DSO; in questi casi non è ammesso un intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore (36).

Ai fini delle valutazioni di cui sopra, con particolare attenzione ai generatori tradizionali, si prenda in considerazione l'Allegato I.

8.2.2.2 Schemi impiegabili

Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI.

L'impiego di più SPI, al limite uno per ciascun DDI presente, è ammesso per impianti con potenza complessiva fino a 11,08 kW compresi.

Per impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti, ciascuno con la propria PI, sprovvisti di funzionamento in OR. Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

(35) Le richiusure automatiche sono effettuate tipicamente sulla rete MT del DSO, con modalità tripolare. Inoltre, possono esserci aperture e richiusure manuali effettuate dal DSO per esigenze di esercizio della rete.

(36) Ciò significa, per esempio, che le protezioni di frequenza del generatore non devono causare il distacco del generatore stesso dalla rete in maniera anticipata rispetto al corretto intervento del SPI.

8.2.2.3 Dispositivi ammessi in funzione di DDI

Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da:

- interruttore di manovra-sezionatore o interruttore automatico idoneo al sezionamento, oppure
  - contattore onnipolare[37] di categoria AC3[38];
  - per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW, con DDI interno, si devono utilizzare due dispositivi, di cui almeno un contattore di categoria AC1, che dovrà garantire una distanza minima in aria tra i contatti aperti secondo quanto previsto nella Norma IEC 62109-1 (§.7.3.7) e IEC 62109-2 (§.4.4.4.15.2.1. Per connessioni monofase, il contattore deve interrompere sia la fase che il neutro. Per connessioni polifase il contattore deve interrompere tutte e tre le fasi ed il neutro. La funzione di interruzione del secondo dispositivo potrà essere assolta dall'inverter a condizione che in caso di guasto sul controllo dell'inverter, l'inverter stesso sia spento e sia impossibilitata qualsiasi funzione di connessione alla rete fino alla risoluzione della anomalia.
  - per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW senza trasformatore per la connessione alla rete di distribuzione, i due dispositivi DDI devono essere entrambi di categoria AC1.

Sia l'interruttore che il/i contattore/i devono essere asserviti in apertura al sistema di protezione di interfaccia[39] (SPI).

8.2.2.4 Rincalzo per mancata apertura del DDI

Per potenze dell'impianto superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rincalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL).

Questo dispositivo non deve essere previsto per gli Utenti connessi in MT di potenza inferiore a 30 kW.

La funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura mediante bobina a mancanza di tensione, bobina a lancio di corrente o altro mezzo equivalente al fine di garantire la sicurezza sull'apertura della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo (di rincalzo) in grado di separare il/i generatore/i dalla rete in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

Il ripristino del dispositivo di rincalzo deve avvenire solo manualmente.

Qualora l'inverter sia già dotato di un DDI interno di tipo elettromeccanico conforme a quanto indicato in 8.2.2, è ammesso che questo assolva la funzione rincalzo al DDI purché in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata proveniente dal SPI esterno. Per impianti di produzione con potenza unitaria o complessiva superiore a 20 kW, devono sempre essere presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete, asserviti alla protezione di interfaccia di cui:

- uno assolva la funzione di DDI,
- l'altro assolva la funzione di rincalzo al DDI.

L'azione combinata dei due dispositivi separa pertanto in maniera affidabile i generatori dalla rete del DSO.

(37) Norma CEI EN 60947-4-1 e successive Varianti.

(38) Il dispositivo 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, Articolo 537.

(39) Nel caso di interruttore, il circuito di apertura deve essere a mancanza di tensione.

8.2.3 Dispositivo di Generatore (DDG)

8.2.3.1 Funzioni del DDG

Il Dispositivo di Generatore (DDG) separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
- l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del DSO. In particolare, in questi casi, il dispositivo di generatore può intervenire
  - solo come rincalzo del dispositivo di interfaccia per generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (generatori statici);
  - per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete (generatori tradizionali).

8.2.3.2 Schemi impiegabili

Lo schema illustrato in Figura 11 prevede la presenza del DDG. Tale dispositivo deve essere comunque previsto qualora svolga la funzione di rincalzo del DDI [(40)].

L'esclusione del generatore (ad esempio per manutenzione) può inoltre prevedere l'esclusione della protezione di interfaccia tramite i contatti discordi del DDG.

Le protezioni del generatore agiscono sul DDG, qualora presente.

8.2.3.3 Dispositivi ammessi in funzione di DDG

Il DDG, in ogni caso, deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso. Se coincidente con DG o con DDI, deve, inoltre, avere almeno le medesime caratteristiche del DG o del DDI.

Nel caso di generatori statici a microinverter, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa ad un unico sistema di connessione.

8.3 Connessione monofase/trifase alla rete di Distribuzione

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico di distribuzione monofase possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW. È facoltà del DSO elevare la suddetta potenza fino a 10 kW. Il valore di potenza complessiva ammesso per impianti di produzione con connessione monofase alla rete di distribuzione è assunto nel seguito quale Limite allo Squilibrio Permanente (LSP).

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico trifase possono essere realizzati anche con generatori monofase purché la potenza dei generatori sia equamente ripartita sulle singole fasi.

8.3.1.1 Squilibrio permanente

Per impianti trifase realizzati con più unità monofasi, si ammette una installazione tale da avere un possibile squilibrio di potenza generata tra le fasi fino al limite sopra specificato (Limite di Squilibrio di Potenza, LSP) inteso come differenza tra fase con potenza maggiore e fase con potenza minore.

---

(40) Si ricorda che la funzione di rincalzo al DDI, qualora prevista, può essere svolta anche dal DG; in questo caso, tuttavia (impiego del DG come rincalzo), l'eventuale intervento della funzione di rincalzo causerà l'esclusione dalla rete del complessivo impianto di Utente, ovvero della sola porzione interessata (impiego dei DGL).

8.3.1.2 Squilibrio transitorio

Qualora l'installazione preveda, in qualsiasi condizione di esercizio, un possibile squilibrio superiore al valore di LSP, deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso LSP. L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista:

c) per un massimo di 30 min nel caso lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW. Qualora il DSO abbia elevato il limite di potenza per la connessione monofase a 10 kW, questa condizione non deve essere attuata;

d) per un massimo di 1 min nel caso lo squilibrio superi i 10 kW.

Il suddetto automatismo deve soddisfare i requisiti di prova riportati in A.4.11.

8.4 Funzionamento dell'impianto di produzione

8.4.1 Avviamento e sincronizzazione

Nel presente paragrafo si definiscono i criteri di avviamento degli impianti di produzione che possono funzionare in parallelo con la rete di Distribuzione.

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo(41), le modalità di avviamento, sincronizzazione e presa di carico devono avvenire secondo le indicazioni sotto riportate per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

Il dispositivo/funzione di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa, in caso di mancanza della tensione di rete o di valori di tensione e frequenza sulla rete BT, non compresi entro i valori stabiliti dal DSO.

8.4.1.1 Impianti di produzione direttamente connessi: generatori rotanti asincroni

L'avviamento e sincronizzazione dei singoli generatori deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sotto indicati per un tempo di 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20 % al minuto della potenza nominale:

- tensione tra l'85 % e il 110 % del valore nominale
- frequenza tra 49,90 Hz e 50,10 Hz.

L'avviamento e la sincronizzazione di generatori asincroni con potenza fino a 20 kW possono essere effettuati con il motore primo, oppure utilizzando il generatore come motore elettrico di lancio.

Per i generatori di potenza superiore a 20 kW:

– qualora sia attuato un avviamento da rete, devono essere previsti opportuni sistemi di limitazione della corrente di avviamento in modo da non superare due volte la corrente nominale del generatore;

– qualora invece sia impiegato un motore primo, la chiusura del dispositivo di generatore deve essere subordinata alla verifica che la velocità di rotazione sia prossima a quella di sincronismo con una tolleranza del ±2 %.

Fra l'avviamento di un generatore e gli eventuali successivi generatori deve intercorrere un intervallo di almeno 30 s.

(41) Le prescrizioni per sistemi di accumulo_che non rientrano nella definizione 3.763.76, ad esempio fuel cells, sono allo studio

Inoltre, quando a seguito dell'intervento delle protezioni SPI viene aperto il dispositivo di interfaccia o del generatore, deve essere previsto un tempo di attesa selezionabile tra 0 s e 900 s a step di 5 s (valore di default pari a 300 s) decorrenti dall'istante in cui i parametri elettrici controllati dalle suddette protezioni hanno ripreso i valori nominali, prima di azionare nuovamente in chiusura il dispositivo di interfaccia o del generatore.

8.4.1.2 Impianti di produzione direttamente connessi: generatori rotanti sincroni

L'avviamento e la sincronizzazione del generatore sincrono si deve effettuare con il motore primo.

L'avviamento e sincronizzazione dei singoli generatori deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sotto indicati per un tempo di 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20 % al minuto della potenza massima:

- tensione tra l'85 % e il 110 % del valore nominale
- frequenza tra 49,90 Hz e 50,10 Hz.

Il dispositivo di interfaccia o del generatore può essere azionato in chiusura alle seguenti condizioni:

- la tensione generata dall'impianto di produzione ha valore prossimo a quello della rete nel punto di parallelo con una tolleranza di non oltre il ±10 % (valore consigliato 5 %);
- la frequenza dell'impianto di produzione ha valore prossimo a quello della rete del DSO, con una tolleranza del ±0,5 %;
- la differenza di fase tra la tensione dell'impianto di produzione e quella della rete del DSO, è inferiore o uguale a ±15°.

Quando a seguito dell'intervento delle protezioni SPI viene aperto il dispositivo di interfaccia o del generatore, deve essere previsto un tempo di attesa selezionabile tra 0 s e 900 s a step di 5 s (valore di default pari a 300 s) – decorrenti dall'istante in cui i parametri elettrici controllati dalle suddette protezioni hanno ripreso i valori nominali, prima di azionare nuovamente in chiusura il dispositivo di interfaccia o del generatore.

8.4.1.3 Impianti di produzione con generatori statici

In impianti di produzione con generatori statici il collegamento alla rete, l'avviamento e sincronizzazione dell'impianto, una riconnessione alla rete dopo un distacco ed il ripristino del normale funzionamento dopo un regime transitorio di sovra-frequenza, devono poter avvenire esclusivamente qualora la tensione sia compresa tra l'85 % e il 110 % del valore nominale e la frequenza si mantenga stabilmente nell'intervallo 49,90 Hz - 50,10 Hz.

In caso di avviamento o riconnessione, l'impianto deve effettuare il parallelo con la rete (anche automaticamente) aumentando l'erogazione di potenza in modo progressivo con un gradiente positivo massimo, come di seguito definito(42)

Il tempo di permanenza nell'intervallo di frequenza (e tensione) suddetto ed il gradiente positivo massimo della potenza vengono diversamente definiti in rapporto a tre distinte condizioni di funzionamento(43).

(42) Per gli impianti connessi con generatori statici e dotati di macchinario rotante (ad es., alcuni impianti eolici) i limiti di applicazione della presente prescrizione sono allo studio

(43) Qualora non sia possibile differenziare tra le tre condizioni di funzionamento (ad esempio a causa di SPI non integrato), si applicheranno sempre le prescrizioni di cui al punto b).

a) Avviamento e sincronizzazione (per esempio, partenza degli impianti fotovoltaici al mattino, riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, la ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni di interfaccia): l'operazione deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sopra indicati per almeno 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20 % al minuto della potenza massima; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, il gradiente positivo della potenza deve essere garantito a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W.

b) Riconnessione conseguente all'intervento delle protezioni di interfaccia: l'operazione deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sopra indicati per un tempo di 300 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20 % al minuto della potenza massima; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, il gradiente positivo della potenza deve essere garantito a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W (con deroga nel caso di rientro da un autotest, vedi nota 45). (44)

c) Rientro da una situazione transitoria di sovrafrequenza (oltre 50,2 Hz, che non ha causato l'intervento delle protezioni di interfaccia): l'impianto di produzione non dovrà aumentare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di ascesa della frequenza fino a quando la frequenza stessa non torni ad essere compresa nell'intervallo sopra indicato per un tempo di 300 s. La ripresa dell'ordinario regime di produzione deve avvenire in maniera progressiva con un gradiente positivo massimo pari al 20 % al minuto del valore di potenza prodotta prima dell'evento (superamento del limite di 50,2 – Hz), al minuto con un limite inferiore pari al 5 % al minuto della potenza massima del generatore; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, la ripresa dell'ordinario regime di produzione deve avvenire in maniera progressiva con un gradiente positivo massimo pari al 20 % al minuto della potenza massima, da garantire a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W.(45)

Il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la regolazione della frequenza di connessione/riconnessione e rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di 0.05 Hz (valori di default: 49,90 Hz e 50,10 Hz); il tempo di permanenza in tale intervallo dovrà inoltre essere selezionabile tra 0 e 900 s a step di 5 s (valore di default pari a 300 s, con possibilità di ridurre tale intervallo a 30 s per i soli casi di avviamento descritti in a).

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W, si adotta un intervallo fisso (non regolabile) di frequenza in fase di Avviamento, Riconnessione e Rientro da transitorio di sovrafrequenza compreso tra 49,90 Hz e 50,10 Hz e un tempo di permanenza in tale intervallo pari a 300 s.

8.4.2 Funzionamento di breve durata in parallelo

Il funzionamento di breve durata in parallelo alla rete BT del DSO è consentito per qualsiasi impianto di produzione, statico o rotante, anche privo del SPI, purché la durata del parallelo non ecceda, tramite relè temporizzatore, 30 s per gli impianti trifase e 10 s per quelli monofase. Trascorso tale tempo, la condizione di parallelo deve essere interrotta.

Il suddetto relè deve quindi:

- avviarsi al momento di inizio del funzionamento breve in parallelo;
- separare l'impianto di produzione dalla rete alla fine del tempo di ritardo.

Qualora il generatore preveda la necessità di funzionamento in parallelo alla rete superiore a 30 s ma inferiore a 30 min (ad esempio per prove periodiche di generatori di emergenza), deve essere prevista una protezione di interfaccia che agisca sull'interruttore del generatore con le regolazioni indicate nella Tabella 7.

(44) Sono esclusi da questa disposizione le riconnessioni automatiche degli inverter che avvengono durante e al termine della routine di Autotest. Per questi casi è possibile la riconnessione immediata tra un test ed il successivo, oltre al ripristino della potenza erogata senza applicazione di limiti al gradiente massimo.

(45) Tale limitazione permane fino al raggiungimento (eventuale) del valore di potenza prodotta prima dell'evento; in seguito, è possibile applicare un gradiente positivo fino al 20 % al minuto della potenza massima.

Ai gruppi di generazione installati per fornire energia di riserva e non per funzionamento in parallelo alla rete non è richiesta la Dichiarazione di conformità definizione 3.13.

Tabella 7 – Regolazioni per la PI per prove periodiche di generatori di emergenza

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59)	1,10 Vn	Senza ritardo intenzionale
Minima tensione (27)	0,8 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81 >)	50,2 Hz	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81 <)	49,8 Hz	Senza ritardo intenzionale

8.4.3 Funzionamento in isola su carichi privilegiati

Le prescrizioni del presente paragrafo riguardano impianti di produzione utilizzati per servizio di riserva (emergenza) o di sicurezza, che alimentano reti in isola.

Per il criterio di protezione della rete in isola, in mancanza di altre prescrizioni, si consigliano le seguenti funzioni che devono azionare il dispositivo del generatore.

Tabella 8 – Protezione della rete in isola – Funzioni per il DDG

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59)	1,1 Vn	Senza ritardo intenzionale – 0,1 s
Minima tensione (27)	0,8 Vn	5 s
Massima frequenza (81 >)	52 Hz	1 s
Minima frequenza (81 <)	48 Hz	5 s

Inoltre, l'utente deve prendere le opportune precauzioni per l'esercizio della rete in isola, in considerazione della possibile modifica dello stato del neutro della suddetta rete.

Negli impianti di produzione destinati al servizio di riserva (emergenza) o di sicurezza, potendo il carico essere alimentato sia dalla rete pubblica sia dall'impianto di produzione, si devono prevedere apparecchi di commutazione adeguatamente interbloccati per evitare il funzionamento in parallelo con la rete del DSO.

Precisamente, deve essere installato un opportuno interblocco tra il DDG ed un qualsiasi interruttore con caratteristiche e funzioni di DRE in grado di separare la parte di impianto, costituita dal generatore ed i carichi privilegiati, dalla rete del DSO.

L'interblocco deve essere realizzato elettricamente e meccanicamente, oppure con doppio interblocco elettrico indipendente realizzato in conformità a quanto previsto nella Figura 18.

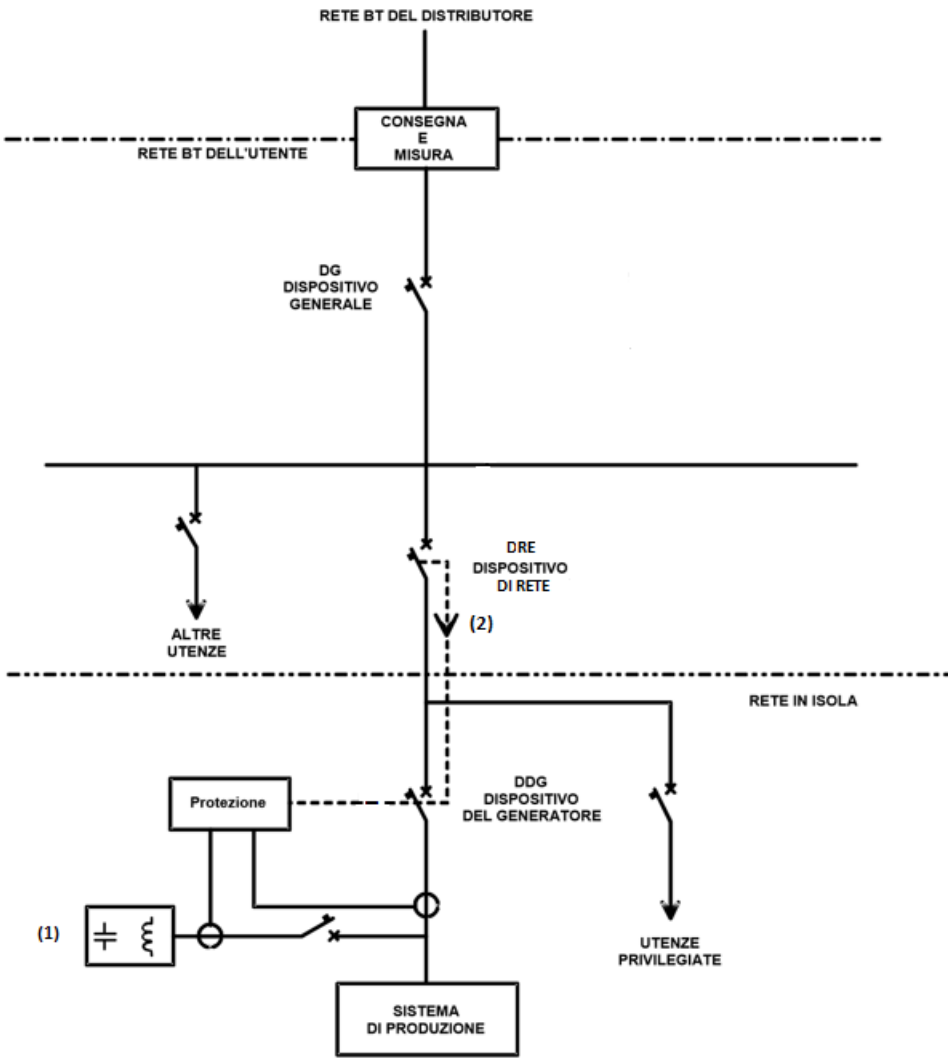


Figura 18 – Sistema di produzione di energia funzionanti in isola con interblocco elettrico e meccanico oppure con interblocco

Legenda

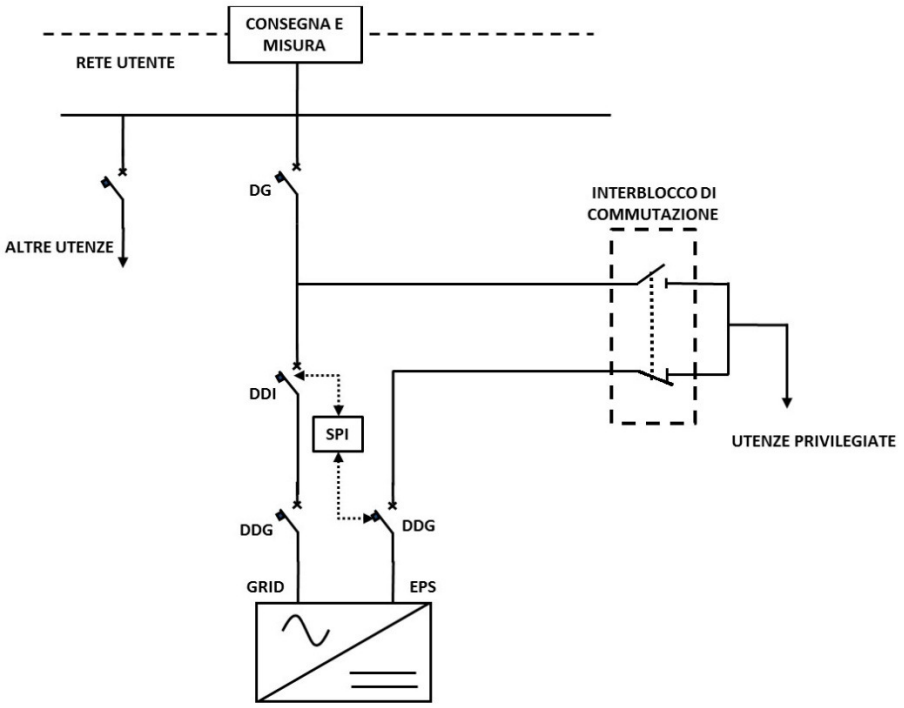
(1) Eventuale complesso di autoeccitazione per generatori asincroni, o filtro per convertitori statici.

(2) Dispositivi interbloccati elettricamente e meccanicamente, oppure con doppio interblocco elettrico.

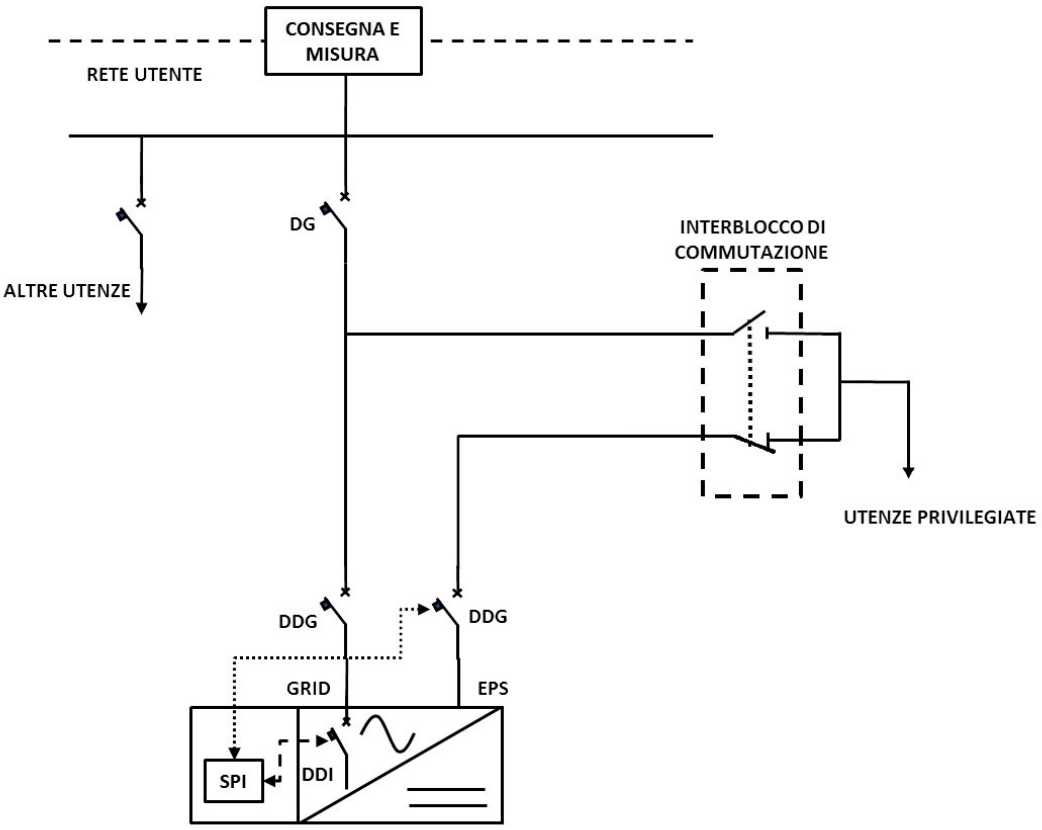
Per evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra il DSO e l'Utente, è ammesso il parallelo transitorio fra l'alimentazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e la rete, realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi che la durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni avvenga alle condizioni previste in 8.4.2.

Nel caso di inverter fotovoltaici o di sistemi di accumulo con porta "grid" e porta frequentemente denominata "EPS" (Emergency Power System) o "Backup" o "Emergenza", l'abilitazione di quest'ultima deve essere determinata dall'intervento della SPI. Per tale motivo deve essere installato un opportuno interblocco in grado di separare la porta EPS dalla rete che deve essere realizzato tra l'interruttore (DDI o DG) e la suddetta porta. Soluzioni indicative sono riportate negli schemi di Figura 19. Da notare che il DDG lato porta "grid" può coincidere con il DDI.

"L'interblocco di commutazione" dell'alimentazione delle utenze privilegiate deve essere necessariamente previsto qualora il DDI sia a valle (rispetto al PdC) del nodo dei carichi privilegiati sulla linea tra PdC e porta "grid" dell'inverter. Gli interruttori presenti all'interno dell'interblocco devono avere le stesse caratteristiche del DDI.



Soluzione con DDI esterno



Soluzione con DDI interno

Figura 19 – Esempio di sistema di produzione di energia con funzionamento in isola attraverso porta dedicata (DDI esterno e DDI interno)

Qualora esista una sola porta per il funzionamento in isola, si deve fare riferimento allo schema indicato in Figura 19.

Il funzionamento in isola su carichi privilegiati non è consentito per gli impianti P&P.

8.4.4 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del DSO

Gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti(46) per rimanere connessi alla rete BT, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando la tensione, nel punto di connessione, si mantiene nel seguente intervallo $90\ \%\ U_n \leq U_n \leq 110\ \%\ U_n$:

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla presente norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione, per periodi di durata limitata, può variare nel campo di:

$$85\ \%\ U_n \leq U_n \leq 110\ \%\ Un$$

Riguardo alla frequenza durante l'esercizio in parallelo con la rete i generatori sincroni e asincroni devono essere in grado di rimanere connessi alla rete negli intervalli di frequenza e per i tempi indicati nella Tabella 9.

Tabella 9 – Minimi periodi di funzionamento nei diversi campi di frequenza

Campo di frequenza	Minimo periodo di tempo di funzionamento
47,5 Hz ÷ 49 Hz	Non inferiore a 30 min
49 Hz ÷ 51 Hz	Illimitato
51 Hz ÷ 51,5 Hz	Illimitato con prestazioni come da normativa di prodotto

Non è consentito comunque limitare le caratteristiche dell'impianto qualora quest'ultimo sia in grado di fornire prestazioni e campi di funzionamento più ampi.

Per quanto riguarda gli altri tipi di generatori è richiesto di rimanere connessi alla rete illimitatamente per tutto il campo di funzionamento della frequenza:

$$47{,}5\ \text{Hz} \leq f \leq 51{,}5\ \text{Hz}$$

Per i regimi di sottofrequenza, è ammessa una riduzione della massima potenza producibile non superiore alla curva di Figura 20. La curva di cui alla Figura 20 non dipende dalle condizioni ambientali.

L'effettiva riduzione della massima potenza nell'area sopra la curva di cui alla Figura 20 deve essere in ogni caso giustificata da comprovati motivi tecnici.

(46) Le condizioni di esercizio sono oggetto di parziale deroga per gli impianti di cui al par. 8.5.2.

In particolare:

a) per i generatori statici non è di norma necessaria alcuna riduzione della massima potenza producibile.

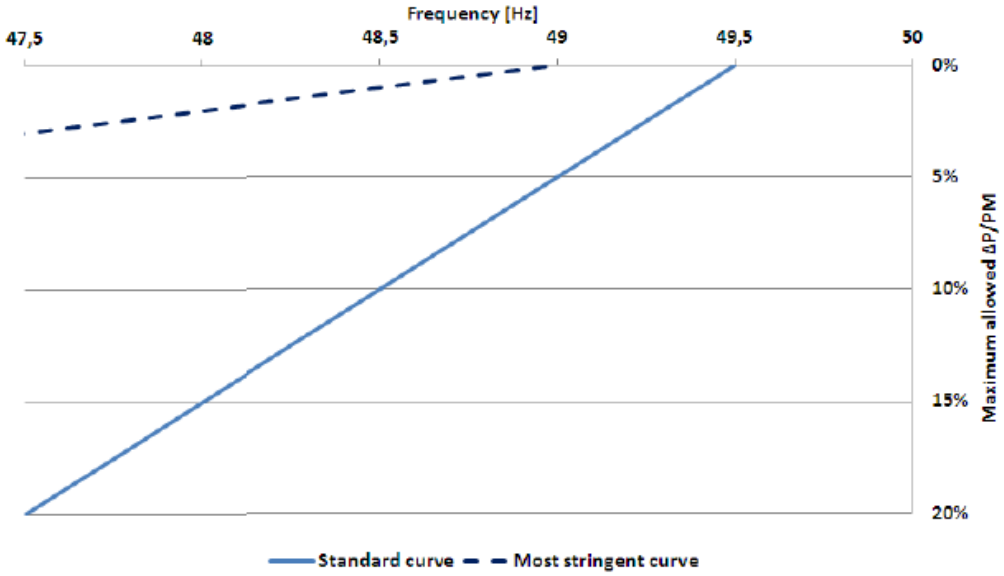


Figura 20 – Riduzione ammessa della massima potenza attiva erogabile in regime di sottofrequenza

b) Per i generatori rotanti sincroni ed asincroni valgono, per le combinazioni delle variazioni di tensione e frequenza, le prescrizioni dettate dalla relativa Norma di prodotto (CEI 60034-1). Relativamente alla tensione, tali prescrizioni si riferiscono alla tensione misurata ai morsetti dei generatori (che differisce da quella misurata nel punto di connessione per effetto delle cadute di tensione nei circuiti interposti, e principalmente nei trasformatori elevatori) e non considerano le variazioni transitorie dovute a guasti sulla rete esterna che possono essere di notevole entità ma di breve durata (inferiore a 5 s).

La Norma CEI EN 60034-1 consente il funzionamento in una delle possibili combinazioni di valori di tensione e di frequenza secondo quanto indicato nelle Figura 28 e Figura 29, che si riferiscono rispettivamente ai generatori sincroni e ai generatori asincroni. In particolare valgono le prescrizioni di seguito elencate.

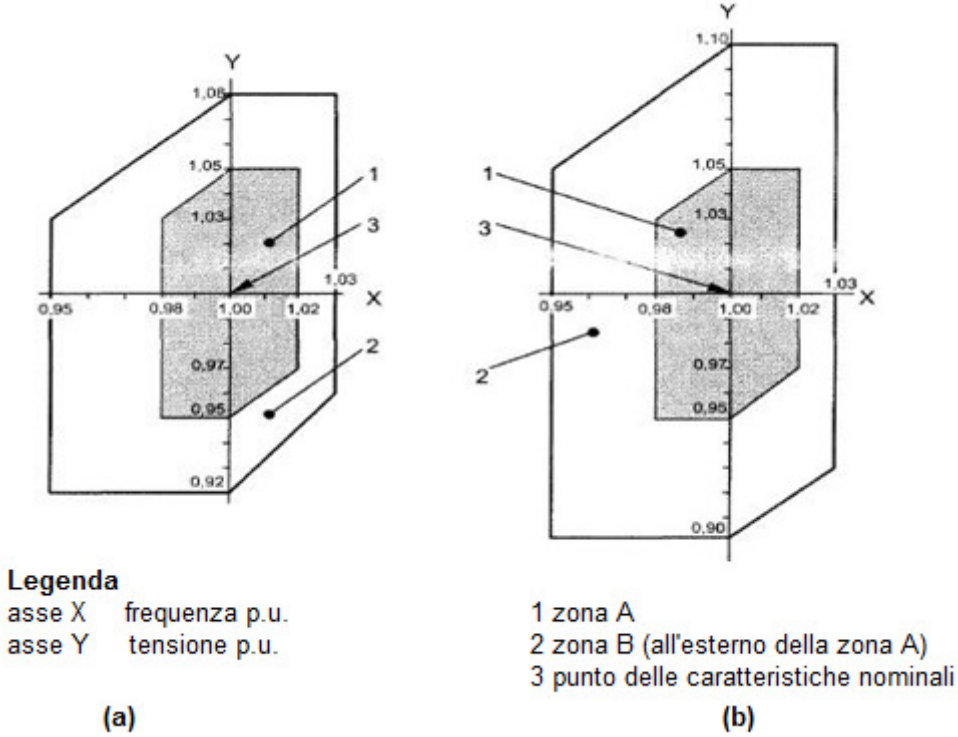


Figura 21 – Valori limiti di tensione e frequenza per generatori sincroni (a) e asincroni (b)

d) Condizioni nominali (punto 3): servizio continuo a potenza nominale, fattore di potenza nominale, tensione e frequenza nominali. Il generatore deve assicurare le sue prestazioni nominali; le sovra-temperature sono pienamente rispondenti a quelle della rispettiva classe di isolamento.

e) Condizioni normali (zona A): servizio continuo a potenza nominale, fattore di potenza nominale, tensione e frequenza comunque combinate nei campi [Un +/-5 %] e [50 Hz +/-2 %]. All'interno di questa zona non è richiesto al generatore di soddisfare completamente le proprie caratteristiche di funzionamento a tensione e frequenza nominali; le sovra-temperature possono essere superiori a quelle corrispondenti a tensione e frequenza nominali.

Condizioni eccezionali (zona B): servizio a potenza nominale e fattore di potenza nominale, per periodi limitati a partire dal regime stabilito alle condizioni nominali, tensione e frequenza comunque combinate nei campi [Un +/-8 %] e [50 Hz + 3 %, 50 Hz – 5 %] per generatori sincroni (Figura 21 a) e [Un +/-10 %] e [50 Hz + 3 %, 50 Hz – 5 %] per generatori asincroni (Figura 21 b).

Non è consentito comunque limitare le caratteristiche dell'impianto qualora quest'ultimo sia in grado di fornire prestazioni e campi di funzionamento più ampi.

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo, il campo di funzionamento dell'impianto di produzione deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

Per i regimi di sovrafrequenza, valgono le prescrizioni riportate nell'Allegato F.

Al fine di assicurare i campi di funzionamento di tensione e frequenza sopra indicati, le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, dovranno essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati, tenendo conto dei margini di sicurezza da applicare ai valori di regolazione impostati.

8.4.4.1 Requisiti costruttivi dei generatori: immissione di corrente continua

Gli impianti di produzione con generatori statici devono prevedere un sistema per limitare, a regime, l'immissione in rete di correnti con componenti continue superiori allo 0,5 % della corrente nominale e superare le prove indicate in Allegato B. Il rispetto del suddetto requisito può essere realizzato con:

- un trasformatore operante alla frequenza di rete, oppure
- una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete.

La funzione di protezione deve intervenire sul DDG separando l'inverter dalla rete:

- in 200 ms se la componente continua supera 1 A;
- in 1 s se la componente continua supera lo 0,5 % della corrente nominale dell'inverter; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, in 1 s se la componente continua supera 20 mA.

8.4.4.1 bis Funzionamento degli impianti misti di produzione e consumo con cessione di potenza attiva limitata

Il presente paragrafo si applica a quella tipologia di impianti per i quali lo scambio di potenza attiva tra la rete utente (atta a funzionare in isola) e la rete ad essa esterna è, in condizioni ordinarie, in assorbimento.

A titolo esemplificativo, è possibile applicare queste prescrizioni a:

e) impianti di produzione associati a processi industriali in cui la rete d'utente alimenta carichi propri e carichi privilegiati;

f) Impianti di cogenerazione per la produzione combinata di potenza elettrica e calore all'interno di una utenza industriale, ospedaliera, commerciale ed utenze comparabili il cui scopo primario è produrre, tramite un sistema di cogenerazione, energia elettrica per autoconsumo e calore per usi tecnologici o termici vari;

Per applicare le prescrizioni del presente paragrafo, è richiesto che gli impianti siano dotati di generatori convenzionali sincroni in grado di passare al funzionamento in isola separata in presenza di disturbi sulla rete di connessione e che l'esportazione di potenza attiva dalla rete funzionante in isola verso la rete esterna in BT sia in misura non superiore al 30 % della potenza massima; per essi è possibile concordare col DSO condizioni di separazione diverse rispetto a quelle stabilite per la generalità degli Utenti.

Per consentire un rapido distacco degli impianti suddetti dalla rete in presenza di disturbi su di essa, il sistema di protezione di interfaccia (SPI) previsto per la generalità degli impianti avrà un secondo insieme di regolazioni nello stesso relè [47], con le seguenti soglie di intervento e temporizzazioni più sensibili:

minima tensione (27): 85 % Un	temporizzazione: 0,2 s
massima tensione (59): 110 % Un	temporizzazione: 0,1 s
minima frequenza (81 <): 49,5 Hz	temporizzazione: 0,1 s
massima frequenza (81 >): 50,5 Hz	temporizzazione: 0,1 s

(47) In alternativa, in base alle esigenze impiantistiche dell'Utente, tale secondo insieme di regolazioni potrà essere implementato su un ulteriore relè

Le suddette soglie e temporizzazioni possono anche essere realizzate, più semplicemente, impostando sul sistema di protezione di interfaccia (SPI) due banchi di tarature, il primo con le soglie ristrette di cui sopra e normalmente abilitato, mentre il secondo con le soglie permissive come da Tabella 13 (Paragrafo 8.6.2.1) attivato da un relè direzionale di potenza in grado di controllare che il flusso di potenza in uscita dalla rete predisposta al funzionamento in isola verso la Rete esterna in BT sia superiore al 30 % della Potenza massima; è previsto un ritardo di 60 s per impedire interventi intempestivi durante eventi transitori di rete.

Agli impianti di questa tipologia non si applicano le prescrizioni richieste negli altri paragrafi della presente Norma, qualora in contrasto con quelle del presente paragrafo.

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo, rimangono comunque valide le prescrizioni sopra indicate.

8.4.4.2 Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva (48)

Il funzionamento in parallelo alla rete BT del DSO è consentito agli impianti di produzione, trifase e/o monofase, realizzati con una o più delle seguenti tipologie:

Tabella 10 – Potenza reattiva - Requisiti dei generatori/impianti

Tipo di generatore	Potenza nominale dell'impianto	Assorbimento di potenza reattiva	Erogazione di potenza reattiva
Asincrono non autoeccitato	qualsiasi	cos φ ≥ 0,95(*) non regolabile	cos φ ≥ 0,95(*) non regolabile
Sincrono	qualsiasi	cos φ ≥ 0,95 regolabile (*)	cos φ ≥ 0,95 regolabile (*)
Inverter	≤ 11,08 kW	Capability triangolare di Figura 22(*)	
Inverter	> 11,08 kW	Capability rettangolare di Figura 22(**)	

(*) Per potenze erogate inferiori al 20 % della potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10 % della potenza nominale.

(**) Per potenze erogate inferiori al 10 % della potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10 % della potenza nominale.

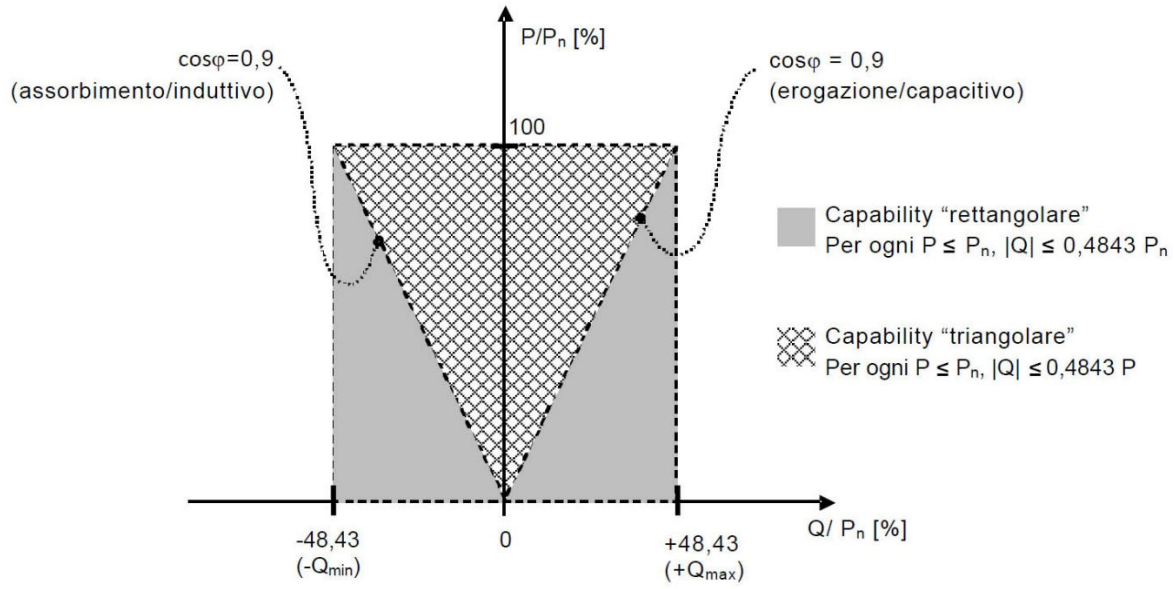


Figura 22 – Curve di capability "triangolare" e "rettangolare

(48) I limiti di capability sono riferiti a un generatore operante alla tensione nominale.

I limiti di potenza di cui sopra sono da intendersi riferiti al complesso dei generatori presenti nell'impianto [49].

Per gli inverter, sono definite una capability triangolare ed una capability rettangolare: la curva di capability "triangolare" è requisito minimo per gli inverter in impianti di Potenza fino a 11,08 kW; quella "rettangolare" è requisito minimo per inverter in impianti di Potenza superiore a 11,08 kW. Gli inverter in impianti con potenza nominale fino a 11,08 kW devono scambiare potenza reattiva secondo una delle modalità definite in E.2. Il DSO, all'atto della connessione, indicherà quale modalità deve essere attuata, con i relativi parametri di funzionamento. La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ($\cos\varphi = 1$); il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal DSO qualora esigenze di esercizio della rete di distribuzione lo richiedano.

Qualora la tensione nel punto di connessione superi i valori limite indicati dal DSO, possono essere attuate una delle modalità definite in E.2 per limitare le sovratensioni/sottotensioni causate dalla propria immissione di potenza attiva.

Nei punti di funzionamento compresi tra la capability triangolare e quella rettangolare (zona a sfondo grigio in Figura 22), si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete.

Gli inverter in impianti con potenza nominale superiore a 11,08 kW, oltre a soddisfare tutti i requisiti precedentemente indicati per impianti di potenza inferiore a 11,08 kW, devono essere in grado di ricevere segnali di controllo da remoto relativi alla potenza reattiva, come definito nell'Allegato E. I segnali da remoto hanno priorità di attuazione rispetto al funzionamento dell'inverter.

Le funzioni del sistema di comunicazione/regolazione sono descritte nell'Allegato D.

Capability per variazioni di tensione

Per i parchi di generazione (esclusi i generatori asincroni direttamente connessi alla rete alternata) qualora la tensione differisca dalla tensione nominale, la capability relativa alla potenza attiva e reattiva disponibile deve essere almeno secondo quanto indicato nella Figura 23.

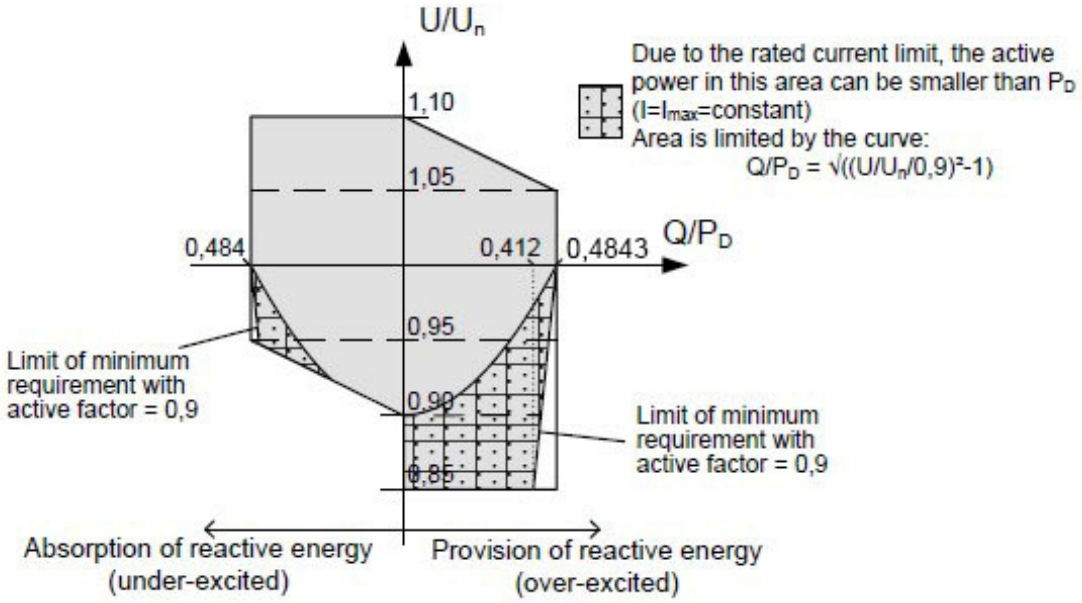


Figura 23 – Capability per variazioni di tensione

(49) I limiti di potenza indicati possono essere ottenuti anche con dispositivi aggiuntivi esterni ai generatori. Le modalità realizzative di tale soluzione sono da concordare con il DSO.

Capability dei sistemi di accumulo

Si deve considerare che, nel caso di sistemi di accumulo, la capability è la combinazione della curva dell'inverter (circolare) con quella dell'accumulatore (definibile come un rettangolo di altezza compresa tra P_{CMAX} e P_{SMAX} e larghezza pari a $-Q_i$ $+Q_i$ dell'inverter).

I sistemi di accumulo(41) collegati alla rete attraverso convertitori statici, devono quindi presentare una capability come quella descritta dal grafico della Figura 24, dove, in particolare:

- la curva di capability "triangolare" è valida per sistemi di accumulo in impianti di potenza fino a 11,08 kW e quella "rettangolare" per sistemi di accumulo in impianti di potenza superiore a 11,08 kW.
  - Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il sistema di accumulo non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10 % della potenza nominale.
  - Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il sistema di accumulo non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10% della potenza nominale.
- le rette orizzontali sono i limiti di potenza P_{CMAX} e P_{SMAX} che normalmente sono inferiori alla potenza nominale dell'inverter ma possono anche coincidere con quest'ultima.

Di conseguenza, la capability del sistema (ottenuta combinando inverter e accumulatore) sarà un triangolo/rettangolo eventualmente tagliato nella parte superiore e/o inferiore da rette che dipendono dalle caratteristiche dichiarate dell'accumulatore.

La parte inferiore della capability è presente solo nel caso di convertitore bidirezionale.

Capability degli impianti di taglia ridotta

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W non è richiesto lo scambio di potenza reattiva; inoltre per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale, l'impianto non deve scambiare una potenza reattiva (espressa in VAR) superiore al 10 % della potenza nominale (espressa in W).

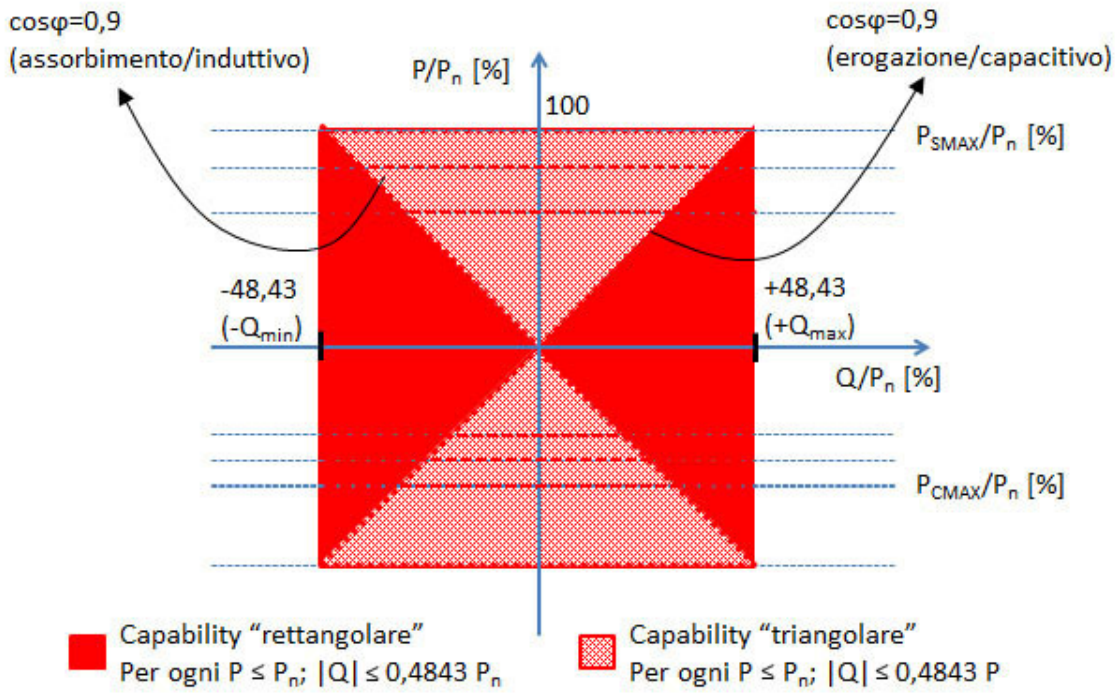


Figura 24 – Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo

Ad esempio, l'area tratteggiata della Figura 25 riporta la capability di un sistema di accumulo in cui l'accumulatore limita la potenza del sistema sia in scarica che in carica.

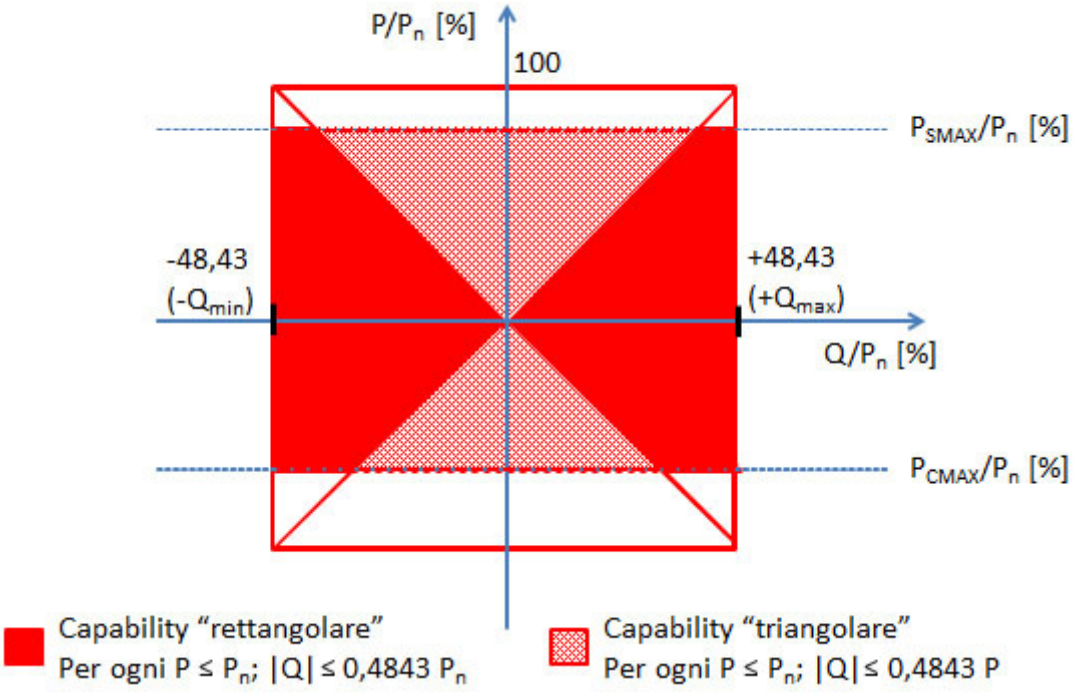


Figura 25 – Capability per un sistema di accumulo con convertitore bidirezionale

Capability dei sistemi di accumulo collegati al bus DC di un generatore fotovoltaico

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS (Electric Energy Storage System), collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della sua capability verso la rete, come un unico generatore.

Nelle Figura 26 e Figura 27 viene riportata la capability per un sistema di accumulo collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico (50).

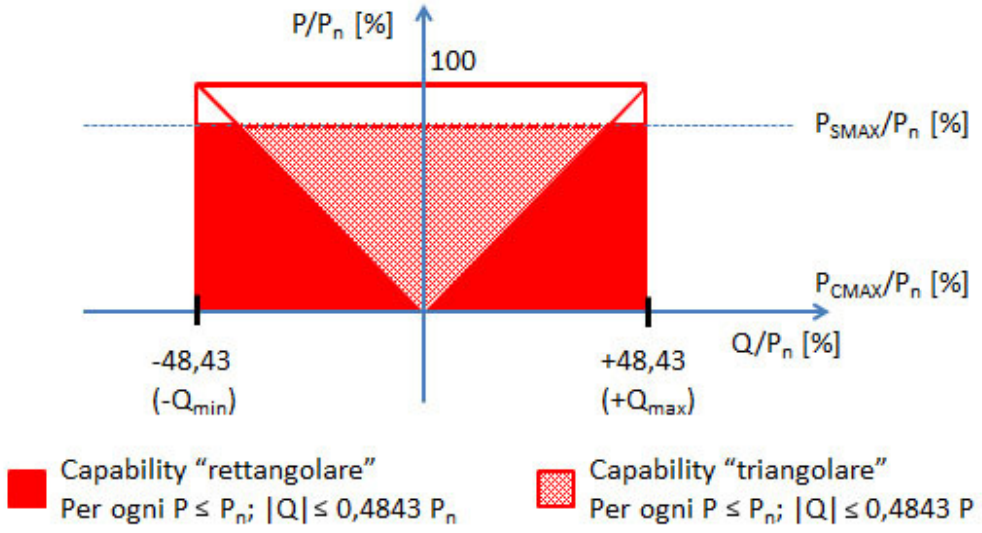


Figura 26 – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con inverter

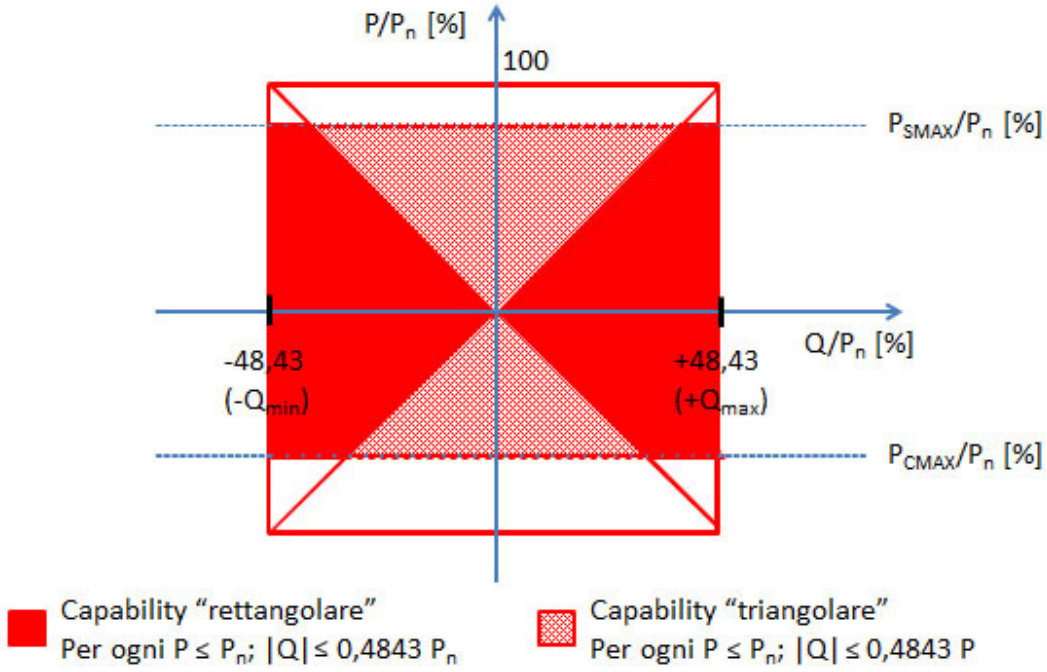


Figura 27 – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con convertitore bidirezional

(50) Altre combinazioni sistema di accumulo/generatore sono allo studio.

8.4.4.3 Condizioni per il funzionamento in parallelo con la rete di distribuzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del DSO è subordinato a precise condizioni, tra le quali in particolare quelle di seguito elencate:

- il funzionamento in parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del DSO, al fine di preservare il livello di qualità del servizio indicato dalla Norma CEI EN 50160;
- il funzionamento in parallelo deve interrompersi senza ritardo intenzionale ed automaticamente agendo sul DDI tramite il SPI:
  - in assenza di alimentazione della rete di distribuzione;
  - in caso di guasto al sistema di protezione di interfaccia;
  - qualora i valori di tensione e frequenza della rete non siano compresi entro i valori di regolazione riportati nella Figura 13 di 8.6.2.1.

Si sottolinea che in particolari situazioni di carico della rete del DSO, 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, in funzione delle caratteristiche degli stessi, che devono resistere alle sollecitazioni conseguenti ad eventuali richiusure degli organi di manovra del DSO, tipicamente richiusure rapide tripolari effettuate da interruttori sulla rete MT, e che possano trovare i generatori in discordanza di fase con la tensione di rete.

8.5 Servizi di rete

Allo scopo di evitare degrado nella qualità del servizio prestata della rete di distribuzione (sia in Bassa sia, indirettamente, in Media tensione), nonché di consentire il sicuro esercizio della rete di trasmissione in presenza di ingenti quantità di generazione distribuita, gli Utenti Attivi con generatori destinati a funzionare permanentemente in parallelo con la rete sono tenuti al rispetto delle seguenti prescrizioni.

Se in un impianto di generazione è presente un sistema di accumulo, anche insieme ad altri generatori di qualsiasi tipo, il suddetto sistema di accumulo è da considerarsi singolarmente ai fini delle prescrizioni dei servizi di rete.

NOTA La potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è tuttavia sempre pari alla somma dei generatori e/o sistemi di accumulo installati. Quindi se si prende ad esempio il caso di un sistema fotovoltaico da 20 kW e un sistema di accumulo da 20 kW, collegati sul lato in alternata dell'impianto di generazione, la potenza di riferimento da considerare è pari a 40 kW.

A parziale deroga di quanto sopra indicato, il caso dell'insieme costituito da uno o più generatori in CC e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un medesimo inverter viene considerato come un unico generatore, al quale compete la fornitura di servizi alla rete.

Ciò sia nel caso che le apparecchiature sullo stesso bus DC necessitino di un coordinamento da parte di un sistema di controllo presente (e quindi le suddette apparecchiature non siano indipendenti tra loro), sia nel caso che le apparecchiature sul bus DC si autoregolino tramite algoritmi indipendenti, purché non sia compromessa l'erogazione da parte dell'inverter dei servizi di rete richiesti.

In tal caso, la potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è quella dell'inverter che connette il sistema alla rete. Quindi nel caso di un sistema FV da 20 kW con sistema di accumulo da 20 kW, collegati tra loro sul bus DC dell'unico inverter (da 20 kVA) verso la rete, la potenza da considerare è quella nominale dell'inverter.

Per un sistema di accumulo [42], i servizi di rete che devono essere forniti devono essere i seguenti.

- Regolazione della potenza attiva (Paragrafo 8.5.3)
- Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n (Paragrafo 8.5.3.1)
- Condizioni di funzionamento in sovrafrequenza (Paragrafo 8.5.3.4 e 8.5.3.4.1)
  il generatore dovrà essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di scarica in atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, un assorbimento di potenza attiva. Tale funzione deve essere escludibile.
- Condizioni di funzionamento in sottofrequenza (Paragrafo 8.5.3.4 e 8.5.3.4.1)
  il generatore dovrà essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di carica in atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, una erogazione di potenza attiva. Tale funzione deve essere escludibile.
- Partecipazione al controllo della tensione (Paragrafo 8.5.2).

8.5.1 Insensibilità alle variazionidi tensione

Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti, l'impianto di produzione, comprese tutte le apparecchiature necessarie al suo funzionamento, con potenza superiore a 11,08 kW deve essere in grado soddisfare opportuni requisiti funzionali, che in letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo FRT (Fault Ride Through).

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo, quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

a) Gruppi di generazione sincroni in impianti oltre 11,08 kW

Vengono di seguito **indicati** in dettaglio i requisiti funzionali richiesti:

- **Caratteristica V-t in sotto tensione (UVRT under voltage ride through) di Figura 28**

  1) il generatore sincrono non deve disconnettersi dalla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata in Figura 28, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Le condizioni minime di tensione e di tempo sono indicate nella Tabella 11.
  2) nella zona sottostante (in colore grigio) il generatore sincrono può scollegarsi dalla rete;
  3) il comportamento previsto dalla curva di Figura 28 deve essere garantito a fronte di abbassamenti di una o più tensioni ovvero la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità ed in durata il buco di tensione ammesso.
  4) Sono ammesse curve caratteristiche diverse da quella rappresentata a condizione che venga comunque garantita almeno la copertura dell'area bianca di distacco non ammesso.
  5) quando il livello di tensione ritorna nell'intervallo compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto nel minore tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore.

Tabella 11 – Parametri relativi alla Figura 28 per la fault-ride-through capability dei generatori sincroni in impianti oltre 11,08 kW

Uret	0,05 [p.u.]	Tclear	0,15 s
Uclear	0,7 [p.u.]	Trec1	0,15 s
Urec1	0,7 [p.u.]	Trec2	0,15 s
Urec2	0,85 [p.u.]	Trec3	1,5 s

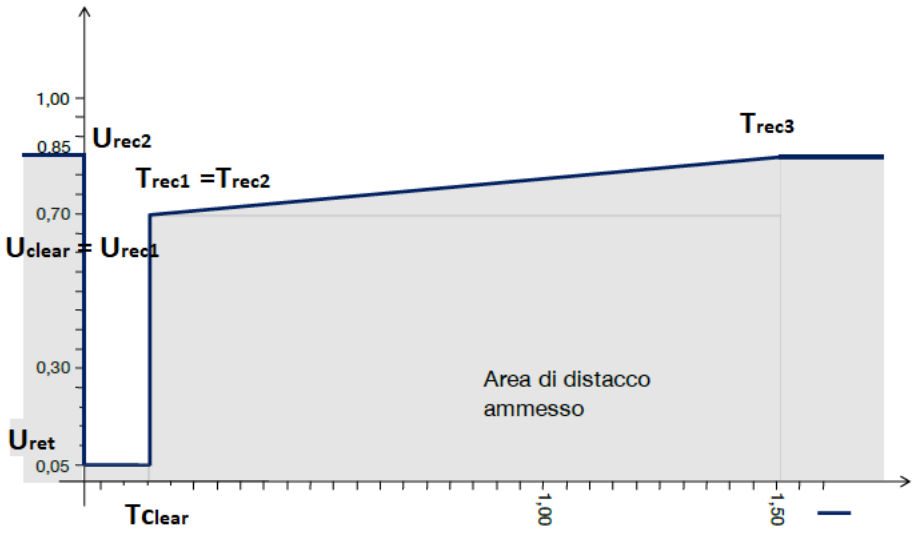


Figura 28 – Profilo di fault-ride-through dei generatori sincroni in impianti oltre 11,08 kW

b) Parchi di generazione oltre 11,08 kW

Vengono di seguito indicati in dettaglio i requisiti funzionali richiesti:

- **Caratteristica V-t in sotto tensione (UVRT) di Figura 29**

  1) i generatori di un parco di generazione non devono disconnettersi dalla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata in Figura 29, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Le condizioni minime di tensione e di tempo sono indicate nella Tabella 12.

  2) nella zona sottostante (in colore grigio) i generatori di un parco di generazione possono scollegarsi dalla rete;

  3) il comportamento previsto dalla curva di Figura 29 deve essere garantito a fronte di abbassamenti di una o più tensioni ovvero la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità ed in durata il buco di tensione ammesso.

4) Per quanto riguarda il ripristino della potenza attiva e reattiva post-guasto:
   - Per i generatori statici, entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso entro +10 % e -15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del ±10 % della potenza nominale del generatore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore);
   - Per i generatori eolici Full Converter e Doubly Fed Induction Generator, l'erogazione della potenza attiva e reattiva nella fase post-guasto dovrà avvenire, compatibilmente con le condizioni di vento del momento, in un tempo non superiore a 2 s, inteso come tempo di risposta del generatore.
   - Per i generatori asincroni quando il livello di tensione ritorna nell'intervallo compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto nel minore tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore

Tabella 12 – Parametri relativi alla Figura 29 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione oltre 11,08 kW

Uret	0,05 [p.u.]	Tclear	0,2 s
Uclear	0,15 [p.u.]	Trec1	0,2 s
Urec1	0,15 [p.u.]	Trec2	0,2 s
Urec2	0,85 [p.u.]	Trec3	1,5 s

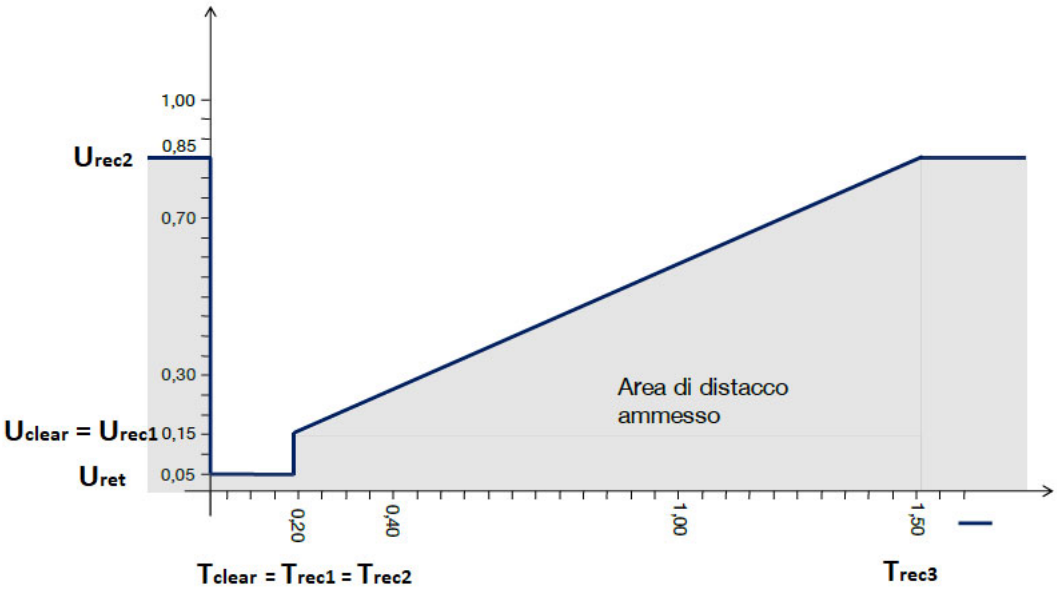


Figura 29 – Profilo di fault-ride-through dei parchi di generazione oltre 11,08 kW

- **Caratteristica V-t in sovra tensione (OVRT) di Figura 30**

  1) il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona al di sotto e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Tali valori sono espressi in percentuale della tensione nominale;

  2) nella zona sovrastante (in colore grigio) il generatore può scollegarsi dalla rete;

3) il comportamento previsto dalla curva di Figura 30 deve essere garantito a fronte di innalzamenti di una o più tensioni ovvero la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in altezza ed in durata il picco di tensione ammesso.

   La caratteristica FRT richiesta ai parchi di generazione oltre 11,08 kW è indicata in Figura 30

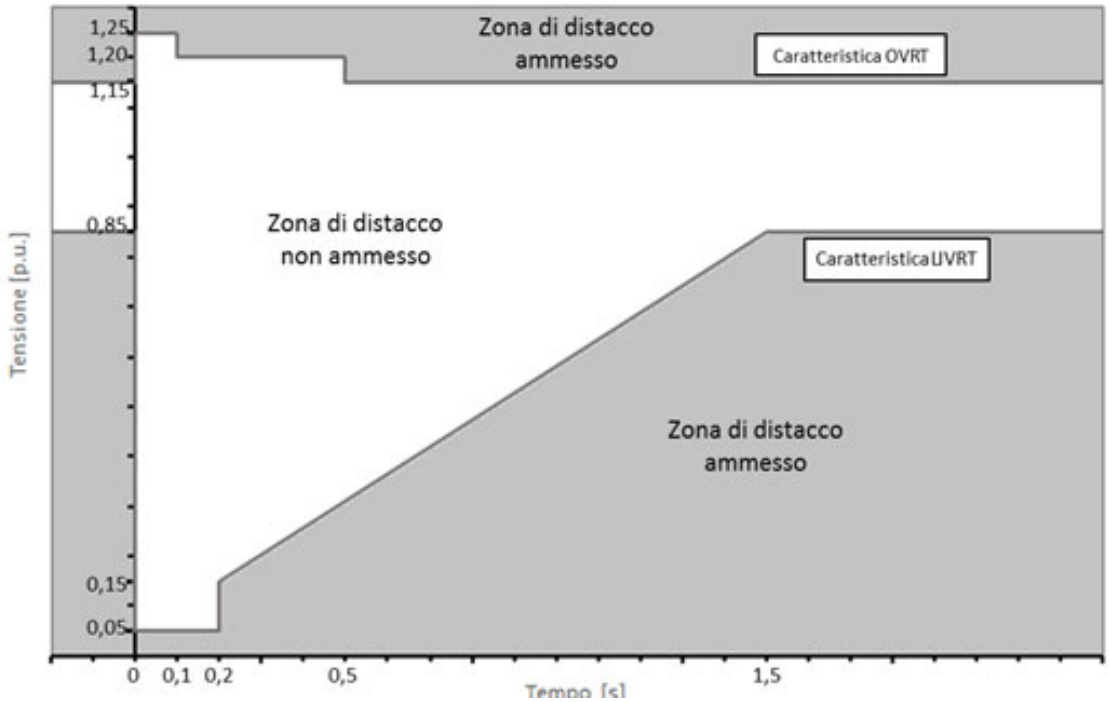


Figura 30 – Caratteristica (V - t): UVRT e OVRT per i parchi di generazione oltre 11,08 kW

Le verifiche di rispondenza dei convertitori statici ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le modalità riportate nell'Allegato B, Articolo B.1.

8.5.2 Partecipazione al controllo della tensione

Le prescrizioni di cui al presente paragrafo sono finalizzate, in prospettiva, al rispetto del disposto del DM 5 maggio 2011 (Articolo 11 comma 3 lettera d). Esse si applicano secondo le modalità e restrizioni specificate di seguito ai generatori statici e ai generatori sincroni direttamente connessi, di potenza non inferiore a 800 W.

La presenza dei generatori lungo le linee BT è potenzialmente in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla Norma CEI EN 50160. Tale Norma prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 min non possa superare il 110 % di U_n; al momento, non sono dati limiti su intervalli temporali più ristretti.

Al fine di rispettare i limiti su esposti anche in presenza di molteplici unità di generazione, è necessario che:

a) per valori di tensione superiori al 115 % di U_n per più di 0,2 s, le unità di GD siano distaccate dalla rete (compito assolto dalla regolazione 59.S2 del SPI);

b) quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110 % di U_n, le unità di GD siano distaccate dalla rete entro 3 s (compito assolto dalla regolazione 59.S1 del SPI);

c) oltre alle funzioni di distacco assolte dal SPI, le unità GD per valori della tensione di rete prossimi al 110 % di U_n dovranno contribuire alla limitazione della tensione misurata ai morsetti di uscita tramite assorbimento di potenza reattiva (comportamento induttivo), secondo le logiche di controllo locale contenute nell'Allegato E. È facoltà del DSO oppure dell'Utente attivare la logica locale di controllo della tensione, che dovrà essere riportata nel Regolamento di Esercizio. Qualora la richiesta sia dell'Utente, il DSO deve motivare un eventuale rifiuto.

Le sopraccitate prescrizioni sono riferite alla tensione come misurata ai morsetti di macchina; esse consentono di realizzare una logica locale di regolazione della tensione.

In presenza di un opportuno sistema di comunicazione, le unità di GD utilizzate in impianti di taglia complessiva superiore a 11,08 kW, potranno essere asservite a una regolazione centralizzata. Esse dovranno operare secondo le logiche specificate nell'Allegato E e i segnali esterni di regolazione e controllo remoto che verranno erogati a cura del DSO secondo quanto stabilito nell'Allegato D. In questi casi le unità di GD dovranno esser in grado di assorbire potenza reattiva (comportamento induttivo) in prossimità del 110 % di U_n e erogare potenza reattiva (comportamento capacitivo) in prossimità del 90 % di U_n.

Le prescrizioni di cui al punto c), nel caso di generatori sincroni direttamente connessi, devono essere attuate qualora compatibili con i limiti di tensione ammessi dalle macchine.

8.5.3 Limitazione della potenza attiva generata

La limitazione di potenza attiva iniettata in rete può essere attuata:

- in maniera automatica, per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n (8.5.3.1);
- in maniera automatica in caso di transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione (8.5.3.2);
- su comando esterno proveniente dal DSO (8.5.3.3).

Se il generatore è dotato di sistema di accumulo, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con il suo stato di carica.

8.5.3.1 Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n

Con riferimento al comma c) del Paragrafo 8.5.2, è cioè al fine di evitare il distacco del generatore dalla rete, è possibile da parte del produttore prevedere la limitazione automatica della potenza attiva iniettata in funzione della tensione, secondo la logica e le modalità di attivazione contenute nell'Allegato F.

La riduzione di potenza non deve essere più veloce del 33 % Pn/s.

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W, il soddisfacimento dei requisiti di questo paragrafo è facoltativo.

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo, quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

8.5.3.2 Limitazione della potenza attiva per transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione (LFSM-O Limited frequency Sensitive Mode- Overfrequency)

In presenza di transitori di frequenza sulla rete di trasmissione, è necessario che le unità GD attuino una opportuna regolazione locale della potenza attiva, secondo quanto specificato nell'Allegato F.

La funzione di limitazione della potenza attiva per transitori di sovrafrequenza ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 s a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

Per i sistemi di accumulo fare riferimento ai Paragrafi 8.5.3.4 e 8.5.3.4.1.

8.5.3.3 Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO

In presenza di un opportuno sistema di comunicazione, le unità di GD di potenza nominale installata superiore a 11,08 kW potranno essere asservite a una logica centralizzata del DSO di riduzione della potenza attiva, e dovranno operare secondo i segnali specificati nell'Allegato F. I segnali, trasmessi alle unità GD dal DSO, potranno essere legati a richieste dal TSO.

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W, non è richiesto il soddisfacimento dei requisiti di questo paragrafo.

Il servizio di rete sarà oggetto di regolamentazione da parte dell'ARERA.

8.5.3.4 Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete

I sistemi di accumulo (41) devono rispettare le seguenti prescrizioni.

La variazione di potenza attiva generata o assorbita dal sistema deve avvenire per superamento dei valori di soglia in sovra e sottofrequenza regolabili rispettivamente tra 50 Hz e 52 Hz (di default pari a 50,2 Hz) e tra 47 Hz e 50 Hz (di default pari a 49,8 Hz) secondo lo schema a "quadrilatero" indicato nella Figura 31. La funzione di regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sotto frequenza ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 s a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

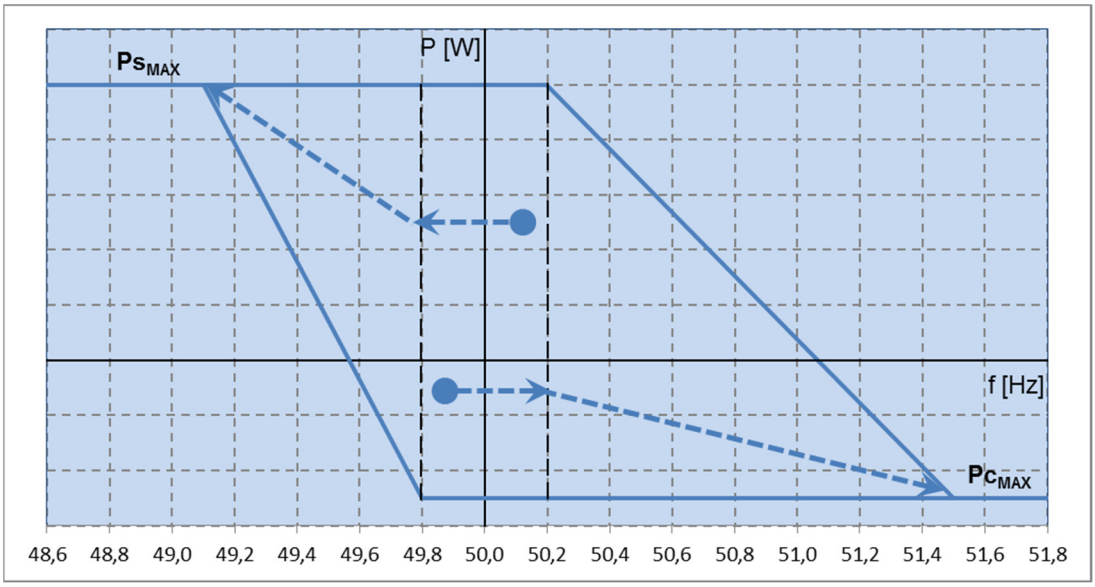


Figura 31 – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza

Si indicano con:

- CUS (Capacità Utile del Sistema di accumulo): quantità di energia disponibile ai terminali del sistema di accumulo tra gli stati di carica minimo e massimo del sistema stesso
- P_{SN} (Potenza di Scarica Nominale): la massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la CUS
- P_{CN} (Potenza di Carica Nominale): la massima potenza che il sistema può caricare per tutta la CUS
- P_{SMAX} (Potenza di Scarica Massima): la potenza in scarica che il sistema deve garantire all'interno del range 10 % - 90 % della CUS.
- P_{CMAX} (Potenza di Carica massima): la potenza in carica che il sistema deve garantire all'interno del range 10 % - 90 % della CUS.

– P_{NINV} (Potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale): la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale che collega il sistema di accumulo alla rete.

– $P_{SMAX} \geq P_{SN}$

– $P_{CMAX} \geq P_{CN}$

In generale, la potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale è maggiore rispetto alla massima potenza di scarica e carica dell'accumulo. In questo caso:

– $P_{SMAX} \leq P_{NINV}$;

– $P_{CMAX} \leq P_{NINV}$.

Tutti i valori sopra definiti devono essere dichiarati a cura dell'utente tra i dati caratteristici del sistema di accumulo.

L'area compresa nella zona rettangolare centrale definisce i possibili punti di normale funzionamento in cui il sistema di accumulo può trovarsi a lavorare e da tali punti il sistema dovrà variare la propria potenza attiva ed evolvere verso i vertici del quadrilatero in funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza verso i vertici del quadrilatero: punto limite (49,1 Hz, P_{SMAX}) per eventi di sottofrequenza e punto limite (51,5 Hz, P_{CMAX}) per eventi di sovrafrequenza (vedi linee tratteggiate).

Se il sistema di accumulo si trovasse a lavorare in regime di sovraccaricabilità (punti oltre P_{CMAX} e P_{SMAX}), esso dovrà innanzitutto portarsi in un punto di funzionamento normale (punto del quadrilatero più vicino) e da lì evolvere verso i vertici del quadrilatero.

Il quadrilatero prescinde dalla variabile temporale e definisce nella pratica l'area limite all'interno della quale avviene l'evoluzione del fenomeno transitorio frequenza – potenza di carica o di scarica.

Al rientro dal transitorio di sovra o sottofrequenza, il sistema ritorna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o in scarica) fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz (in modo simile alla isteresi richiesta ai generatori fotovoltaici), come da Figura 32.

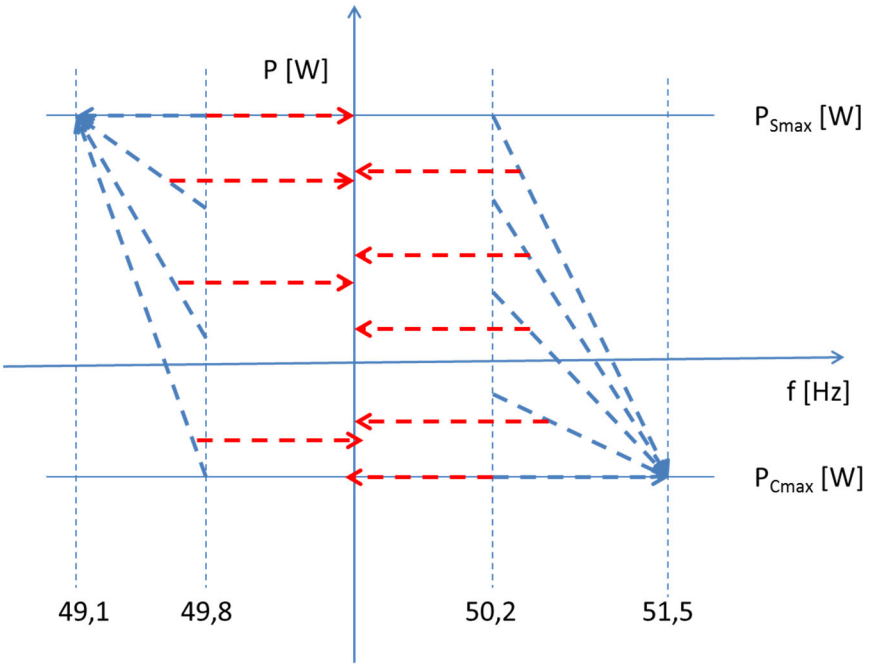


Figura 32 – Rientro da condizioni di sovra e sottofrequenza

Al ritorno della frequenza nella banda 50 Hz ± 0,1 Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 s, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario [51] in modo lineare con un transitorio non inferiore a 300 s.

Se durante il transitorio di sovra o sottofrequenza o in quello di rientro alle condizioni di funzionamento ordinario, il sistema non si trova nelle condizioni di proseguire nel regime di potenza attiva in cui è stato chiamato a lavorare (in pratica esce dall'intervallo 10 % - 90 % della CUS) il sistema stesso termina il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario (ad es. si spegne se ha esaurito la propria capacità in scarica); il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non dovrà essere effettuato in modo brusco ma con un azzeramento progressivo.

Per la programmazione del controllore, che deve modificare la potenza attiva del sistema secondo le rette tratteggiate delle figure precedenti, si definisce la possibilità di realizzare lo statismo:

- in modo "dinamico" - calcolando di volta in volta la retta passante per il punto di funzionamento del sistema (a 50,2 Hz) e il punto limite a P_{CMAX}; in alternativa,
- in modo discreto – programmando una famiglia di curve (non inferiori a 10) tra punti a diversi livelli di funzionamento e il punto limite a P_{CMAX}; il controllo, al raggiungimento della frequenza di 50,2 Hz, sceglie la curva di regolazione di potenza immediatamente inferiore a quella di funzionamento.

8.5.3.4.1 Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della fornitura dei servizi di rete, come un unico generatore.

Ai fini del servizio di rete relativo alla regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sottofrequenza si considerano inoltre i seguenti sottocasi:

- **caso convertitore unidirezionale**

  Un sistema di accumulo collegato su bus DC di un impianto di generazione interfacciato con la rete AC tramite inverter, soggetto alla fornitura di servizi di rete, dovrà, nel caso di transitori di sovrafrequenza, comportarsi ai suoi morsetti AC come un impianto di generazione senza l'EESS ed il sistema di accumulo dovrà contribuire alla riduzione della potenza attiva secondo lo schema prescritto per l'impianto di generazione complessivo, che sta funzionando ad una potenza pari alla somma di quella fornita dal generatore e di quella fornita dal sistema di accumulo.

  Nel caso di transitori di sottofrequenza, il sistema di accumulo dovrà invece fornire alla rete, in aggiunta alla potenza immessa dal generatore, un ulteriore contributo (in scarica) fino all'eventuale raggiungimento della potenza nominale dell'inverter e al più pari a P_{SMAX}.

- **caso convertitore bidirezionale**

  Nel caso di convertitore bidirezionale, vale tutto quanto sopra riportato per il caso di inverter ma integrato dalla prescrizione che l'insieme generatore + EESS (sempre come unico sistema complessivo) è tenuto a fornire i servizi di rete aggiuntivi, propri di un sistema di accumulo, attraverso l'assorbimento di potenza attiva dalla rete in caso di sovrafrequenza.

I principi sopra riportati si applicano anche all'installazione di un EESS su bus DC di un impianto di generazione già esistente.

Nel seguito viene riportata la prescrizione relativa al comportamento durante i transitori di sovra e sottofrequenza di un sistema di accumulo collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico[52].

(51) Con "condizioni di funzionamento ordinario" si intende che il sistema ritorna libero di attuare le proprie modalità di funzionamento, sgravato dal fornire il servizio di rete.

(52) Altre combinazioni sistema di accumulo/generatore sono allo studio.

Per la definizione dei parametri, delle modalità di controllo, del rientro dai transitori e dei punti di funzionamento di un sistema di accumulo vale quanto riportato al Paragrafo 8.5.3.4.

Le prescrizioni di regolazione sono descritte dalla Figura 33 e dalla Figura 34, nelle quali con P_{NINV} si intende la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale, in generale superiore rispetto alla massima potenza di scarica e di carica del sistema di accumulo.

La Figura 34 si riferisce al caso generale di un sistema di accumulo con massima potenza di carica inferiore rispetto alla massima potenza di scarica.

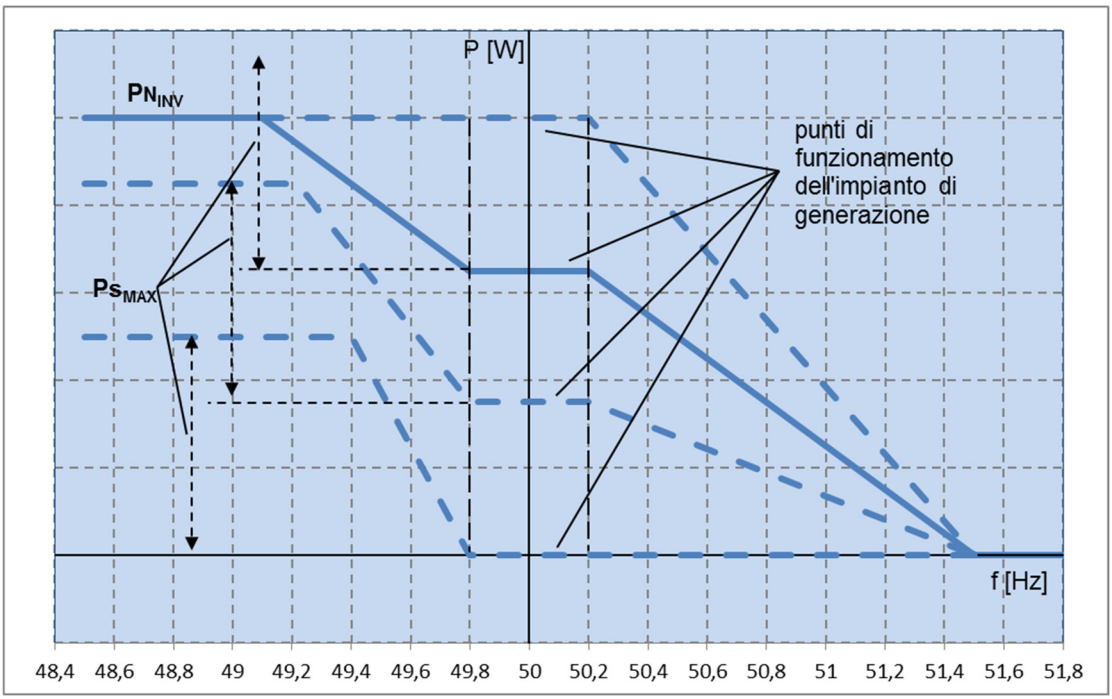


Figura 33 – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza – inverter

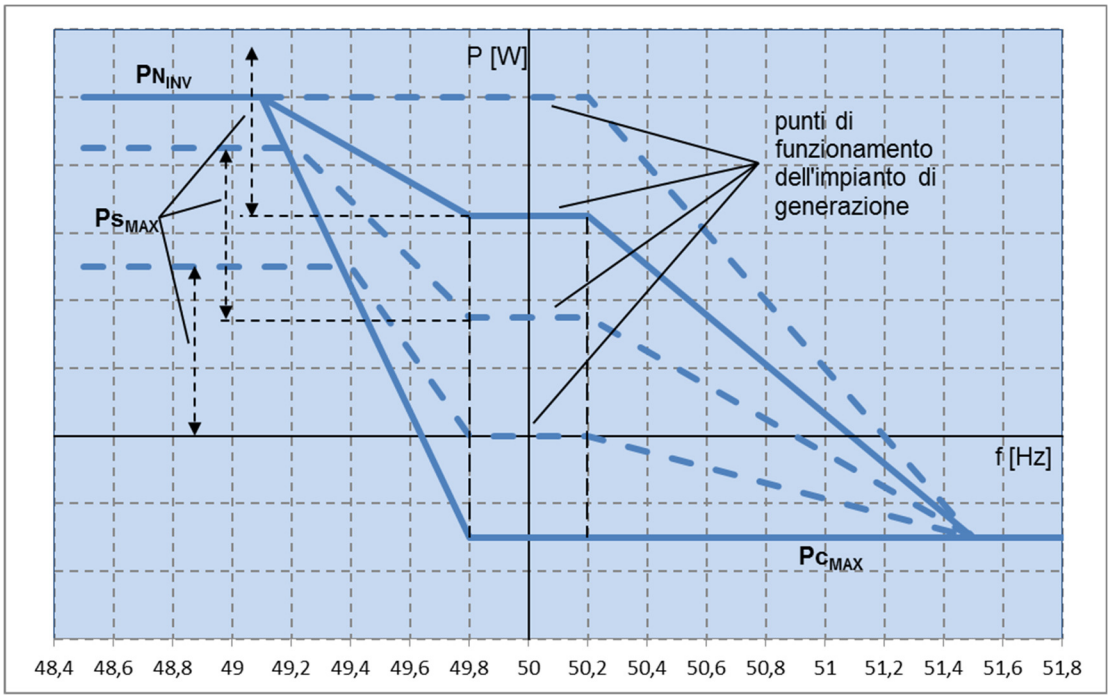


Figura 34 – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - convertitore bidirezionale

8.6 Sistemi di protezione

8.6.1 Sistema di protezione generale

Il sistema di protezione generale deve essere quello indicato per gli Utenti passivi.

8.6.2 Sistema di protezione di interfaccia

Si premette che se il sistema di protezione di interfaccia è installato sul lato BT di un'utenza connessa alla rete MT, si applica la Norma CEI 0-16[(53)].

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, realizza le finalità di cui in 8.2.2.1, prevedendo le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850[(54)] finalizzati a
  - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
  - comando di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione).

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W, è consentito che il SPI non soddisfi il requisito di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850.

Il protocollo CEI EN 61850 deve essere certificato di livello A da un laboratorio di terza parte accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17025 o organismo accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17065, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di telescatto.

Per i sistemi trifase, le protezioni:

- di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate;
- di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT.

Il SPI deve essere realizzato secondo le caratteristiche riportate in A1 e A2 e verificato secondo le modalità previste in A3; l'attivazione di qualsiasi funzione di protezione deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia DDI.

Un gruppo di generazione deve essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s. In questa condizione il SPI non deve pertanto emettere comando di scatto. Questa prescrizione non è richiesta per i gruppi di generazione con potenza nominale inferiore a 800 W.

La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100 ms). Il calcolo della derivata deve poter essere effettuato con una finestra variabile impostabile tra 100 ms e 1s (la finestra variabile viene utilizzata in coerenza al valore della derivata da calcolare, generalmente crescente al diminuire del valore della derivata).

Le regolazioni delle protezioni avvengono sotto la responsabilità dell'Utente secondo le indicazioni della presente Norma.

Tenendo conto dei valori di regolazione e dei tempi di intervento normalmente indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete del DSO, si ha generalmente l'intervento del relè di frequenza, mentre i relè di tensione assolvono una funzione prevalentemente di rincalzo.

---

(53) Questa prescrizione si applica per impianti di produzione con potenza superiore a 30 kW.

(54) La definizione dei segnali su protocollo standard serie CEI EN 61850 è allo studio, e sarà oggetto dell'Allegato D. Questi segnali, trasmessi dal DSO ed uguali per tutti gli utenti attivi, potranno essere utilizzati direttamente dalla PI oppure "convertiti" in contatti puliti purché siano rispettati i tempi di intervento indicati nella presente norma.

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 11,08 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 11,08 kW.

Le prescrizioni per le relative prove dell'SPI devono essere conformi a quanto riportato in A4.

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere verificabile durante il suo funzionamento in impianto:

- secondo quanto indicato in A.4.3, per il dispositivo dedicato (relè di protezione);
- secondo quanto indicato in A.4.4, per il dispositivo integrato (autotest).

Non è permesso l'utilizzo di apparecchiature ad esempio Dinamic Voltage Regulator (DVR) in grado di stabilizzare la tensione nell'impianto utente durante il funzionamento in parallelo con la rete di distribuzione.

8.6.2.1 Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia

Le regolazioni del SPI sono riportate nella seguente Tabella 13 per tutti i sistemi di generazione, ad esclusione degli impianti di potenza inferiore a 800 W per i quali si applicano le regolazioni indicate in Tabella 1.

Tabella 13 – Regolazioni del SPI (ad esclusione degli impianti di potenza inferiore a 800 W)

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	1,5 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)** ◊	50,2 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)** ◊	49,8 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◊	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◊	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §

* Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 V_n e t = 0,150 s

** Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.

◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 V_n, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.

§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 35.

Tabella 14 – Regolazioni del SPI negli impianti di potenza inferiore a 800 W

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,80 Vn	0,4 s
Massima frequenza (81>.S1)	51,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)	47,5 Hz	0,1 s

Solamente la funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore medio di 10 min calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 min precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1 di cui alla Tabella 13.

Limitatamente ai soli generatori statici (inverter), il SPI deve prevedere la possibilità di disabilitare, su comando locale protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di comunicazione (cfr, Allegato D), le soglie 81>S1 e 81<S1, consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47,5 Hz 81< e 51,5 Hz 81> (55).

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI, illustrato nella Figura 35. Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco e di presenza rete comunicazione.

Nel caso di impianti di potenza uguale o superiore a 800 W, in Figura 35 è riportato a titolo esemplificativo lo schema logico funzionale dell'SPI con le tarature relative ai parchi di generazione. Il medesimo schema logica con i valori riportati in Tabella 13 deve essere utilizzato per i gruppi di generazione sincroni.

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, lo schema logico è quello di Figura 36.

Le eventuali protezioni (integrate oppure esterne) del generatore statico alla rete devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio.

Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

In applicazione dell'Allegato A70 di TERNA, lo stato logico del "comando locale" di cui in Figura 35 è definito, prima della connessione, nel regolamento di esercizio stabilito tra il DSO e l'Utente attivo secondo le logiche riportate nei Paragrafo 8.6.2.1 e 8.6.2.1.2.

(55) Detta disabilitazione può avere un impatto sulla qualità del servizio fornita dalla rete del DSO poiché può comportare una minore probabilità di successo delle procedure di richiusura automatica nonché di selezione automatica del tronco guasto nei casi di significativa presenza di Utenti attivi connessi alla rete.

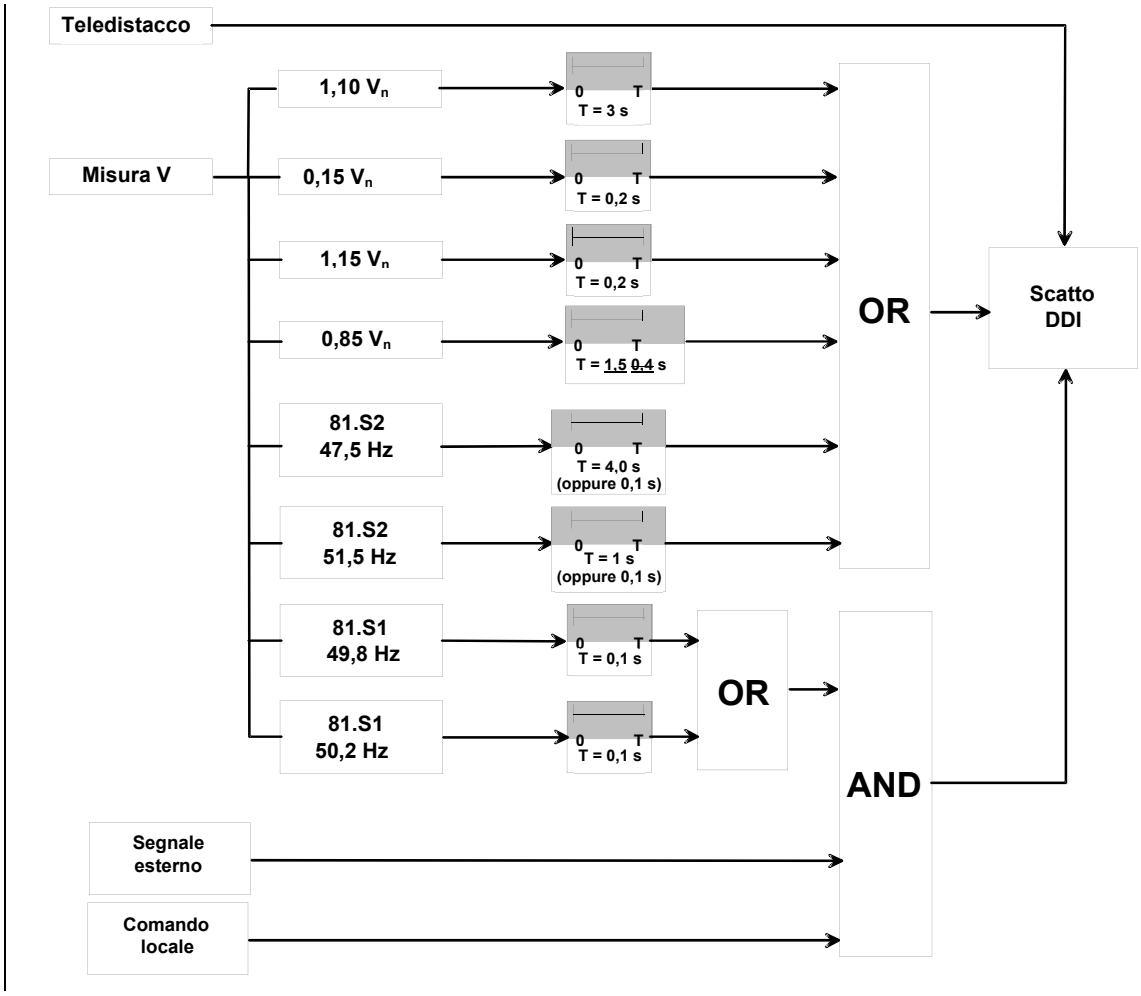


Figura 35 – Schema logico funzionale del SPI dei parchi di generazione (i valori tra parentesi si riferiscono alla modalità transitoria di funzionamento del SPI)

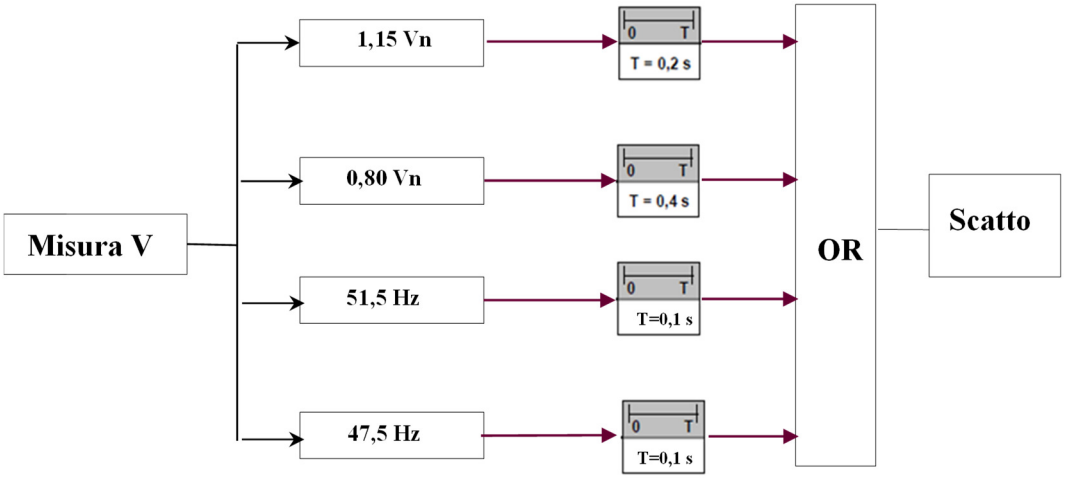


Figura 36 – Schema logico funzionale del SPI per impianti di potenza inferiore a 800 W

8.6.2.1.1 Modalità transitoria di funzionamento del sistema di protezione di interfaccia (stand alone, impiego del SPI sulla base di sole informazioni locali)

Segnale esterno: in modalità transitoria (funzionamento stand alone, in assenza di un sistema di comunicazione “always on” predisposto dal DSO), lo stato di questo ingresso logico deve essere stabilmente alto (setting).

Tramite il comando locale:

- nello stato basso (valore 0), si ottiene il funzionamento permanente in soglie permissive;
- nello stato alto (valore 1), si ottiene il funzionamento permanente in soglie restrittive (legato a possibili esigenze del DSO).

In questa modalità di funzionamento, il tempo di intervento delle protezioni 81<S2 e 81>S2 deve essere pari a 0,1 s.

L'impostazione locale del relè può essere eseguita mediante diverse modalità, purché protette da usi impropri (per es. password, ecc.).

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W.

8.6.2.1.2 Modalità definitiva di funzionamento del sistema di protezione di interfaccia (impiego del SPI sulla base di letture locali e di informazioni/comandi esterni)

Segnale esterno: lo stato di questo ingresso logico sarà:

- basso (valore 0) in caso di rete di comunicazione realmente operativa
- alto (valore 1) in caso di rete di comunicazione temporaneamente non operativa
- alto (valore 1) in caso di comando esterno inviato dal DSO (per es., in caso di guasto sulla rete MT del DSO)

Il comando locale deve essere settato permanentemente nello stato alto (valore 1).

In questa modalità di funzionamento, il tempo di intervento sarà pari a 1 s per la protezione di massima frequenza (81>S2) e a 4 s per la protezione di minima frequenza (81<S2).

L'impostazione locale del relè può essere eseguita mediante diverse modalità, purché protette da usi impropri (p. e., password, ecc.).

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W.

8.6.2.2 Esclusione temporanea del SPI

Se il sistema di protezione di interfaccia è realizzato tramite dispositivo dedicato (relè esterno), il SPI può essere escluso temporaneamente 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 impedisce (con dispositivi di interblocco elettrici e/o meccanici) il parallelo dell'impianto di produzione con la rete di distribuzione, sono bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati fuori servizio e scollegati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori e un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere il rispettivo SPI.

- la raccolta dei dati in tempo reale relativi alla misura della potenza prelevata dall'infrastruttura di ricarica(56) e alla misura della potenza prelevata ed immessa da eventuali generatori e/o accumuli presenti in impianto, e della potenza scambiata con la rete al punto di consegna;

(56) L'Infrastruttura di Ricarica (anche "Charging Station Infrastructure" CSI) viene intesa come insieme di una o più stazioni di ricarica EV, anche bidirezionali, collegate alla rete.

- lo scambio dei dati di potenza con gli attori abilitati, quali: il Distributore (DSO nel seguito), l'Aggregatore (anche "Balance Service Provider" BSP nel seguito) per la partecipazione volontaria al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Lo scambio dei dati con il DSO per i servizi a quest'ultimo dedicati è previsto per i soli CIR installati presso gli utenti passivi trifase. Per le installazioni monofase il DSO può delegare le azioni sul CIR al BSP;
- la regolazione dinamica e parametrizzabile della potenza, prelevata dalla rete per la ricarica della batteria del veicolo, effettuata attraverso una Stazione di Ricarica EV in modo 3 e in modo 4 (definito come da serie CEI EN IEC 61851);

Si noti che per quanto previsto al punto 8.4.2 (funzionamento di breve durata in parallelo), gli interblocchi devono essere disattivati.

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W.

Non è permesso l'utilizzo di apparecchiature ad esempio tipo Dinamic Voltage Regulator (DVR) in grado di stabilizzare la tensione nell'impianto utente durante il funzionamento in parallelo con la rete di distribuzione

8.6.3 Sistema di protezione del generatore

Le protezioni degli impianti di produzione (che agiscono su un DDG) hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia, quando si manifesti un guasto od un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità delle apparecchiature presenti in impianto.

Le eventuali protezioni (integrate oppure esterne) del generatore devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e devono consentire sia il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza definiti al Paragrafo 8.4.4 della Norma ("Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del DSO, sia, per i generatori in impianti di potenza superiore a 11,08 kW, tenere conto di quanto prescritto al Paragrafo 8.5.1 della Norma ("Insensibilità agli abbassamenti di tensione") al fine di evitare l'indebita separazione dalla rete dei generatori in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti (FRT).

8.7 Regolamento di esercizio per Utente attivo

Il DSO prevede un Regolamento di esercizio, la cui stipula è immediatamente precedente alla connessione alla rete di distribuzione, contenente almeno:

- condizioni generali del collegamento dell'Utente;
- verifiche preliminari alla connessione ed alla messa in esercizio;
- modalità di esercizio, del collegamento dell'Utente;
- verifiche e manutenzione in esercizio;
- eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente;
- disposizioni operative per la sicurezza elettrica;
- riferimenti operativi.

Un esempio di regolamento di esercizio è riportato in Allegato G.

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W (ad esclusione degli impianti P&P), l'Utente trasmette al DSO, immediatamente prima della connessione alla rete di distribuzione, il "Modulo semplificato di notifica"; tale comunicazione varrà anche come richiesta al DSO per la riprogrammazione del contatore esistente se programmato come unidirezionale.

Nel caso di impianto Plug & Play, l'Utente trasmette al distributore DSO la "Comunicazione Unica per impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W (indicato da ARERA); tale comunicazione vale anche come richiesta al DSO per la riprogrammazione del contatore esistente se programmato come unidirezionale.

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, l'Utente sottoscrive al DSO il "Regolamento di esercizio in parallelo con rete BT del DSO di impianti di produzione ≤ 0,8 kW", riportato in Allegato Gbis.

8.8 Prove di verifica in campo

Le prove da eseguire (su SPI e, se presente, sull'inverter) possono essere di due tipologie:

- prove di tipo (da eseguirsi in laboratorio);
- prove di verifica in campo: vengono comprese in tale categoria sia le prove di prima installazione che quelle di verifiche successive, come definito nel regolamento di esercizio. Per "campo" si intende l'impianto nel quale i dispositivi sono definitivamente installati ai fini dell'esercizio.

Tali prove sono descritte in Allegato A e in Allegato B.

Le prove di verifica in campo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W.

8.9 Documentazione tecnica del punto di connessione di Utente attivo

Prima della connessione alla rete di distribuzione, l'Utente deve fornire al DSO la documentazione attestante la rispondenza dell'impianto di utenza. In particolare, dovrà fornire:

- schema elettrico unifilare definitivo dell'impianto, con evidenza dei generatori, dei dispositivi di conversione statica, dei dispositivi generali e di sezionamento e le modalità di connessione dell'impianto alla rete di distribuzione, secondo le norme CEI applicabili;
- schemi funzionali del sistema di protezione, comando e controllo;
- stato del "segnale locale" di cui al Paragrafo 8.6.2.1;
- dichiarazione di conformità dell'impianto alla regola dell'arte ai sensi delle vigenti leggi;
- dichiarazione di conformità di eventuali dispositivi di conversione statica e di interfaccia installati;
- attestazione, rilasciata dal Gestore, dell'adempimento degli obblighi informativi previsti dalle disposizioni vigenti.

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W l'Utente dovrà fornire:

- schema elettrico unifilare definitivo dell'impianto, con evidenza dei generatori, dei dispositivi di conversione statica, dei dispositivi generali e di sezionamento e le modalità di connessione dell'impianto alla rete di distribuzione, secondo le norme CEI applicabili;
- dichiarazione di conformità dell'impianto alla regola dell'arte ai sensi delle vigenti leggi;
- dichiarazione di conformità di eventuali dispositivi di conversione statica e di interfaccia installati.

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti P&P.

Parte 4 – Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica (EMC), continuità e qualità della tensione

9 Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica

L'Utente è tenuto ad installare apparecchiature conformi alla normativa sulla compatibilità elettromagnetica 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 devono essere incluse anche le unità di produzione, qualora il processo di generazione sia di per sé fonte di disturbi sulla rete (es. impianti eolici).

9.1 Valutazione dei disturbi

I disturbi generati dai carichi dell'impianto di Utente e immessi nella rete devono essere valutati dal DSO con modalità stabilite dalle relative Norme CEI, CENELEC e 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.

L'uso degli impianti e/o degli apparati da parte dell'Utente non deve provocare disturbi alla rete del DSO, al fine di consentire il regolare esercizio della rete e la telegestione dei gruppi di misura elettronici, previsto dalle delibere vigenti (TIME dell'ARERA).

Su questo aspetto si ricorda che le Norme europee (CEI EN 50065-1) definiscono in maniera chiara la banda di frequenza assegnata ad uso esclusivo dei Distributori, per la trasmissione dei segnali sulla rete BT (3 kHz - 95 kHz).

Le apparecchiature degli Utenti non devono, pertanto, introdurre interferenze condotte nel suddetto intervallo di frequenza, al fine di assicurare il mantenimento sulla rete BT dei livelli di segnale consentiti dalla norma.

Qualora tali interferenze pregiudichino il servizio di tele gestione dei gruppi di misura elettronici, il DSO e l'Utente devono collaborare al fine di ridurre l'interferenza e ripristinare il servizio.

10 Misura di continuità e qualità della tensione

Il DSO 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 nell'impianto di rete per la connessione e nel punto di connessione, rispettivamente.

Parte 5 – Connessione tra reti di distribuzione

11 Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione

Le prescrizioni del presente articolo 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'ARERA.

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

11.1 Punto di interconnessione

In prossimità del confine territoriale che separa gli ambiti di competenza di soggetti titolari di concessione per l'esercizio di reti con obbligo di connessione di terzi, è ammessa una interconnessione in Bassa tensione compatibilmente alle caratteristiche tecniche degli impianti.

In corrispondenza del punto di interconnessione tra reti di distribuzione, devono essere installati dispositivi idonei a consentire l'indipendenza funzionale tra le due reti di distribuzione (sezionatori e/o interruttori). Essi, compatibilmente con le soluzioni impiantistiche in essere, potranno essere telecomandati da uno dei soggetti Distributori connessi.

11.2 Misura dell'energia scambiata

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione deve essere installato un contatore in grado di registrare l'energia scambiata (qualora necessario, in entrambe le direzioni).

Nel caso di linea BT alimentante esclusivamente il punto di interconnessione, il contatore è normalmente collocato in cabina secondaria.

11.3 Esercizio e manutenzione

Le modalità di esercizio e manutenzione degli impianti interessati alla connessione, devono essere opportunamente concordate tra i soggetti interessati, mediante la sottoscrizione di apposito regolamento di esercizio.

11.4 Qualità tecnica del servizio

I Distributori sono tenuti a scambiarsi, laddove necessario, tutte le informazioni per consentire la corretta attribuzione delle responsabilità ai fini delle disposizioni dell'ARERA inerenti la qualità del servizio.

Parte 6 – Sistemi di misura dell'energia elettrica

12 Sistemi di misura dell'energia elettrica

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti P&P. Si evidenzia inoltre che, per problemi legati al conteggio dell'energia prodotta, gli impianti Plug & Play non possono essere installati dove è già presente un impianto incentivato.

Ai sensi della regolazione vigente (Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo - TISSPC) il presente paragrafo (e i relativi sotto paragrafi) si applica nel caso di impianti di produzione con potenza nominale maggiore di 1 kW. Per impianti con potenza nominale inferiore o uguale a 1 kW si applicano soltanto le prescrizioni relative al contatore M1.

Le presenti prescrizioni riguardano i sistemi di misura dell'energia elettrica:

- scambiata (sia prelevata, sia immessa) con la rete del DSO;
- prodotta, da impianti di produzione per i quali tale misura è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che comporti l'utilizzo esplicito di detta misura.

Si noti che a prescindere dagli obblighi di legge, la presenza del/dei sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta (M2) è utile anche per i rapporti tra l'Utente ed il fornitore dei gruppi di produzione, sia per verificarne il rendimento che per le prestazioni previste a livello contrattuale.

Ai sensi dei provvedimenti dell'ARERA si ricorda che il DSO è responsabile di tutte le operazioni componenti l'attività di misura (operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, operazioni di gestione dei dati di misura, operazioni di natura commerciale) nel caso dell'energia elettrica prelevata e/o immessa (M1), nonché, qualora previste e/o necessarie, nel caso di energia elettrica prodotta (M2 e M3) in tutti i casi di connessione in BT.

Il DSO installa il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta secondo le indicazioni riportate al punto 12.4.

Al fine di consentire la telelettura dei contatori dell'energia prodotta, non è consentito interrompere la continuità circuitale del collegamento tra il suddetto contatore dell'energia elettrica prodotta ed il punto di connessione alla rete (installando ad esempio interruttori crepuscolari) se non in condizioni eccezionali legate alla manutenzione, guasti o alla sicurezza.

I paragrafi che seguono descrivono i requisiti del sistema di misura (così come definito dalla Guida CEI 13-71) dell'energia elettrica scambiata (cioè immessa e/o prelevata nel medesimo punto di connessione) e quelli relativi al sistema di misura dell'energia elettrica prodotta nel caso di allacciamento alla rete BT; vengono inoltre prescritti i requisiti di installazione ed antifrode da impiegare.

12.1 Localizzazione dei sistemi di misura dell'energia elettrica

Di seguito è descritta la localizzazione dei sistemi di misura dell'energia elettrica:

- per i punti di prelievo di Utenti passivi, il sistema di misura dell'energia elettrica prelevata è installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di connessione (lato rete - M1 nella Figura 37);
- per i punti di prelievo di Utenti attivi con carico proprio, diverso dai servizi ausiliari, il sistema di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa è installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di connessione (M1 nella Figura 38), mentre il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta è installato all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto stabilito dal medesimo produttore (M2 in Figura 38). Nel caso di impianti fotovoltaici, il più vicino possibile allo/agli inverter; nel caso di impianti diversi da quelli fotovoltaici il più vicino possibile ai morsetti del generatore e comunque a monte dei servizi ausiliari;

– per i punti di immissione riferiti a impianti di produzione per i quali l'energia elettrica immessa coincide con l'energia elettrica prodotta, il sistema di misura dell'energia elettrica immessa ed eventualmente prelevata è installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di connessione (M1/M2 nella Figura 39);

– per i punti di immissione riferiti a impianti di produzione per i quali l'energia elettrica immessa non coincide con l'energia elettrica prodotta, il sistema di misura dell'energia elettrica immessa ed eventualmente prelevata è installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di connessione (M1 nella Figura 40), mentre il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta è installato all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto stabilito dal medesimo produttore (M2 in Figura 40). Nel caso di impianti fotovoltaici, il più vicino possibile allo/agli inverter; nel caso di impianti diversi da quelli fotovoltaici il più vicino possibile ai morsetti del generatore

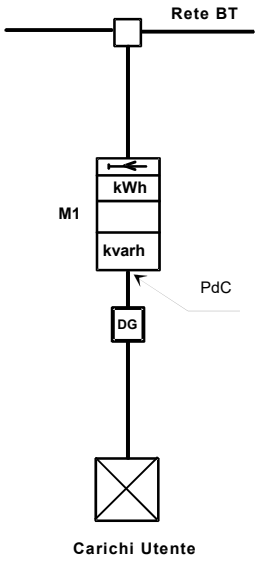
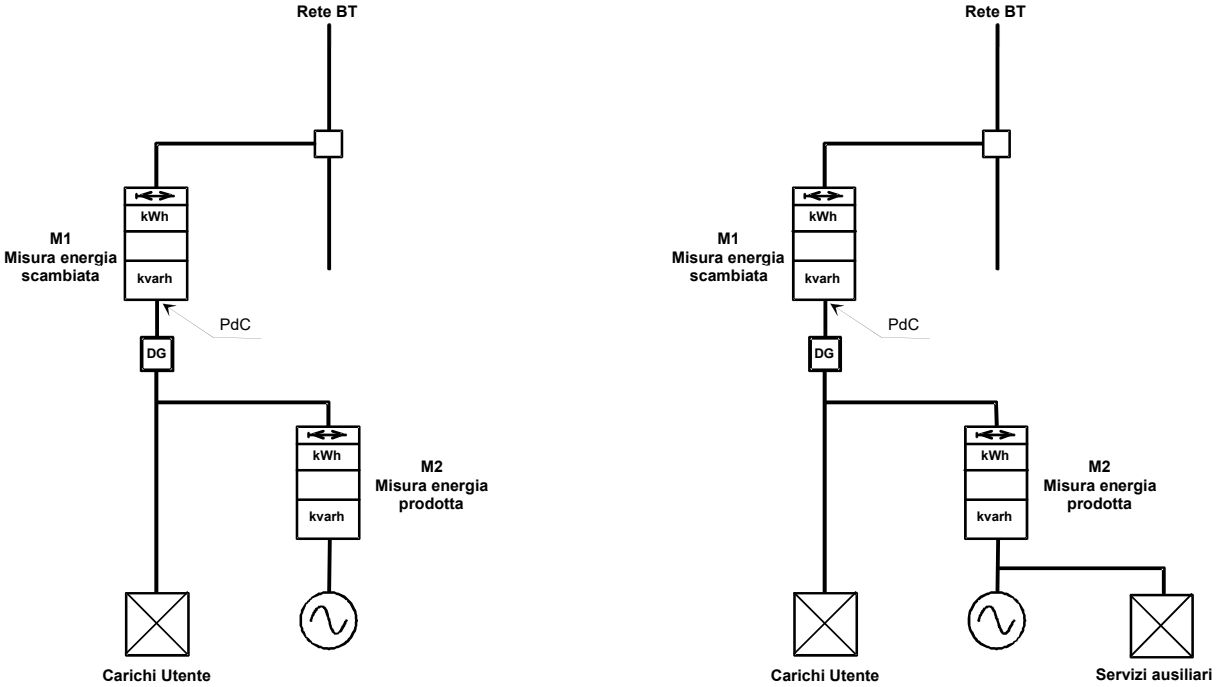


Figura 37 – Schema di collegamento dei sistemi di misura per i punti di prelievo di un Utente passivo



a) Impianti fotovoltaici **b)** Impianti diversi dai fotovoltaici

Figura 38 – Schema di collegamento dei sistemi di misura per i punti di prelievo di un Utente attivo con carico proprio

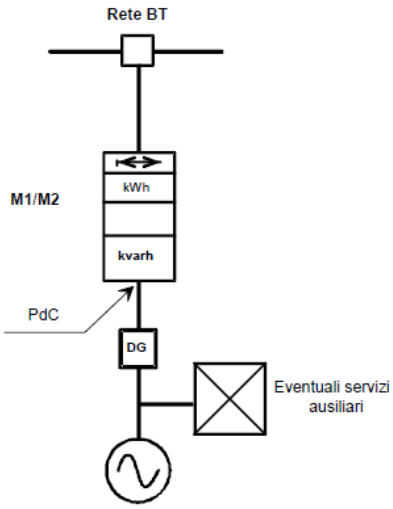


Figura 39 – Schema di collegamento dei sistemi di misura per i punti di immissione riferiti a impianti di produzione per i quali l'energia elettrica immessa ed eventualmente prelevata coincide con l'energia elettrica prodotta al netto di eventuali servizi ausiliari

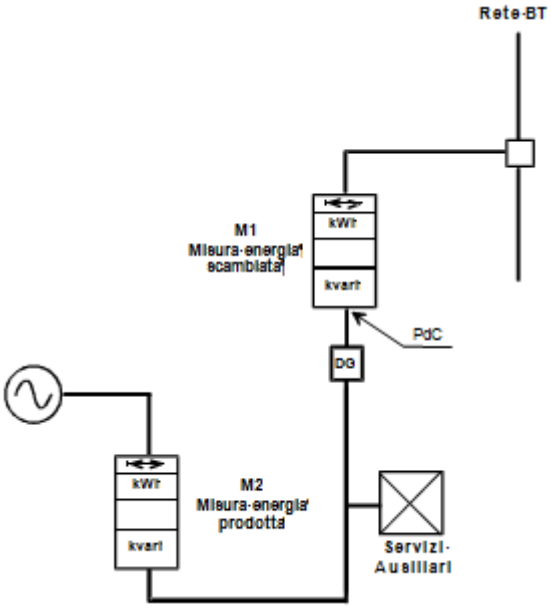


Figura 40 – Schema di collegamento dei sistemi di misura per i punti di immissione riferiti a impianti di produzione per i quali l'energia elettrica immessa non coincide con l'energia elettrica prodotta

12.1.1 Punti di prelievo di Utenti attivi con sistema di accumulo

Qualora la coesistenza di sistemi di accumulo e impianti di generazione comporti la necessità di misurare separatamente l'energia prodotta dai generatori e quella scambiata dal sistema di accumulo, si applicano gli schemi (di principio) di seguito riportati. Le soluzioni di seguito proposte sono finalizzate alla connessione alla rete; la loro applicazione a impianti ammessi agli incentivi e/o a schemi di accesso semplificati alla rete (come SSP e RID) è subordinata al rispetto delle prescrizioni vigenti in materia (Ministeri, ARERA, GSE)[57].

12.1.1.1 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente continua (Figura 41)

Al fine di gestire correttamente l'accumulo di energia dalla rete, il contatore di produzione deve essere di tipo bidirezionale.

(57) Si ritiene opportuno precisare che gli schemi unifilari indicati nel seguito trovano applicazione solo per impianti che hanno un dedicato punto di connessione con la rete non condiviso con altri impianti incentivati e/o che hanno accesso ai regimi semplificati di cessione dell'energia o più in generale che non condividono alcun contatore con altri impianti o sezioni/porzioni d'impianto incentivato.

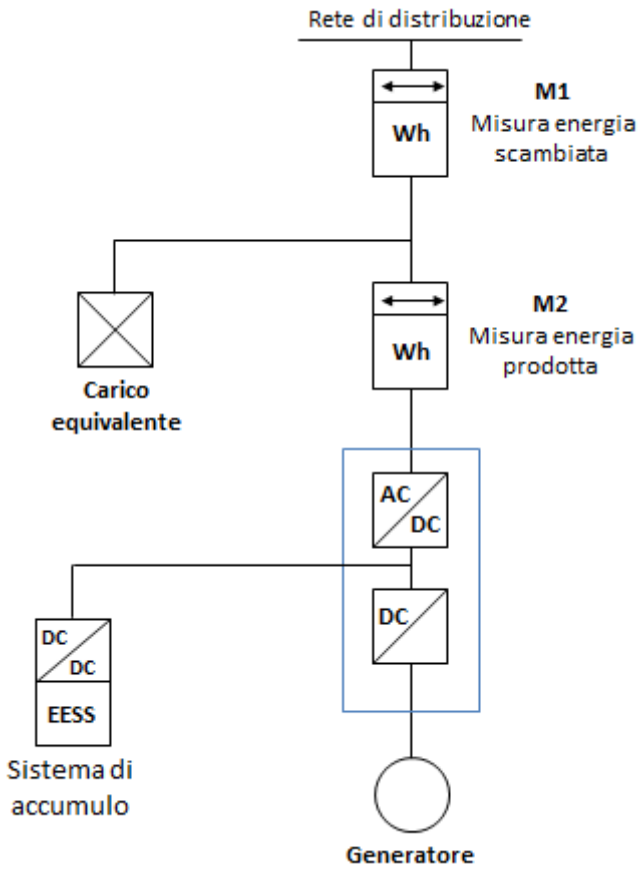


Figura 41 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua

NOTA La rappresentazione del generatore e del sistema di accumulo è di principio funzionale e non prescrittiva di alcuna soluzione costruttiva; altre possibili configurazioni potrebbero quindi essere diverse (ad esempio prevedere o meno la presenza di un apparato DC/DC) sempre rispettando il principio funzionale indicato. Anche il carico equivalente potrebbe non essere presente.

12.1.1.2 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione (Figura 42)

Questo tipo di impianto prevede la connessione del sistema di accumulo nella parte in corrente alternata a valle del contatore di produzione.

Al fine di gestire correttamente l'accumulo di energia dalla rete, il contatore di produzione deve essere di tipo bidirezionale.

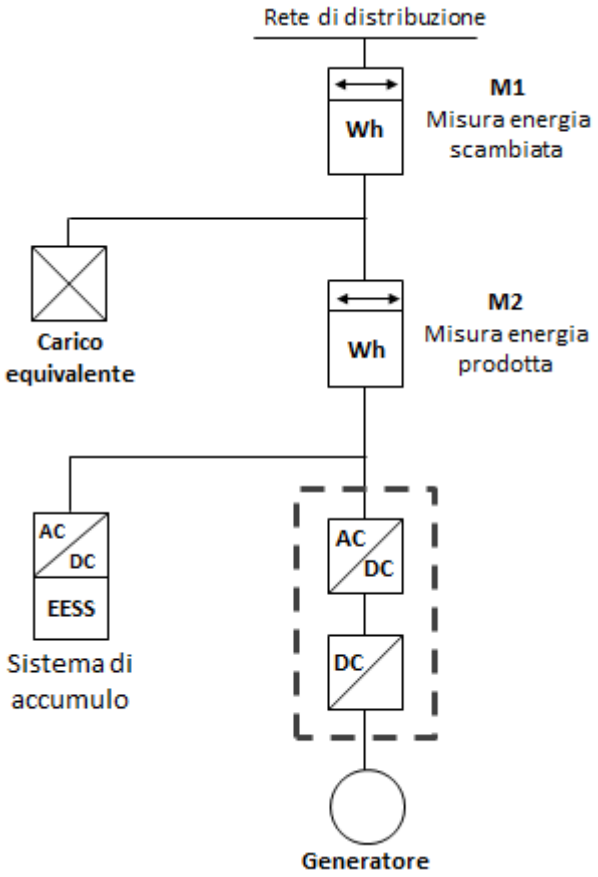


Figura 42 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata

NOTA La rappresentazione del generatore e del sistema di accumulo è di principio funzionale e non prescrittiva di alcuna soluzione costruttiva; altre possibili configurazioni potrebbero quindi essere diverse (ad esempio prevedere o meno la presenza di un apparato DC/DC) sempre rispettando il principio funzionale indicato. Anche il carico equivalente potrebbe non essere presente.

12.1.1.3 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione (Figura 43)

Per questo tipo di impianto valgono le considerazioni viste in precedenza con le seguenti precisazioni:

- è necessario che il contatore di produzione M2 e quello M1 di scambio siano di tipo bidirezionale, prevedendo, in generale, l'installazione di contatori che abbiano la possibilità di rilevare i dati con il livello di dettaglio (orario, per fasce, etc.) stabilito nella normativa vigente;
- nei casi in cui per riconoscimento di incentivi economici corre l'obbligo della misura dell'energia immessa nell'impianto dal sistema di accumulo, è necessario installare, tra il sistema di accumulo e il resto dell'impianto, un contatore M3 bidirezionale per la misura di tale energia che abbia, in generale, la possibilità di rilevare i dati con il livello di dettaglio (orario, per fasce, etc.) stabilito nella normativa vigente.

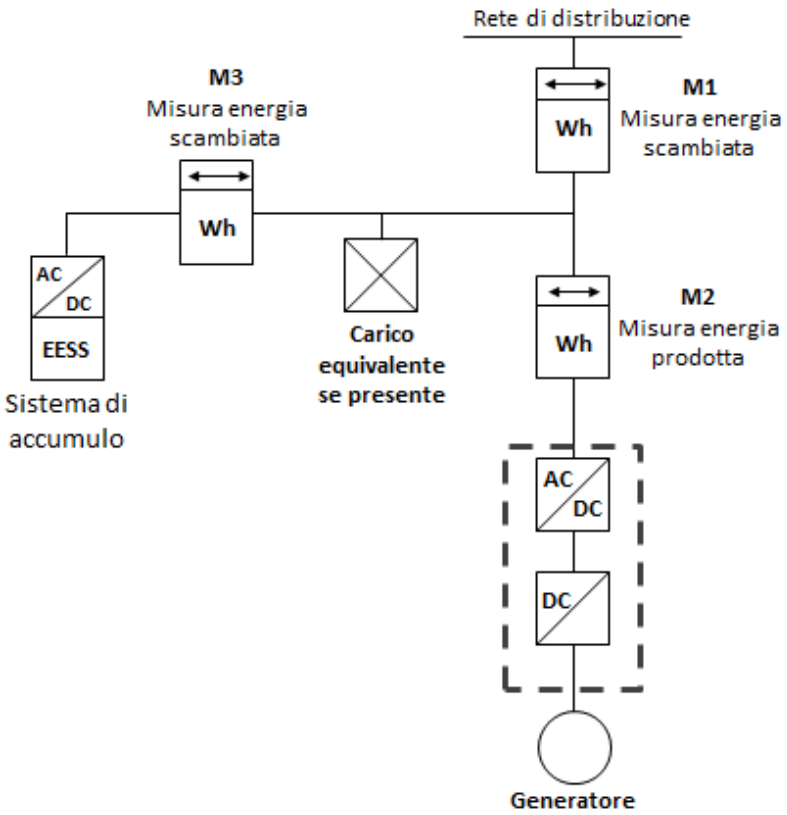


Figura 43 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata

NOTA1 L'inserimento del contatore M3 è limitato ai casi in cui corre l'obbligo dell'installazione per riconoscimento di incentivi economici)

NOTA2 La rappresentazione del generatore e del sistema di accumulo è di principio funzionale e non prescrittiva di alcuna soluzione costruttiva; altre possibili configurazioni potrebbero quindi essere diverse (ad esempio prevedere o meno la presenza di un apparato DC/DC) sempre rispettando il principio funzionale indicato. Anche il carico equivalente potrebbe non essere presente.

12.1.1.4 Punti di connessione di Utenti Passivi con sistemi di accumulo (Figura 44)

Gli utenti passivi che installano nel loro impianto sistemi di accumulo diventano a tutti gli effetti utenti attivi della rete.

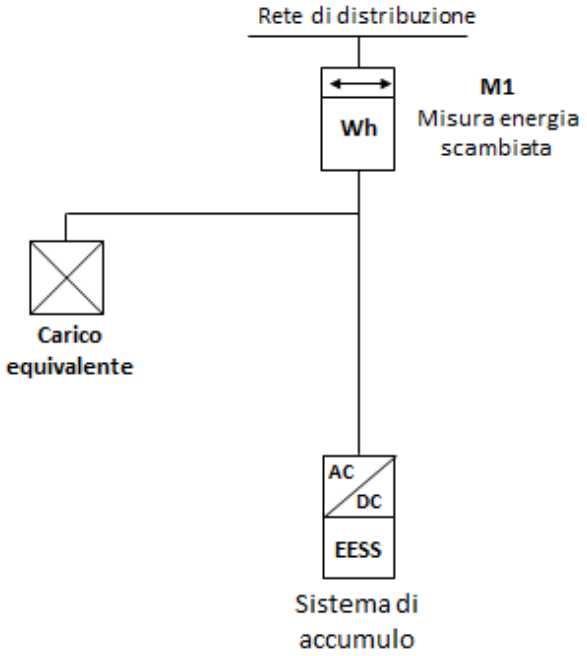


Figura 44 – Utente con sistema di accumulo

NOTA La rappresentazione del generatore e del sistema di accumulo è di principio funzionale e non prescrittiva di alcuna soluzione costruttiva; altre possibili configurazioni potrebbero quindi essere diverse (ad esempio prevedere o meno la presenza di un apparato DC/DC) sempre rispettando il principio funzionale indicato. Anche il carico equivalente potrebbe non essere presente.

12.2 Caratteristiche del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata

Le caratteristiche del sistema di misura si intendono integrate con gli ulteriori requisiti funzionali prescritti dal TIME dell'ARERA. Il sistema di misura è composto da:

- contatore elettronico (statico) per la misura dell'energia elettrica attiva e reattiva [58] collegato in inserzione diretta o semidiretta (mediante TA), ed avente, per la misura di energia elettrica attiva, classe di precisione A o migliore, secondo la CEI EN 50470-3, e classe di precisione 2 o migliore, per la misura di energia elettrica reattiva, secondo la CEI EN 62053-23. Il contatore è bidirezionale nel caso in cui sia necessario misurare anche l'energia immessa in rete;
- trasformatori di corrente (TA), eventualmente impiegati nel collegamento semidiretto del contatore, aventi classe di precisione 0,5 o migliore, secondo la CEI EN 60044-1 e la CEI EN 60044-8;
- eventuali apparati di alimentazione ausiliaria;
- eventuali dispositivi per la connessione del contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione dei dati (per es. modem).

I componenti devono essere conformi alle seguenti Norme CEI di prodotto ed alle eventuali Varianti ed aggiornamenti[59].

- Norma CEI EN 62052–11, *Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni generali – Parte 11: Prove e condizioni di prova*
- Norme armonizzate serie CEI EN 50470-3

(58) Per le connessioni monofase è richiesta la misura della sola energia elettrica attiva.

(59) Allo stato attuale, è in fase di conclusione la preparazione della Norma IEC 62052-31 che definirà tutti i parametri relativamente alla prova di sovracorrente massima. Detta Norma, una volta recepita del CENELEC, costituirà il riferimento per la succitata prova. Il CT 13 del CEI monitora i lavori normativi e, se del caso, si attiverà per portare proposte prescrittive in IEC e CENELEC di più severe delle attuali.

- Norma CEI EN 62053–23, *Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia elettrica reattiva (classi 2 e 3)* (nel caso di misura di energia reattiva)
- Norma CEI EN 60044-1, *Trasformatori di misura – Parte 1: trasformatori di corrente*
- Norma CEI EN 60044-8, *Trasformatori di misura – Parte 8: trasformatori di corrente elettronici*
- Guida CEI 13-71, *Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica*
- Norma CEI 13-46, *Gruppi integrati statici (gis) per la misura dell'energia attiva e reattiva su reti di bassa tensione per il controllo della potenza e per la tele gestione*

I componenti del sistema di misura, se nuovi, si intendono tarati all'origine.

12.3 Installazione del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata e requisiti antifrode

Le modalità di installazione ed i requisiti antifrode del sistema di misura devono essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Guida CEI 13-71 "Sistemi di misura dell'energia elettrica (c.a.) – Guida alla composizione, installazione e verifica" (60)

In particolare, si richiamano le prescrizioni qui di seguito riportate.

Il sistema di misura deve essere installato, per quanto possibile, in prossimità del punto di confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza, in posizione facilmente accessibile al personale del DSO.

I contatori posti in un eventuale quadro centralizzato devono essere collocati in un locale interno, appartenente all'impianto di utenza, preferibilmente dedicato all'installazione dei contatori e del quadro di misura.

Il locale ed i contatori installati devono essere usualmente accessibili, al DSO e agli Utenti, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali.

Il locale deve essere inoltre adeguatamente illuminato, provvisto di alimentazione elettrica BT per l'uso di dispositivi e attrezzature per la verifica e privo di ostacoli per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di manutenzione o verifica dei contatori.

Le disposizioni antifrode indicate sono da considerare come requisiti minimi, eventualmente implementabili a seconda del particolare contesto di installazione. Nel caso in cui il sistema di misura ricada nell'ambito di approvazione dell'Agenzia delle Dogane, le disposizioni antifrode devono ritenersi integrate dalle disposizioni emanate da detto Ente.

12.4 Sistema di misura dell'energia elettrica prodotta

Ai sensi dei provvedimenti dell'ARERA, il DSO è responsabile dell'attività di misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione.

(60) "La verifica di prima installazione deve prevedere, limitatamente ai contatori teleleggibili di tipo "punto-punto" installati dagli Utenti (produttori puri), anche la prova di tele lettura da parte del sistema di acquisizione del soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati (DSO). Tale prova può essere eseguita preliminarmente alla verifica. L'Utente produttore riceverà l'attestazione dell'esito positivo di tale prova dal soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati (DSO)".

Il sistema di misura deve avere le seguenti caratteristiche:

- Il sistema di misura utilizzato deve essere conforme alle relative norme di prodotto richiamate in 12.2 per il sistema di misura dell'energia elettrica scambiata. I requisiti funzionali si intendono invece integrati dalle disposizioni dell'ARERA e dovranno assicurare la rilevazione richiesta. I requisiti antifrode potranno essere integrati dalle disposizioni dell'Agenzia delle Dogane.
- I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati dall'ARERA.
- Il DSO fornisce ed installa secondo le proprie modalità tecniche il sistema di misura M2 (vedi Figura 38 e Figura 40) costituito da un contatore e da eventuali TA dedicati, conforme alle indicazioni della ARERA. L'Utente è tenuto a predisporre il proprio impianto ai fini del rispetto dei requisiti riportati al punto 12.5.
- Il DSO apporrà appositi sigilli sulla morsettiera di ingresso del contatore dell'energia elettrica prodotta, su TA e relativa circuiteria.
- Il servizio di sigillatura non è, tuttavia, svolto nei casi in cui la misura è soggetta a controllo fiscale. In tali casi il servizio è svolto dall'Agenzie delle Dogane.
- Nei casi di installazione del sistema di misura dell'energia elettrica prodotta, il DSO rilascia all'Utente copia del relativo verbale di attivazione.
- Il sistema di misura deve essere installato in modo che risulti protetto dagli agenti atmosferici e condizioni ambientali ragionevolmente prevedibili e sia protetto da manomissioni o interventi volti ad alterarne la corretta funzionalità.
- I cavi per la connessione al sistema di misura devono essere adeguatamente posati utilizzando un tubo protettivo; ulteriori informazioni sono fornite dalla Guida CEI 82-25.

NOTA Nel caso in cui sussista la responsabilità di telelettura del contatore da parte del DSO, le apparecchiature utilizzate devono risultare compatibili con il sistema di telelettura del DSO. A tal fine, il DSO deve consentire ai costruttori di contatori l'integrazione dei relativi modelli e tipi nel proprio sistema di telelettura; vicendevolmente i costruttori di contatori devono recepire le caratteristiche tecniche necessarie alla realizzazione dell'integrazione medesima, rese note dal DSO. In particolare, i costruttori dovranno rendere disponibile al DSO gli applicativi di interfaccia da integrare nel sistema di telelettura. L'impiego dei suddetti applicativi, deve essere libero da vincoli informatici e legali che ne impediscano l'uso ai fini della rilevazione dei dati di misura qui contemplati. L'integrazione si ritiene conclusa dopo le opportune prove e dopo la positiva attestazione rilasciata dal DSO. Quest'ultimo renderà noto sul proprio sito internet l'elenco delle apparecchiature che hanno conseguito l'attestazione e sono state considerate compatibili con il proprio sistema.

12.5 Requisiti per l'installazione del sistema di misura dell'energia elettrica prodotta

Il presente paragrafo prescrive i requisiti necessari a consentire l'installazione del sistema di misura dell'energia elettrica prodotta; tali requisiti devono essere assicurati dall'Utente, come descritto nel seguito.

L'Utente deve realizzare il proprio impianto in conformità alle presenti prescrizioni mettendo a disposizione del DSO un idoneo luogo di installazione, che soddisfi i requisiti riportati nei provvedimenti dell'ARERA, assicurando al DSO la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal Decreto legislativo n. 81/2008 e s.m.i.; in particolare senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione quali il posizionamento di scale o approntamento di passaggi di qualunque tipo.

Data l'aleatorietà e la non prevedibilità delle emissioni armoniche di impianti e/o apparati di Utente, inclusi i generatori statici (inverter), questi non devono comunque provocare disturbi che non consentano il regolare esercizio della rete del DSO, inficiando, ad es., la telegestione dei gruppi di misura elettronici, previsto dalle delibere vigenti (TIME dell'ARERA), eventuali sistemi di telescatto od altri telecomandi/telesegnali che utilizzino la banda di frequenza assegnata ad uso esclusivo dei DSO, per la trasmissione dei segnali sulla rete BT (3 kHz – 95 kHz).

I circuiti elettrici dell'impianto di utenza devono essere compatibili con le seguenti caratteristiche tecniche del contatore (M2):

- tensione nominale d'impiego: 230/400 V;
- frequenza nominale: 50 Hz;
- tensione nominale di isolamento: secondo norme CEI di prodotto, in relazione alle condizioni di esercizio;
- inserzione diretta e semidiretta a 4 fili su sistemi trifase o diretta su sistemi monofase(61).

Nel caso in cui sussista l'eventualità che il contatore sia alimentato, anche per breve periodo, solamente dall'impianto di generazione (per esempio in caso di distacco dalla rete), l'Utente è tenuto a garantire il corretto funzionamento del contatore, ai fini della compatibilità elettromagnetica con l'impianto, sulla base dei dati di targa dei componenti del sistema di misura.

Il sistema di misura M2 deve essere facilmente accessibile al DSO e posizionato all'interno della proprietà dell'impianto di utenza o al confine della proprietà, in luogo protetto.

Inoltre l'Utente deve predisporre quanto di seguito indicato:

- n° 1 linea elettrica(62) individuabile tramite marcatura o esame a vista, per collegare l'uscita c.a del convertitore/generatore al sistema di misura M2;
- n° 1 linea elettrica, facilmente individuabile, per collegare il sistema di misura M2 con il quadro elettrico generale.

Le linee elettriche di cui ai suddetti punti, che collegano il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta all'uscita del generatore (o apparato di conversione) di potenza e al quadro elettrico principale, devono essere costituite da un unico cavo multipolare o da N cavi unipolari posati nel rispetto dei requisiti previsti dalla Norma CEI 11-17; i cavi possono presentare giunzioni intermedie solo se imposte dalla lunghezza dei singoli elementi costituenti; dette giunzioni non sono ammesse all'interno di tratti non ispezionabili.

Ai fini del sezionamento, possono essere utilizzati dispositivi manovrabili sotto carico, anche se posizionati non immediatamente nelle vicinanze del contatore M2 stesso. In particolare, deve essere previsto un dispositivo a monte ed uno a valle del contatore M2. Allo scopo possono essere utilizzati il DDG, il DGL, DDI, ecc., purché previsti per tale funzionalità.

Posizionamento dei gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione (TIME dell'ARERA): il posizionamento delle apparecchiature di misura è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali, volte a ottimizzare l'entità ed il costo degli interventi necessari e nel rispetto dei requisiti minimi di seguito riportati.

Nel caso di impianti:

- fotovoltaici, il più vicino possibile agli apparati di conversione della potenza da continua ad alternata;
- diversi da quelli fotovoltaici, il più vicino possibile ai morsetti del generatore e comunque a monte dei servizi ausiliari;
- all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto indicato dal medesimo produttore.

---

(61) L'Utente deve predisporre la parte di impianto prevista per l'inserimento del sistema di misura M2 con un sistema elettrico di distribuzione interno a 4 fili (trifase + neutro) ovvero a 2 fili (negli impianti monofase). L'impianto utenza deve assicurare tale configurazione in tutte le condizioni di esercizio. Nel caso di impianti esistenti in cui l'uscita del generatore sia a 3 fili, per poter garantire il suddetto requisito, il contatore deve essere posizionato a monte del dispositivo di interfaccia dell'impianto (tra quest'ultimo e la rete, connesso mediante neutro BT).

(62) Non è necessaria una linea con cavo schermato o a neutro concentrico.

Nel primo caso il produttore si impegna a consentire l'accesso alle apparecchiature di misura al personale del DSO per l'espletamento delle attività di sua competenza tale da assicurare al DSO la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, in particolare senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione.

Il vano contatore deve avere almeno le seguenti caratteristiche:

- dimensioni adeguate all'installazione della apparecchiatura di misura;
- privo di tubazioni, cavi o apparecchiature di altri servizi;
- in caso di involucro installato all'aperto, esso deve essere idoneo a impedire l'ingresso di acqua e garantire un'idonea protezione meccanica.

Parte 7 – Allegati

Allegato A
(normativo)

Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

A.1 Tipologie di prova

Le tipologie di prove da eseguire sul SPI e sull'inverter sono le seguenti:

- prove di tipo
- prove di verifica in campo: sono da ricomprendersi in tale categoria sia le prove di prima installazione che quelle di verifiche successive; tali prove (con relativa periodicità) devono essere espressamente richieste nell'eventuale regolamento di esercizio del DSO; le prove di verifica in campo non sono richieste per impianti di potenza inferiore a 800 W.

Le prove di tipo devono essere eseguite su un esemplare identico a quelli successivamente commercializzati.

Prove di tipo comprendono quelle indicate in A.3, A.4 e sulla base dei risultati ottenuti, deve essere prodotta la relativa documentazione ai fini di quanto richiesto in A.4.

Le prove di tipo sul SPI non integrato devono essere eseguite con l'apparecchiatura di cui in H.1.1.

Le prove di verifica in campo sul SPI non integrato devono essere eseguite con l'apparecchiatura di cui in H.1.2 e devono comprendere quelle A) e D) di A.4.3.1, A) e D) di A.4.3.1, quelle di A.4.3.3.2 e quelle di A.4.3.3.3.

Le prove di verifica in campo sul SPI integrato devono essere eseguite con l'apparecchiatura di cui in H.1.2 oppure tramite la funzione di autotest di cui in A.4.4 e devono comprendere quelle A) e D) di A.4.3.1, A) e D) di A.4.3.1, quelle di A.4.3.3.2 e quelle di A.4.3.3.3.

Le prove di verifica in campo devono inoltre riguardare la continuità dei circuiti tra la SPI ed il DDI e degli eventuali circuiti di ingresso voltmetrici. Nel caso di SPI integrato, queste verifiche sono realizzate tramite la funzione di autotest.

Gli errori riscontrati durante le prove di verifica in campo e di prima installazione non devono superare l'errore limite incrementato della variazione dell'errore limite ricavato dalle prove di tipo $\varepsilon(1+\Delta\varepsilon)$.

A.2 Caratteristiche del SPI

L'SPI deve prevedere:

- una funzione di protezione di minima tensione con due soglie;
- una funzione di protezione di massima tensione con due soglie;
- una funzione di protezione di minima frequenza con due soglie;
- una funzione di protezione di massima frequenza con due soglie;
- una funzione di elaborazione del segnale di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione);
- una funzione di elaborazione del segnale di presenza segnale di comunicazione;
- una funzione di autodiagnosi;
- una funzione di autotest (obbligatoria qualora integrato nel sistema di controllo dell'inverter di un impianto di produzione di potenza complessiva fino 11,08 kW); eventuali trasduttori finalizzati alla acquisizione dei segnali di tensione;

- un circuito di apertura del dispositivo di interfaccia;
- solo per il SPI esterno, un sistema di alimentazione ausiliario che in assenza della tensione principale consenta il suo funzionamento per almeno 5 s. Il sistema di alimentazione ausiliario deve essere opportunamente dimensionato per consentire, in assenza dell'alimentazione principale, il funzionamento del SPI, la tenuta in chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rincalzo almeno per il tempo sopra definito(63). L'SPI integrato deve rispondere al requisito di "single fault tolerance". Tale requisito comporta che in caso di guasto di un componente dell'SPI, quest'ultimo deve continuare a garantire il suo corretto funzionamento oppure provocare l'apertura del DDI e segnalare la condizione di guasto.

La tensione e la frequenza nominale per tutte le funzioni di protezione sono:

Tensione nominale: (230/400) V(64)

Frequenza nominale: 50 Hz

Le precisioni dell'SPI sono:

Tensione: ± 1 % V_n

Frequenza: ± 20 mHz

A.3 Campi di regolazione per l'SPI

Le soglie di intervento ed i tempi di intervento devono poter essere modificabili a richiesta del DSO, pertanto il SPI dovrà essere programmato "di default" con le soglie ed i tempi di intervento previsti dalla Tabella 13, ma deve risultare sempre possibile modificare soglie e tempi di intervento con i gradini e i campi descritti nei paragrafi seguenti.

A.3.1 Protezione di minima tensione di fase (o concatenata) [27]

La protezione di minima tensione può essere in esecuzione unipolare oppure tripolare (65) a due soglie di intervento.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti (66):

Soglia minima tensione 27.S1:

Soglia (0,2 ÷ 1) U_n regolabile con passo di 0,05 U_n

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 s

Soglia minima tensione 27.S2:

Soglia (0,05 ÷ 1) U_n regolabile con passo di 0,05 U_n

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 s

(63) Si intende che, al ritorno dell'alimentazione, il relè effettui il controllo sui parametri di rete (tensione; frequenza) prima di consentire la richiusura del DDI.

(64) Per le reti esercite a tensioni diverse le regolazioni della SPI devono essere riferite alla tensione di esercizio.

(65) Unipolare per impianti monofase e tripolare per impianti trifase.

(66) I gradini indicati per le tarature sono i massimi ammissibili.

A.3.2 Protezione di massima tensione di fase (o concatenata) [59]

La protezione di massima tensione può essere in esecuzione unipolare oppure tripolare [67] a due soglie di intervento. I campi di regolazione previsti sono i seguenti [68]

Soglia massima tensione 59.S1[*]:

Soglia (1 ÷ 1,20) Un regolabile con passo di 0,01 Un

Tempo di intervento ≤ 3 s

Soglia massima tensione 59.S2:

Soglia (1,0 ÷ 1,30) Un regolabile con passo di 0,01 Un

Tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s regolabile con passo di 0,05 s

(*) La protezione di massima tensione (59.S1) deve essere realizzata come protezione basata sul calcolo del valore medio di 10 min secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 min precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1 di cui alla Tabella 13.

A.3.3 Protezione di minima frequenza [81<]

La protezione di minima frequenza deve essere in esecuzione almeno unipolare a due soglie di intervento. I campi di regolazione previsti sono i seguenti [69]:

Soglia 81<.S1:

Soglia (47,0 ÷ 50,0) Hz regolabile con passo di 0,1 Hz

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 s

Soglia 81<.S2:

Soglia (47,0 ÷ 50,0) Hz regolabile con passo di 0,1 Hz

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 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 V_n e 1,15 V_n e deve inibirsi per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

A.3.4 Protezione di massima frequenza [81>]

La protezione di massima frequenza deve essere in esecuzione almeno unipolare a due soglie di intervento.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti:

Soglia 81>.S1:

Soglia (50,0 ÷ 52,0) Hz regolabile con passo di 0,1 Hz

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 s

Soglia 81>.S2:

Soglia (50,0 ÷ 52,0) Hz regolabile con passo di 0,1 Hz

Tempo di intervento (0,05 ÷ 5) s regolabile con passo di 0,05 s

(67) Unipolare per impianti monofase e tripolare per impianti trifase.

(68) I gradini indicati per le regolazioni sono i massimi ammissibili.

(69) I gradini indicati per le regolazioni sono i massimi ammissibili.

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 Vn e 1,15 Vn e deve inibirsi per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

A.4 Verifiche e prove sul SPI

Il sistema di protezione d'interfaccia deve essere sottoposto alle seguenti prove:

- funzionali (vedi A.4.3, e in particolare A.4.4 nel caso di autotest);
- single fault tolerance (vedi A.4.5);
- compatibilità EMC (vedi A.4.6);
- compatibilità climatica (vedi A.4.7);
- isolamento (vedi A.4.8);
- sovraccaricabilità dei circuiti di misura (vedi A.4.9).

Le prove possono in alternativa avvenire:

- presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, oppure
- presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati sotto la sorveglianza di un ente di certificazione accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065.

Per qualsiasi SPI, sia esso integrato (70) nell'inverter o meno, deve sempre essere possibile verificare il corretto intervento dello stesso secondo le soglie ed i tempi impostati.

Per il SPI integrato nell'inverter, non devono essere verificati i rapporti di ricaduta ed i tempi di ricaduta.

La verifica è positiva quando lo scatto del SPI avviene nei limiti di errore seguenti per almeno 3 prove consecutive (1 volta per le prove di verifica in campo):

- ≤ 1% V_n per le soglie di intervento in tensione (≤ 5% V_n per le prove di verifica in campo)
- ±20 mHz per le soglie di intervento di frequenza
- ≤ 3 % ± 20 ms per i tempi di intervento
- ≤ 1 % V_n per le soglie di ripristino di tensione
- ±20 mHz per le soglie di ripristino di frequenza

variazione dell'errore durante la ripetizione delle prove

- ≤ 2 % per le tensioni
- ±20 mHz per le soglie di frequenza
- ≤ 1 % ± 20 ms per i tempi di intervento

(70) Per SPI integrato nell'inverter, si intende una serie di funzioni SW implementate all'interno della medesima scheda sulla quale è realizzato il controllo dell'inverter (o su altra scheda elettronica dedicata, inserita nell'inverter), che realizzano anche le funzioni di protezione.

I valori del rapporto di ricaduta e del tempo di ricaduta limite sono i seguenti

Tabella 15 – Rapporto e tempo di ricaduta

Protezione	Rapporto di ricaduta	Tempo di ricaduta
27	tra 1,03 e 1,05	tra 0,04 s e 0,1s
59	tra 0,95 e 0,97	tra 0,04 s e 0,1s
81<	tra 1,001 e 1,003	tra 0,04 s e 0,1s
81>	tra 0.997 e 0,999	tra 0,04 s e 0,1s

Il rapporto di ricaduta e il tempo di ricaduta per la protezione di massima tensione (59.S1).devono essere valutati

- tenendo conto del massimo e minimo valore di sicuro intervento, ottenuti considerando l'errore massimo sulla soglia del 110 % della tensione nominale
- considerando il minimo valore del rapporto di ricaduta di 0,97[71].

La verifica del corretto funzionamento del SPI deve essere condotta interfacciando il SPI o ad una cassetta prova relè con le caratteristiche di seguito indicate, oppure ad un opportuno generatore atto a simulare le condizioni reali di una rete BT il quale viene impostato per simulare variazioni di tensione e frequenza prestabilite così da poter rilevare l'intervento o meno del SPI.

A.4.1 Caratteristiche della cassetta prova relè

Vanno utilizzate cassette prova relè idonee all'effettuazione delle prove di tipo. Le caratteristiche minime di tali cassette sono riportate in Allegato H.

A.4.2 Caratteristiche del simulatore di rete BT

Qualora il SPI risulti integrato all'interno dell'inverter, questo deve essere provato interfacciando il convertitore ad un opportuno generatore in grado di riprodurre in potenza le grandezze di rete necessarie alla verifica del sistema di protezione.

Il sistema di prova deve pertanto prevedere la seguente architettura funzionale:

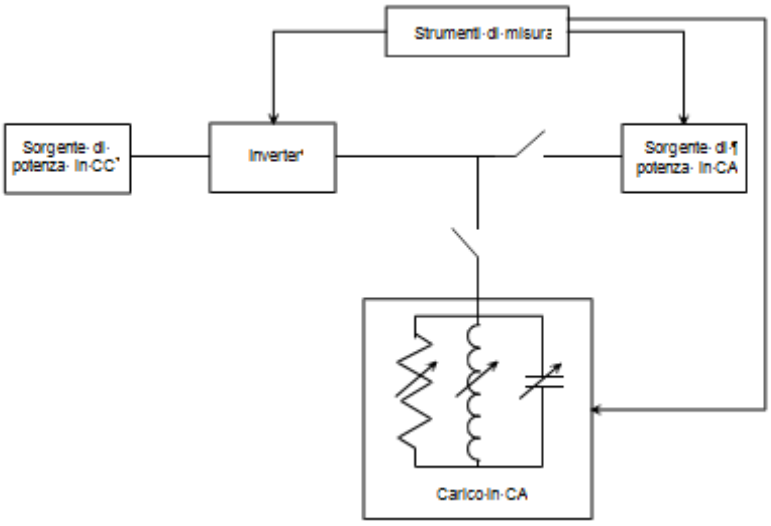


Figura 45 – Simulatore di rete BT

(71) I valori di sicuro intervento e i valori dei rapporti di ricaduta dipendono dalle condizioni iniziali e finali di prova, e dalle precisioni del SPI. Per una loro valutazione puntuale, è possibile fare riferimento all'Allegato S della Norma CEI 0-16.

Esso consiste quindi di:

- una sorgente di alimentazione variabile in c.c. per alimentare l'inverter;
- una sorgente di alimentazione in c.a. regolabile sia in tensione che in frequenza con potenza adeguata a fornire all'inverter il riferimento dei valori di rete;
- un carico in c.a. eventualmente necessario perché l'inverter possa erogare la massima potenza.

Le precisioni richieste dalla sorgente in c.a. in termini di tensione e frequenza devono risultare almeno pari a quelle della funzione del SPI e pertanto:

Tensione: ± 1 % V_n

Frequenza: ± 20 mHz

La distorsione armonica introdotta dalla sorgente di alimentazione (simulatore di rete) deve risultare non superiore ai valori limite prescritti, per la suddetta sorgente di alimentazione (simulatore di rete), dalla CEI EN 61000-3-2 e dalla CEI EN 61000-3-12.

A.4.3 Prove funzionali sul SPI

Le prove per la verifica delle funzioni e per la misura delle precisioni sono quelle di seguito elencate:

a) verifica di tutte le funzioni;

b) misura della precisione delle soglie di intervento;

c) misura della precisione dei tempi di intervento;

d) misura della precisione del rapporto di ricaduta (non richiesta per SPI integrato nell'inverter);

e) misura della precisione del tempo di ricaduta (non richiesta per SPI integrato nell'inverter, fino ad un massimo di 11,08 kW).

Tutte le prove di cui sopra devono essere effettuate ad apparecchiatura funzionante e con le condizioni di riferimento riportate nella Tabella 16.

Tabella 16 – Valori di riferimento per la verifica delle funzioni e relative tolleranze

Grandezza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	20 °C ± 2 °C
Pressione atmosferica	96 kPa ± 10 kPa
Umidità relativa	compresa tra 35 % e 75 %
Tensione di alimentazione ausiliaria	Nominale

Per le prove di cui ai punti d) ed e), si fa riferimento alla potenza dell'inverter. Ai fini della possibilità di utilizzare o meno il SPI integrato in impianto, si deve fare riferimento alla potenza di generazione complessiva dell'Utente, non alla potenza degli inverter elementari.

La verifica delle funzioni di protezione deve essere svolta sia per le soglie di tensione che per quelle di frequenza secondo le modalità di prova descritte di seguito.

Le verifiche devono essere effettuate su ciascuna soglia e quindi durante la verifica della singola soglia devono essere inibite/escluse tutte le soglie che possono eventualmente interferire.

La verifica deve essere effettuata valutando anche il funzionamento del DDI (non superiore a 100 ms o 150 ms nel caso di contattore). La verifica del tempo di apertura del DDI può essere eseguita anche solo su qualche funzione di scatto.

La verifica deve essere effettuata anche sulla funzione di rincalzo, qualora presente.

N.B.: Prima di procedere alle prove, l'inverter deve essere correttamente identificato da parte del laboratorio di prova o dall'ente di certificazione di prodotto. Pertanto, si procederà all'identificazione del campione oltre che attraverso documentazione fotografica, anche riportando il nome del modello, il numero di serie e la versione del firmware installata a bordo del relè e dell'inverter, nel caso di SPI integrato.

A.4.3.1 Procedura di prova per funzioni di massima tensione e frequenza(72)

Le funzioni di massima tensione e massima frequenza devono essere verificate secondo le seguenti modalità, ripetendo ciascuna prova per 3 volte (1 volta per le prove di verifica in campo) in modo da verificare le variabilità degli errori che devono rimanere all'interno di quanto previsto in A.4.

A) **Misura della precisione della soglia di intervento:**

1) fornire in ingresso al SPI una tensione pari a 0,9 volte la soglia regolata e una frequenza pari a 0,99 volte la soglia di intervento regolata;
2) aumentare la tensione/frequenza in ingresso al SPI gradualmente con un passo massimo di 10 mHz per la frequenza e di 0,5 % V_n per la tensione fino a verificare il valore di intervento.

B) **Misura del tempo di ricaduta:**

1) dalla condizione finale di cui al punto A) riportare istantaneamente, ossia con una funzione a gradino, la tensione/frequenza al valore della soglia di intervento diminuita del 10 % per la tensione e dell'1% per la frequenza.
2) Misurare il tempo di ricaduta come intervallo intercorso dal punto A) al momento di invio del comando al DDI.

C) **Misura del rapporto di ricaduta:**

3) alimentare il SPI alla tensione pari a 1,08 volte la soglia di intervento regolata o alla frequenza pari a 1,01 volte la soglia di intervento regolata;
4) diminuire la tensione/frequenza in ingresso al SPI gradualmente con un passo massimo di 10 mHz per la frequenza e di 0,5 % V_n per la tensione fino a verificare il valore di ripristino. Determinare il rapporto di ricaduta come rapporto $V_{ripristino}/V_{intervento}$.

D) **Misura del tempo di intervento:**

1) fornire in ingresso al SPI una tensione pari a 0,9 volte la soglia di intervento regolata e una frequenza pari a 0,99 volte la soglia di intervento regolata
2) aumentare istantaneamente, ossia con una funzione a gradino, la tensione/frequenza di alimentazione del SPI al valore della soglia di intervento aumentata del 8% per la tensione e dell'1 % per la frequenza.
3) Misurare il tempo di intervento come intervallo intercorso dall'inizio della funzione a gradino al momento di invio del comando al DDI.

(72) I valori di prova per le protezioni di frequenza andrebbero indicati in termini assoluti. Se l'errore limite è di 20 mHz + 20 mHz di eventuale sua variazione, si potrebbe durante le prove considerare 0,2 Hz il valore da aggiungere/sottrarre alla soglia per le varie misure di precisione/tempi. Es. nella misura del tempo di intervento partire dalla 81> - 0,2 Hz e dare un gradino pari a 81> + 0,2 Hz. Per la misura delle soglie di frequenza, si veda Norma CEI 0-16.

A.4.3.2 Procedura di prova per funzioni di minima tensione e frequenza[73]

Le funzioni di minima tensione e minima frequenza devono essere verificate secondo le seguenti modalità, ripetendo ciascuna prova per 3 volte (1 volta per le prove di verifica in campo) in modo da verificare le variabilità degli errori che devono rimanere all'interno di quanto previsto al Paragrafo A.4.

A) **Misura della precisione della soglia di intervento:**

1) fornire in ingresso al SPI una tensione pari a 1,1 volte la soglia regolata e una frequenza pari a 1,01 volte la soglia regolata;
2) diminuire la tensione/frequenza di alimentazione della SPI gradualmente con un passo massimo di 10 mHz per la frequenza e di 0,5 % V_n per la tensione fino a verificare il valore di intervento.

B) **Misura del tempo di ricaduta:**

1) dalla condizione finale di cui al punto A) riportare istantaneamente dove si intende, con una funzione a gradino, la tensione/frequenza al valore della soglia di intervento aumentata del 10 % per la tensione e dell'1 % per la frequenza;
2) misurare il tempo di ricaduta. come intervallo intercorso dal punto A) al momento di invio del comando al DDI.

C) **Misura del rapporto di ricaduta:**

5) alimentare il SPI alla tensione pari a 0,92 volte la soglia di intervento regolata o alla frequenza pari a 0,99 volte la soglia di intervento regolata;
6) aumentare la tensione/frequenza in ingresso al SPI gradualmente con un gradiente massimo di 10 mHz per la frequenza e di 0,5% V_n per la tensione fino a verificare il valore di ripristino. Determinare il rapporto di ricaduta come rapporto V_{in}/V_{fin}.

D) **Misura del tempo di intervento:**

1) fornire in ingresso al SPI una tensione pari a 1,1 volte la soglia di intervento regolata e una frequenza pari a 1,01 volte la soglia di intervento regolata
2) diminuire istantaneamente, ossia con una funzione a gradino, la tensione/frequenza di alimentazione del SPI al valore della soglia di intervento diminuita del 10% per la tensione e dell'1% per la frequenza.
3) Misurare il tempo di intervento come intervallo intercorso dall'inizio della funzione a gradino al momento di invio del comando al DDI

A.4.3.3 Prescrizioni aggiuntive per le prove funzionali

A.4.3.3.1 Insensibilità alle armoniche del relè di frequenza

Per i relè di frequenza deve essere verificata l'insensibilità alle armoniche, indicate nella Tabella 1 applicate contemporaneamente con angoli di fase in quadratura rispetto alla fondamentale, relativamente alla:

- misura della precisione delle soglie di intervento;
- misura della precisione dei tempi di intervento.

(73) I valori di prova per le protezioni di frequenza andrebbero indicati in termini assoluti. Se l'errore limite è di 20 mHz + 20 mHz di eventuale sua variazione, si potrebbe durante le prove considerare 0,2 Hz il valore da aggiungere/sottrarre alla soglia per le varie misure di precisione/tempi. Es. nella misura del tempo di intervento partire dalla 81> -0,2 Hz e dare un gradino pari a 81> +0,2 Hz. Per la misura delle soglie di frequenza, si veda Norma CEI 0-16.

Tabella 17 – Armoniche per la insensibilità della funzione di protezione di frequenza

Armoniche dispari				Armoniche pari	
Non multipli di 3		Multipli di 3			
Ordine	**% (U_n)**	**Ordine**	**% (U_n)**	**Ordine**	% (U_n)
5	12,0 %	3	10,0 %	2	4,0 %
7	10,0 %	9	3,0 %		
11	7,0 %				
13	6,0 %				
17	4,0 %				

A.4.3.3.2 Segnale di telescatto

Deve essere verificato che la PI emetta il segnale di scatto entro 50 ms dal ricevimento del segnale di telescatto sull'ingresso dedicato.

A.4.3.3.3 Segnale di comunicazione

Deve essere verificato che la PI:

- permetta l'emissione dello scatto della funzione 81<S1 e 81>S1 solo in assenza del segnale di comunicazione;
- permetta l'emissione dello scatto della funzione 81<S2 e 81>S2 in presenza del segnale di comunicazione.

La verifica può essere svolta applicando alla PI una tensione con una frequenza tale da indurre allo scatto per soglia S2 e verificare che questo avvenga o si inibisca in presenza /assenza del segnale di comunicazione.

A.4.3.4 Verifica di insensibilità alla derivata di frequenza

Impostazioni delle protezioni di frequenza:

81>: soglia di intervento 51,5 Hz, tempo di intervento 0,15 s

81<: soglia di intervento 47,5 Hz, tempo di intervento 0,15 s

1) Applicare una terna di tensioni simmetrica di sequenza ciclica diretta avente modulo del 100 % della tensione nominale e frequenza 47,550 Hz;
2) aumentare la frequenza delle tre tensioni a rampa, con dei passi di rampa aventi una ampiezza pari a 12,5 mHz e durata 5 ms, sino a raggiungere il valore di frequenza di 51,450 Hz(*) (*);
3) diminuire la frequenza delle tre tensioni a rampa, con dei passi di rampa aventi una ampiezza pari a 12,5 mHz e durata 5 ms sino a raggiungere il valore di frequenza di 47,550 Hz(*);
4) ripetere le prove di cui ai precedenti punti 2 e 3 per quattro volte, per un totale di 5 rampe positive e negative.

La prova si ritiene superata in assenza di scatti della protezione di minima e massima frequenza.

Qualora l'SPI sia integrato nell'inverter, oltre all'assenza di scatti della protezione di minima e massima frequenza deve essere anche verificato che l'inverter continui a funzionare.

Al termine della prova riportare il tempo di intervento delle protezioni di massima e minima frequenza ai valori prescritti dal DSO.

(*) Queste impostazioni della rampa producono una derivata di frequenza pari a 12,5 mHz/5 ms = 2,5 Hz/s.

A.4.4 Autotest

Nel caso in cui le funzioni di protezione di interfaccia siano integrate nell'inverter, deve essere previsto almeno un sistema di autotest che verifichi le funzioni di massima/minima frequenza e massima/minima tensione previste nel SPI come di seguito descritto:

- per ogni funzione di protezione di frequenza e tensione, si varia linearmente la soglia di intervento in salita o discesa con una rampa ≤ 0,05 Hz/s o ≤ 0,05 V_n/s rispettivamente per le protezioni di frequenza e tensione;
- ciò determina, ad un certo punto della prova, la coincidenza fra la soglia ed il valore attuale della grandezza controllata (frequenza o tensione) e quindi l'intervento della protezione e la conseguente apertura del dispositivo di interfaccia.

Per ogni prova i valori delle grandezze ed i tempi di intervento devono essere visualizzabili dall'esecutore del test così come il valore attuale della tensione e della frequenza rilevate dal convertitore.

Le prove devono misurare la:

- precisione delle soglie di intervento;
- precisione dei tempi di intervento.

Al termine di ogni test, l'inverter deve uscire dalla modalità di prova, ripristinare le regolazioni normalmente utilizzate e riconnettersi automaticamente alla rete qualora ne sussistano le condizioni ammissibili.

La procedura deve poter essere attivata da qualsiasi utilizzatore e deve essere chiaramente descritta nel manuale d'uso del convertitore.

NOTA Si precisa che a valle di un autotest con esito negativo (test non superato) il software dell'inverter deve sconnettere l'inverter dalla rete, deve segnalare la condizione con un opportuno allarme e non deve permettere la riconnessione in rete. Inoltre, si raccomanda che la funzione di autotest sia inserita anche sulla protezione di interfaccia esterna.

A.4.5 Single fault tolerance

La funzione di "single fault tolerance" prevista per SPI integrato deve essere verificata tramite esame di documentazione fornita dal Costruttore e prove aggiuntive che attestino l'immunità al singolo evento di guasto del SPI.

La verifica risulta positiva se l'SPI, a fronte di un guasto su un singolo componente (ad esempio CPU, alimentazione, principali componenti elettronici, ecc),

- mantiene le sue funzioni di protezione inalterate segnalando l'avvenuto evento di guasto interno oppure
- emette il comando di apertura del DDI.

A.4.6 Prove di compatibilità EMC

A.4.6.1 Generalità

La protezione è una funzione particolarmente importante nei sistemi di potenza, abbinata alla sicurezza e salvaguardia sia della rete di distribuzione che degli impianti di produzione.

La protezione implica il riconoscimento di condizioni anomale anche in presenza di fenomeni elettromagnetici ed il conseguente comportamento corretto con la precisione e la rapidità che non devono essere soggette a degradazioni quali:

- perdita delle funzioni di protezione;
- ritardo nell'attuazione della funzione di protezione;
- interventi spuri.

Nelle prove EMC le funzioni di protezione non devono presentare alcuna degradazione.

La memorizzazione dei parametri di regolazione non deve essere influenzata dai fenomeni elettromagnetici.

Nelle prove EMC la memorizzazione dei parametri di regolazione non deve presentare alcuna degradazione.

Ai fini dell'accettazione, durante le prove EMC devono essere verificate:

- tutte le funzioni;
- la misura della precisione delle soglie di intervento;
- la misura della precisione dei tempi di intervento.

A.4.6.2 Criteri di valutazione

Nella valutazione delle prestazioni di qualsiasi dispositivo elettronico, rivestono un ruolo importante i cosiddetti criteri di valutazione. Con tali criteri si intende fornire una classificazione sull'accettabilità o meno della degradazione più o meno temporanea delle prestazioni del singolo dispositivo.

I criteri presi in considerazione dalla presente norma sono i seguenti.

Criterio di prestazione A: L'apparecchiatura deve continuare a funzionare come previsto durante e dopo la prova.

Criterio di prestazione B: L'apparecchiatura deve continuare a funzionare come previsto dopo la prova.

Ai fini della presente norma, qualora

- il criterio di accettazione sia di tipo A, devono essere verificate le funzioni di cui in A.4.6.1 durante l'applicazione dei livelli di prova previsti per le prove EMC e climatiche di A.4.6;
- il criterio di accettazione sia di tipo B, devono essere verificate le funzioni di cui in A.4.6.1 dopo l'applicazione dei livelli di prova previsti per le prove EMC e climatiche di A.4.6.

La Tabella 18 riassume le prove di compatibilità EMC e indica per ciascuna di esse il criterio di accettazione relativo.

Tabella 18 – Elenco prove di immunità su relè di misura e dispositivi di protezione secondo CEI EN 50263 e CEI EN 60255-26
Livelli di severità della classe B (ambiente industriale)

Prove di disturbo elettrico su relè: criteri di accettazione e procedure di prova		Norma di base IEC	Involucro	Alimentazione ausiliaria (Nota a)	Comunicazione (Nota b)	Entrata/uscita (Nota c)	Terra funzionale (Nota d)	Criterio di accettazione
CEI EN 60255-22-1 (2008-10)	Prove di immunità a treno di oscillazioni a 1 MHz	61000-4-18		1 kV modo diff. 2,5 kV m. com.	1 kV m. comune	1 kV modo diff. 2,5 kV m. com.		B
CEI EN 60255-22-2 (2009-05)	Prove di scarica elettrostatica	61000-4-2	6 kV aria 8 kV contatto					B
CEI EN 60255-22-3 (2009-02)	Immunità ai campi elettromagnetici irradiati	61000-4-3	10 V/m (80 MHz – 2,7 GHz) Include 900 MHz					A
CEI EN 60255-22-4 (2008-09)	Prove di immunità ai transitori elettrici veloci/treni di impulsi	61000-4-4		2 kV	1 kV	2 kV	2 kV	B
CEI EN 60255-22-5 (2002-12)	Prova a impulso	61000-4-5		1 kV fase-fase 2 kV fase-terra (gradini successivi)	1 kV fase-terra (gradini succ.)	1 kV fase-fase 2 kV fase-terra (gradini successivi)		B
CEI EN 60255-22-6 (2001-11)	Immunità ai disturbi condotti, indotti da campi in radiofrequenza	61000-4-6		10 V	10 V	10 V	10 V	A
CEI EN 60255-22-7 (2003-09)	Prove di immunità alla frequenza di rete	61000-4-16				100 V rms diff 300 V rms com. (10 s solo sulle entrate binarie)		A
EN 60255-11 (2010-01)	Interruzione della tensione ausiliaria in corrente continua	61000-4-29		100 % riduzione per 50 ms (*) Requisiti per la VRT con UPS				B
IEC 61000-4-8 (2009-09)	Campo magnetico a frequenza di rete	61000-4-8	30 A/m (continuo) 300 A/m (1 s)					A

NOTA a): nel caso di SPI integrato, ci si riferisce all'alimentazione AC dell'inverter
NOTA b): nel caso di SPI integrato, ci si riferisce al segnale dell'inverter destinato a svolgere la funzione di comunicazione con il SPI integrato
NOTA c): esempi di segnale di ingresso: comando locale, segnale telescatto, stato del DDI. Esempi di segnale di uscita: comando DDI
NOTA d): nel caso di SPI integrato, ci si riferisce alla terra funzionale dell'inverter

A.4.7 Prove di compatibilità climatica

Ai fini dell'accettazione, durante le prove climatiche devono essere verificate:

- tutte le funzioni;
- la misura della precisione delle soglie di intervento;
- la misura della precisione dei tempi di intervento.

Tabella 19 – Elenco e livelli di prova climatica

Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme	Criterio si accettazione
Apparecchiatura non alimentata	caldo secco +70 °C ± 2 °C (16 ore)	EN 60068-2-2	B
	caldo umido +40 °C ± 2 °C, RH = 93 % ± 3 % (4 giorni)	EN 60068-2-78	B
	Freddo -10 °C ± 2 °C (16 ore)	EN 60068-2-1	B
	cambio temperatura -10/+70 °C ± 2 °C (3 ore + 3 ore)	EN 60068-2-14	B
Apparecchiatura alimentata	caldo secco + 55 °C ± 2 °C (16 ore)	EN 60068-2-2	A
	caldo umido + 40 °C ± 2 °C, RH = 93 % ± 3 % (4 giorni)	EN 60068-2-78	A
	Freddo -10 °C ± 2 °C (16 ore)	EN 60068-2-1	A
	cambio temperatura -10 °C/+55 °C ± 2 °C (3 ore + 3 ore)	EN 60068-2-14	A

A.4.8 Prove di isolamento

Tabella 20 –Prove di isolamento

Porta	Verifica delle proprietà dielettriche	Note/Livelli di Prova	Norma Tecnica
Ingresso Alimentazione, sia c.a. che c.c	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV Vedi V2 Norma CEI 0-16	CEI EN 60255-5
Ingresso Alimentazione c.a.	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a	CEI EN 60255-5
Ingresso Alimentazione, sia c.a. che c.c	Resistenza di isolamento	≥ 100 MΩ a 500 V in c.c.	CEI EN 60225-5
NOTA Nel caso di SPI integrato nell'inverter (vedi definizione in nota 70), a meno che esso non sia realizzato con scheda dedicata la cui alimentazione è accessibile dall'esterno, ai fini delle verifiche di isolamento si farà riferimento a quanto riportato in CEI EN 60146-1-1.			

A.4.9 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura

Per i circuiti voltmetrici delle protezioni esterne, la sovraccaricabilità deve essere:

- permanente ≥ 1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥ 1,5 V_n.

A.4.10 Conformità delle apparecchiature

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 medesimo, redatta ai sensi dell'Articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, secondo il modello riportato nell'Allegato C della presente Norma e deve essere consegnata dall'Utente al DSO all'atto della connessione.

Le prove possono in alternativa avvenire:

- presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, oppure
- presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati sotto la sorveglianza di un ente di certificazione accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065.

La dichiarazione di conformità deve contenere tutti i riferimenti ai rapporti di prova (rapporti di prova non allegati alla dichiarazione medesima). Tali rapporti di prova conterranno a loro volta i risultati delle prove previste in A.4. In particolare, si richiama l'attenzione sulla necessità di riportare nei rapporti di prova in modo puntuale i risultati relativi alla verifica delle soglie di intervento, dei tempi di ricaduta, del rapporto di ricaduta, del tempo di ricaduta in tutte le condizioni previste (un esempio di tabelle da usare nei rapporti di prova per questi dati è riportato nell'Allegato C al Paragrafo C.1).

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Gestore della rete di distribuzione all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al DSO a cura del Costruttore sul proprio sito web.

A.4.11 Automatismo per evitare squilibri di corrente nella produzione

Le prove seguenti devono essere eseguite solo se l'intero impianto di produzione può funzionare con squilibri di potenza inferiori a 10 kW (prova n. 1) oppure superiori a 10 kW (prova 1 e 2).

Ad impianto ultimato e prima della connessione definitiva in parallelo alla rete(74), devono essere verificate le due seguenti condizioni di prova.

- Prova n. 1
  - impianto in esercizio alle sue condizioni nominali;
  - creazione di uno squilibrio artificiale permanente superiore a 6 kW ed inferiore a 10 kW;
  - verifica della disconnessione dell'intero impianto di produzione tramite il DDI entro un tempo massimo di 30 min.
- Prova n. 2:
  - impianto in esercizio alle sue condizioni nominali;
  - creazione di uno squilibrio artificiale permanente superiore a 10 kW;
  - verifica della disconnessione dell'intero impianto di produzione tramite il DDI entro un tempo massimo di 1 min.

(74) La connessione temporanea ai fini della prova deve essere concordata tra il DSO e l'Utente attivo.

Allegato B
(normativo)

Prove su generatori connessi alla rete tramite convertitori statici

B.1 Prove

Nel caso di generatori PV, le prove descritte nel seguente allegato si riferiscono al solo convertitore.

Nel caso di generatori (diversi da PV) connessi alla rete tramite convertitori statici, le prove descritte nel presente allegato si riferiscono al solo convertitore qualora questo assorba energia costante dalla fonte primaria, indipendentemente dalla quantità di energia erogata verso la rete durante i transitori di potenza richiamati in B.1.1 e B.1.3 (es. utilizzando opportune resistenze per la dissipazione dell'energia). In questo caso tale modalità di funzionamento deve essere opportunamente dimostrata nel rapporto di prova.

Nel caso di generatori (diversi da PV) connessi alla rete tramite convertitori statici, che non rientrano nel caso precedente, le prove del presente allegato si riferiscono al solo convertitore ad eccezione delle prove descritte in B.1.1 e B.1.3, da eseguire sull'intero generatore.

Le prove sull'inverter devono essere eseguite presso un laboratorio di terza parte accreditatosecondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025 oppure sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che sia accreditato secondo CEI UNI EN ISO/IEC 17065.

Il dispositivo dovrà essere dotato di marcatura CE. Inoltre, lo stesso dovrà aver superato con esito positivo le seguenti prove (tra parentesi è indicata la norma CEI di riferimento per le prove):

a) limiti di emissione armonica, per la classe A (CEI EN 61000-3-2 o CEI EN 61000-3-12); esse dovranno essere ripetute in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della potenza nominale);
b) per dispositivi con correnti di fase superiori a 75 A è possibile effettuare le prove di emissione armonica, con gli stessi criteri previsti dalla CEI EN 61000-3-12;
c) limiti delle fluttuazioni di tensione e flicker (CEI EN 61000-3-3 o CEI EN 61000-3-11); esse dovranno essere ripetute in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della potenza nominale);
d) condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza (vedi 8.4.4.1), come di seguito descritto in B.1.1;
e) erogazione della potenza reattiva (vedi 8.4.4.2 e 8.5.2), come descritto in B.1.2;
f) limitazione della potenza attiva (vedi 8.5.3), come descritto in B.1.3;
g) verifica della componente c.c. della corrente di uscita (vedi 8.4.4.2), come descritto in B.1.4;
h) verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione di cui in 8.5.1 (UVRT), come descritto in B.1.5;
i) verifica dell'assenza di danneggiamenti in caso di richiusura automatica da parte del DSO (vedi 8.4.4.3 e 8.6.2.1), come di seguito descritto in B.1.6.

Le prove di cui ai punti a), b), c), g) dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tabella 21 e Tabella 22. Le restanti prove potranno essere eseguite solo nelle condizioni di cui alla Tabella 21.

Gli inverter devono essere conformi alla Norma CEI EN 61000-6-3 (ambiente residenziale) in quanto direttamente connessi alla rete di bassa tensione del DSO.

Tabella 21 – Condizioni di riferimento normali

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	20 °C ± 2 °C
Pressione atmosferica	96 ± 10 kPa
Umidità relativa	65 %
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato del costruttore
Frequenza	50 Hz
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

Tabella 22 – Condizioni di riferimento estreme

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	-10 °C e +55 °C
Pressione atmosferica	(96 ± 10) kPa
Umidità relativa	65 % (per temperature maggiori di 0°C)
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato dal costruttore
Frequenza	50 Hz
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

Qualora i requisiti di cui ai punti a), b), c), g) precedenti siano rispettati in un campo di temperatura dichiarato dal Costruttore diverso da quello indicato in Tabella 22, il Costruttore deve impedire il funzionamento del dispositivo al di fuori del campo di funzionamento dichiarato. Questa funzionalità deve essere verificata mediante apposita prova.

Le prove di verifica in campo non sono richieste per impianti di potenza inferiore a 800 W.

B.1.1 Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza

B.1.1.1 Verifica delle condizioni di connessione e riconnessione

Al fine di prevenire perturbazioni alla rete, il parallelo dei generatori di qualsiasi tipo deve avvenire SOLO quando frequenza e tensione rilevate ai morsetti di uscita [(75)] permangono all'interno dei seguenti limiti per un tempo di 300 s (oppure non inferiore a 30 s, secondo quanto stabilito in 8.4.1.3, lettera a):

– tensione compresa tra l'85 % ed il 110 % di U_n; frequenza compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz (regolazione di default, campo di regolazione compreso tra 49 Hz e 51 Hz).

Inoltre, l'erogazione di potenza deve essere graduale, con un transitorio dalle condizioni iniziali di "vuoto" in corrispondenza dell'istante di parallelo, al valore di potenza disponibile con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza massima.

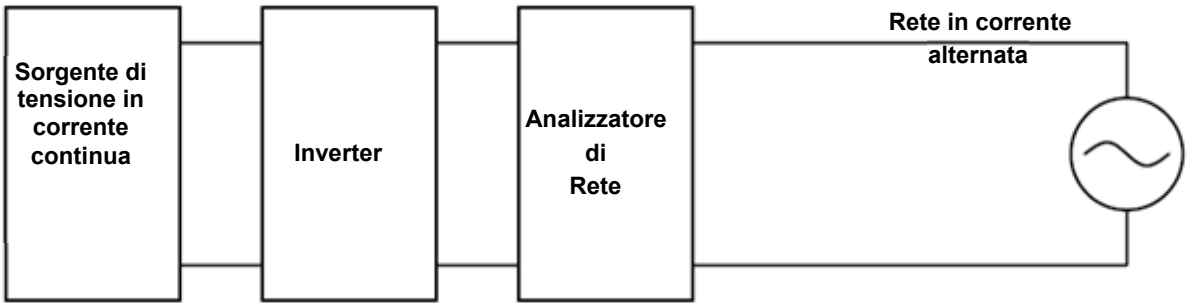
Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W:

– il gradiente positivo della potenza deve essere garantito a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W,

– si adotta un intervallo fisso (non regolabile) di frequenza in fase di Avviamento, Riconnessione e Rientro da transitorio di sovrafrequenza compreso tra 49,90 Hz e 50,10 Hz e un tempo di permanenza in tale intervallo pari a 300 s.

(75) Ovvero al punto di connessione dell'impianto per i sistemi dotati di SPI esterno.

La verifica della rispondenza a questi requisiti prevede di utilizzare il circuito di Figura 46.



NOTA Il circuito di prova illustrato è relativo a sistemi monofase; per sistemi trifase si dovrà prevedere un circuito equivalente di tipo trifase.

Figura 46 – Circuito di prova delle condizioni di connessione

a) Si effettui l'accensione dell'inverter rispettivamente con tensione c.a. inferiore all'85 % e superiore al 110 % del valore nominale U_n (mentre la frequenza deve essere compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz), verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.

b) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto a), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la tensione U all'interno dei limiti - 85 % U_n < U < 110 % U_n - e al contempo disabilitare l'inverter. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio della erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del convertitore.

c) A questo punto è necessario simulare con il convertitore in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima tensione, al fine di verificare che, una volta riportata la tensione nei limiti 85 % U_n < U < 110 % U_n, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300 s.

d) Si ripeta la prova di cui in a) con tensione U - 85 % U_n < U < 110 % U_n - e frequenza rispettivamente inferiore a 49,90 Hz e superiore a 50,10 Hz, verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.

e) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto d), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la frequenza f all'interno dei limiti - 49,90 Hz < f < 50,10 Hz - e al contempo disabilitare l'inverter. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio della erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del convertitore.

f) Come per il punto c), è necessario simulare con il convertitore in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima frequenza, al fine di verificare che, una volta riportata la stessa nei limiti 49,90 Hz < f < 50,10 Hz, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300 s.

La prova può essere effettuata alternativamente con un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza e tensione disponibili ai morsetti di uscita dell'inverter, oppure direttamente sulla rete elettrica. In questo caso per effettuare le prove è consentito regolare i parametri di frequenza e tensione che controllano le condizioni di parallelo in modo che siano al di fuori dei valori attuali della frequenza e tensione di rete. Per verificare il tempo minimo di ritardo alla connessione (avviamento) o riconnessione dopo intervento delle protezioni, si riporteranno poi durante la prova i valori rispettivamente dei limiti di U ammessa e di f a quelli di default (85 % U_n < U < 110 % U_n; 49,90 Hz < f < 50,10 Hz). In ogni caso la sorgente di alimentazione c.c. deve essere impostata per erogare una potenza pari alla potenza nominale c.c. dell'inverter.

B.1.1.2 Verifica della erogazione graduale della potenza attiva

La verifica della erogazione graduale con rampa di salita da “vuoto” al valore nominale in almeno 300 s si effettua registrando durante le sequenze di test b), c), e) ed f) con l’analizzatore di rete i parametri di uscita all’inverter con una cadenza di un campione pari al valore medio ogni 200 ms (5 campioni/s). I campioni registrati a partire dall’istante in cui l’inverter supera un livello di erogazione di potenza pari al 5% della potenza nominale P_n, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite $P < (0{,}333 * P_n)$ /s con uno scarto positivo massimo di +2,5 % * P_n.

B.1.2 Scambio della potenza reattiva

Il presente paragrafo ed i relativi sotto paragrafi non si applicano ai convertitori statici per impianti di potenza inferiore a 800 W.

B.1.2.1 Verifica dei requisiti costruttivi: capability della potenza reattiva

Come stabilito in 8.4.4.2 i convertitori statici predisposti per applicazioni in regime di funzionamento continuativo in parallelo alla rete del DSO, devono poter funzionare con fattore di potenza diverso da 1. Lo scambio di potenza reattiva con la rete può avvenire su richiesta del DSO nei seguenti casi:

- qualora ci siano esigenze di gestione della rete, in particolare al fine di contribuire alla limitazione della tensione ai morsetti di uscita o sulla linea BT su cui sono eventualmente collegate anche altre sorgenti di GD;
- con lo scopo di fornire un servizio di rete; requisito applicabile solo per impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW ed alle condizioni che saranno oggetto di regolamentazione da parte dell’ARERA.

Le prove di cui al presente paragrafo hanno lo scopo di verificare la “capability” della potenza reattiva dei convertitori statici al variare della potenza attiva, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti in 8.4.4.2

Ai fini della presente prova (requisiti minimi), il costruttore dovrà indicare ed impostare la regolazione di potenza reattiva massima disponibile al variare della potenza attiva erogata, con il fine di rendere possibile una caratterizzazione delle massime capability del sistema di conversione (potendo macchine di taglia inferiore essere utilizzate anche su impianti con potenza complessiva superiore a 11,08 kW).

B.1.2.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova

Con riferimento al circuito di prova di Figura 46, sono date le prescrizioni seguenti.

- Il convertitore deve essere impostato affinché possa rispettivamente assorbire (comportamento induttivo) ed erogare (comportamento capacitivo) la massima potenza reattiva disponibile a ciascun livello della potenza attiva erogata in base alla propria capability.
- Si regoli a questo punto la sorgente c.c. in modo tale che il convertitore possa erogare in sequenza una potenza attiva compresa nei 10 intervalli [0-10] %; [10-20] %; ...; [90-100] % della potenza nominale (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms).
- Per ognuno dei 10 livelli di potenza attiva si dovranno registrare almeno 3 valori della potenza reattiva induttiva e 3 per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms.
- In aggiunta alle misure ai valori limite di impostazione della potenza reattiva, si dovranno registrare i valori misurati impostando la potenza reattiva erogata a 0 ($\cos\varphi = 1$).

La capability massima in assorbimento (Q_{min}) ed erogazione (Q_{max}) di potenza reattiva risultante dalla sequenza di misure di cui sopra e quella per Q = 0 deve essere documentata in forma tabulare riportando, per ogni livello di potenza attiva erogata compreso tra 0 % e 100 % della potenza nominale, il corrispondente livello della potenza reattiva assorbita (e erogata), espresso sia in valore assoluto che in termini di cosφ. La prova si intende superata con esito positivo secondo le condizioni espresse in B.1.2.2.1 o B.1.2.2.2.

B.1.2.2.1 Inverter in impianti di potenza complessiva fino a 11,08 kW

Il valore del fattore di potenza istantaneo risultante in ciascuno dei 10 punti di misura è pari o inferiore a 0,9 sia in modalità di assorbimento (comportamento induttivo) che di erogazione (comportamento capacitivo) della potenza reattiva

B.1.2.2.2 Inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW

Il valore della potenza reattiva assorbita (comportamento induttivo) ed erogata (comportamento capacitivo) risultante in ciascuno dei 10 punti di misura è almeno pari in valore assoluto al 48,43 % della potenza attiva nominale del convertitore.

Tabella 23 – Assorbimento di potenza reattiva induttiva

Output Active Power range	Potenza attiva [W]	Potenza reattiva [VAr]	Power Factor (cosφ)	Potenza DC [W]
0 % - 10 % (*)				
10 % - 20 % (**)				
20 % - 30 %				
30 % - 40 %				
40 % - 50 %				
50 % - 60 %				
60 % - 70 %				
70 % - 80 %				
80 % - 90 %				
90 % - 100 % (***)				

(*) Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10 % della potenza nominale.

(**) Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10 % della potenza nominale.

(***) Verificare che il requisito minimo di cosφ sia sostenuto stabilmente ad equilibrio termico raggiunto.

Tabella 24 – Erogazione di potenza reattiva capacitiva

Output Active Power range	Potenza attiva [W]	Potenza reattiva [VAr]	Power Factor (cosφ)	Potenza DC [W]
0 % - 10 % (*)				
10 % - 20 % (**)				
20 % - 30 %				
30 % - 40 %				
40 % - 50 %				
50 % - 60 %				
60 % - 70 %				
70 % - 80 %				
80 % - 90 %				
90 % - 100 % (***)				

(*) Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10% della potenza nominale.

(**) Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10% della potenza nominale.

(***) Verificare che il requisito minimo di cosφ sia sostenuto stabilmente ad equilibrio termico raggiunto.

Tabella 25 – Erogazione di potenza reattiva con set point Q = 0

Output Active Power range	Potenza attiva [W]	Potenza reattiva [VAr]	Power Factor (cosφ)	Potenza DC [W]
0 % - 10 % (*)				
10 % - 20 % (**)				
20 % - 30 %				
30 % - 40 %				
40 % - 50 %				
50 % - 60 %				
60 % - 70 %				
70 % - 80 %				
80 % - 90 %				
90 % - 100 % (***)				

(*) Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10 % della potenza nominale.

(**) Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10 % della potenza nominale.

(***) Verificare che il requisito minimo di cosφ sia sostenuto stabilmente ad equilibrio termico raggiunto.

Il Test Report dovrà riportare i risultati delle misure della potenza reattiva massima assorbita (Q_{min}) ed erogata (Q_{max}) dal convertitore anche in forma di grafico P(Q) in funzione della potenza attiva immessa in rete. Si veda l'esempio di Figura 47.

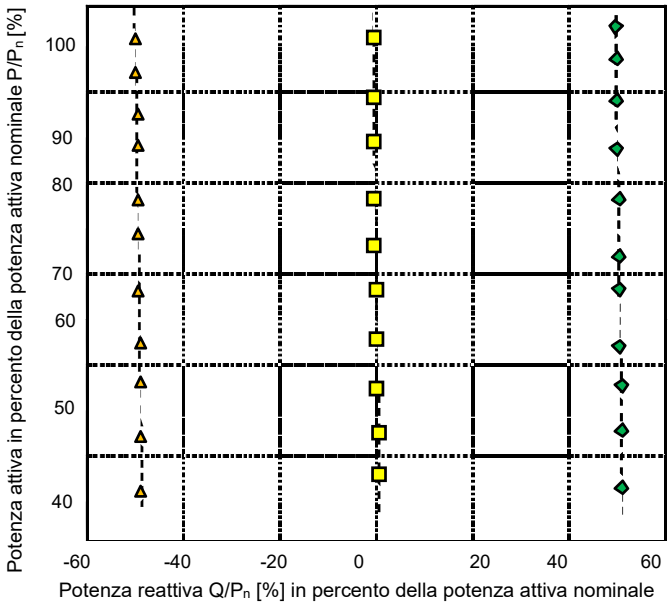


Figura 47 – Esempio di Grafico P(Q). Massima potenza reattiva induttiva e capacitiva erogata in funzione della potenza attiva (qui è rappresentato il caso di un inverter di potenza superiore a 11,08 kW, che deve poter assorbire o erogare a qualsiasi livello di potenza attiva una potenza reattiva pari almeno al 48,43 % della potenza attiva nominale, Q_{min}/P_n = 48,43 [%])

B.1.2.3 Scambio di potenza reattiva secondo un livello assegnato

Le unità di GD devono partecipare al controllo della tensione di rete. Per inverter utilizzati in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW è prevista la possibilità di attuare una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, erogato dal DSO.

Le prove oggetto di questo paragrafo sono obbligatorie solo per inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a 11,08 kW, ma su richiesta del costruttore possono essere effettuate e documentate anche per convertitori di taglia inferiore.

Scopo della prova è verificare la capacità del sistema di controllo del convertitore di eseguire il comando di regolazione del livello di potenza reattiva tra i limiti massimi di capability (capability "rettangolare", secondo la definizione data in 8.4.4.2) sia in assorbimento che in erogazione della potenza reattiva e di verificare l'accuratezza della regolazione.

In assenza di un protocollo definito per lo scambio dei comandi di regolazione, è facoltà del costruttore di stabilire le modalità con cui eseguire i comandi di impostazione del punto di lavoro della potenza reattiva, sia per quanto riguarda il segnale fisico (analogico, su protocollo seriale, ecc.) che per il parametro di regolazione adottato (impostazione secondo un valore assoluto di potenza reattiva Q, oppure come valore del cosφ).

B.1.2.3.1 Modalità di esecuzione della prova e registrazione dei risultati (ipotesi di regolazione tramite Q)

- Impostare la sorgente c.c. affinché l'inverter eroghi circa il 50 % della potenza attiva nominale P_n.
- Utilizzando le modalità ed il parametro di controllo stabilito dal costruttore, variare la potenza reattiva erogata dal convertitore passando dal valore massimo induttivo (almeno pari a $Q_{min} \leq -0{,}4843\ P_n$) direttamente a zero (Q = 0), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo (pari a $Q_{max} \geq +0{,}4843\ P_n$).
- Mantenere ciascuno dei 3 set-point limite per un tempo di 180 s.
- Calcolare i valori medi ad 1 min della potenza reattiva sulla base dei valori misurati su una finestra di 200 ms alla frequenza fondamentale. Il calcolo del valore su media di 1 min deve partire dai campioni rilevati dopo 30 s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza reattiva, questo per assicurare che il sistema abbia raggiunto lo stato stazionario.

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato per la potenza reattiva è pari a:

- $\Delta Q \leq \pm 2{,}5$ % della potenza attiva nominale del convertitore

La prova dovrà essere documentata sia in forma tabellare che grafica, come riportato negli esempi di Tabella 26 e di Figura 48.

Tabella 26 – Misura dell'accuratezza della regolazione della potenza reattiva in base ad un comando esterno

	Set point Potenza reattiva Q/P_n [%]	Potenza reattiva misurata Q/P_n [%]	Deviazione rispetto a set-point $\Delta Q/P_n$ [%]
$-Q_{min}$	- 48,43		
0	0		
$+Q_{max}$	+ 48,43		

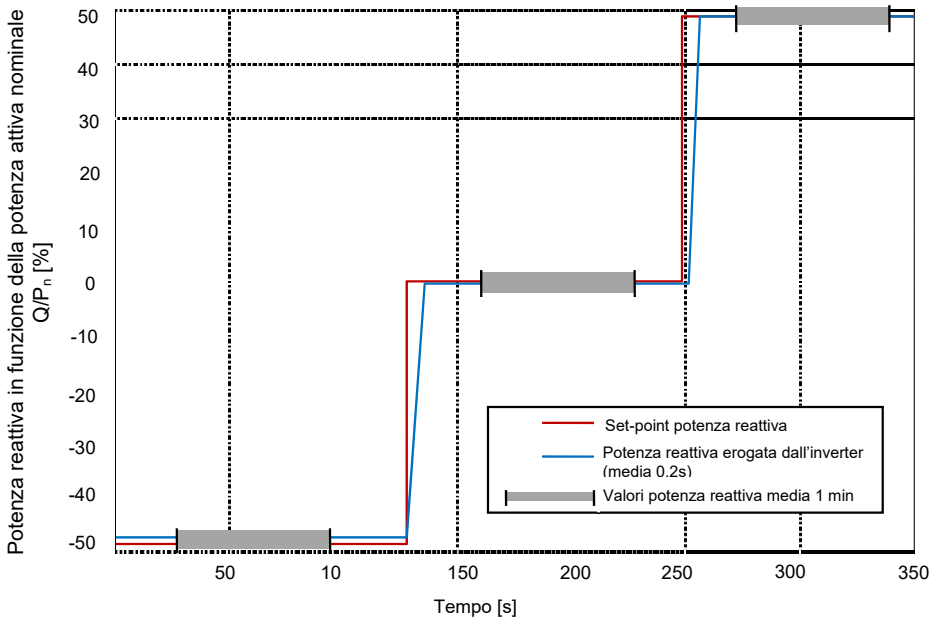


Figura 48 – Misura della potenza reattiva erogata in base ad un comando esterno, verifica di accuratezza

B.1.2.4 Tempo di risposta ad una variazione a gradino del livello assegnato

Ad integrazione dei requisiti oggetto delle prove di cui al Paragrafo B.1.2.3, relativi al controllo della tensione di rete tramite erogazione di potenza reattiva, è necessario non solo verificare l'accuratezza del sistema di controllo dei convertitori, ma anche il tempo di risposta degli stessi quando sia applicata una variazione a gradino del livello di potenza reattiva richiesta dal comando esterno.

Come per i requisiti di cui al paragrafo precedente, anche in questo caso le prove sono richieste agli inverter utilizzati in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW, che dovranno poter attuare anche una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, emesso dal DSO. Rimane comunque facoltà del costruttore di effettuare volontariamente le prove anche per inverter di taglia inferiore.

Lo scopo della prova è di misurare il tempo di risposta dell'inverter ad un gradino applicato al comando di erogazione della potenza reattiva, passando da un livello ad un altro livello con le modalità descritte di seguito ed illustrate in Figura 49.

- Dai risultati delle prove di capability di cui al Paragrafo B.1.2.1, si rilevino i valori $+Q_{max}$ e $-Q_{min}$ della potenza reattiva capacitiva e induttiva massima erogabile dal convertitore rispettivamente al 50 % ed al 100 % della potenza attiva nominale.
- Si riportino in un grafico analogo a quello esemplare di Figura 49 i valori misurati come medie a 0,2 s della potenza reattiva durante l'esecuzione di comandi di regolazione della potenza reattiva con variazioni a gradino, quando l'inverter eroga rispettivamente una potenza attiva pari al 50 % (Prova 1) ed il 100 % della potenza attiva nominale P_n (Prova 2).

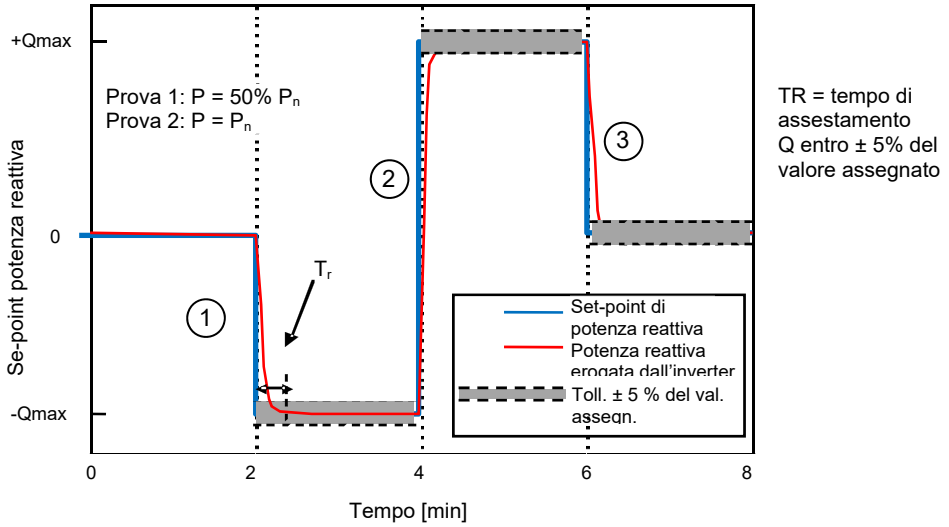


Figura 49 – Misura del tempo di risposta a variazioni a gradino del set-point assegnato per la potenza reattiva

- Si rilevi il tempo di risposta (T_r = tempo di assestamento nel grafico di Figura 49), che equivale all'intervallo di tempo che intercorre dall'istante di applicazione del nuovo set-point all'istante in cui la potenza reattiva raggiunge un valore all'interno di un intervallo compreso entro una banda di ± 5 %del nuovo valore assegnato.
- Come riportato in Figura 49 il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza di una variazione del set-point da zero a $-Q_{min}$ (passo 1), da $-Q_{min}$ a $+Q_{max}$ (passo 2) e da $+ Q_{max}$ a zero (passo 3).

I valori del tempo di risposta dovranno essere documentati nel test report, che dovrà anche indicare i valori di $+Q_{max}$, $-Q_{min}$, della tensione c.a. di prova ed il metodo utilizzato per inviare il comando di controllo del set-point della potenza reattiva.

La prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 s in tutte le condizioni di misura.

B.1.2.5 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P)

Tutti i convertitori statici devono poter erogare potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo una curva caratteristica del fattore di potenza/della potenza attiva = f(P).

La prova ha come scopo di verificare che il convertitore segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P) riportata in E.2 secondo il metodo a).

La curva standard è definita univocamente dall'interpolazione lineare dei tre punti caratteristici:

A: $P = 0{,}2\ P_n$; $\cos\varphi = 1$

B: $P = 0{,}5\ P_n$; $\cos\varphi = 1$

C: $P = P_n$; $\cos\varphi = 0{,}9$ (induttivo)

La regolazione secondo la curva caratteristica viene abilitata quando la tensione rilevata ai morsetti di uscita supera il valore "critico" di lock-in (per es. impostato a $V = 1{,}05\ V_n$, vedi sempre E.2).

Il valore di tensione di lock-in che abilita la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva e che durante le prove deve essere impostato a 1,05 V_n (impostazione di "default" anche per la produzione di serie), deve essere regolabile tra V_n e 1,1 V_n con intervalli di 0,01 V_n.

È a cura del DSO specificare nel regolamento di esercizio il valore richiesto per la tensione di lock-in.

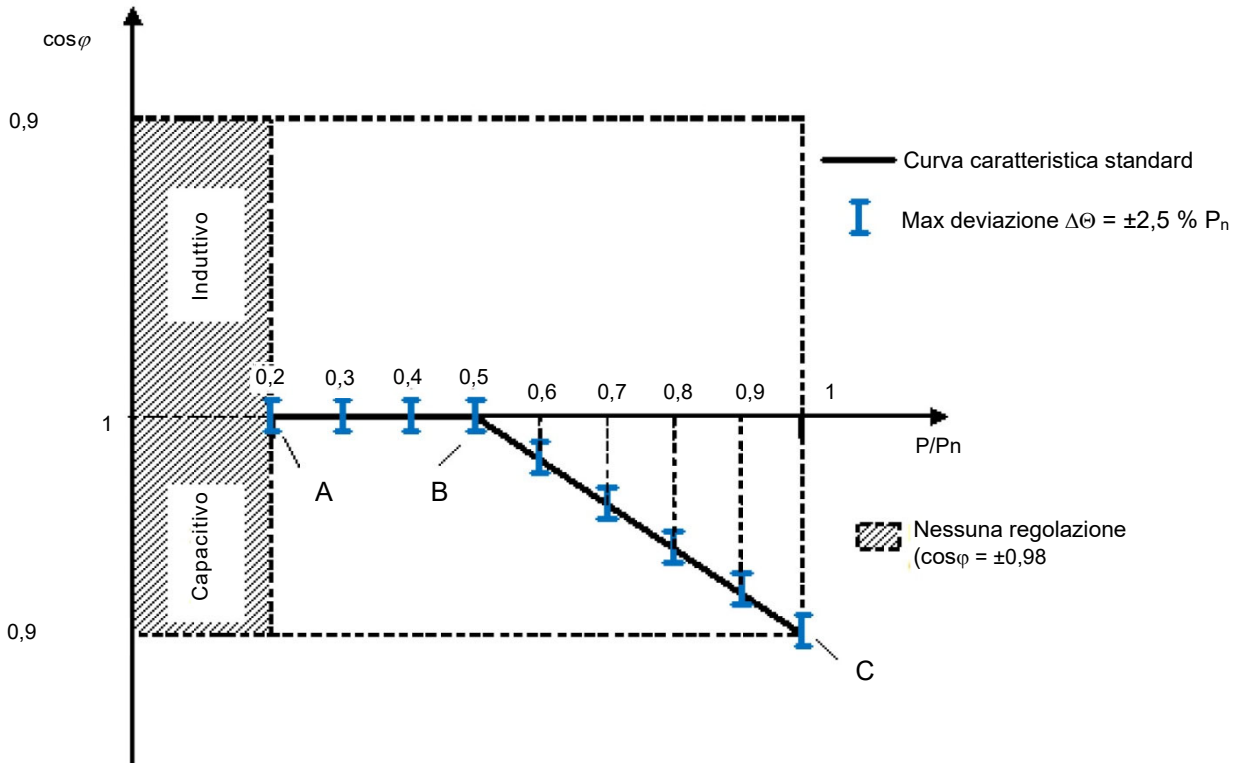


Figura 50 – Curva caratteristica standard cosφ = f(P)

Si ricorda che il tempo di assestamento massimo al nuovo valore di potenza reattiva sulla curva caratteristica deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s (vedino a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.4).

La modalità di regolazione automatica viene disabilitata quando:

- la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50 % di P_n (punto B), definito come lock-out in potenza, indipendente dalla tensione ai morsetti, oppure:
- la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore scende al di sotto del limite di lock-out, da impostare ad un valore di default pari a V_n, ma che deve essere regolabile nell'intervallo compreso tra 0,9 V_n e V_n con intervalli di 0,01 V_n.

B.1.2.5.1 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione

In base a quanto stabilito in E.2, con riferimento alla Figura 50, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione si proceda come di seguito.

A. Si colleghi il convertitore come indicato nel circuito di prova di Figura 46 (collegamento diretto alla rete c.a., purché regolabile da 0,9 V_n fino a 1,1 V_n, oppure tramite un simulatore di rete).

B. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore.

C. Si imposti la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata dal convertitore sia pari al 20 % della potenza nominale P = 0,2 P_n (punto A), con tensione ai morsetti di uscita pari a V_n o comunque non superiore a 1,04 V_n (nell’ipotesi che il parametro di lock-in sia impostato a 1,05 V_n, ovvero nel punto medio del campo di regolazione stabilito in E.2).

D. Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza cosφ come medie a 0,2 s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 27) e in un grafico analogo a quello di Figura 50.

E. Si ripeta la misura di cui al punto D) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % P_n fino al 60 % P_n. Si verifichi al contempo che durante queste prove la tensione c.a. ai morsetti di uscita non superi il valore limite V = 1,04 V_n.

F. Si trascrivano nella Tabella 25 i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del cosφ rilevati durante le misure effettuate ai 5 livelli di potenza attiva erogata dal 20 % al 60 % della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita inferiore a 1,05 V_n, l’inverter NON deve abilitare l’erogazione della potenza reattiva.

G. A questo punto, con potenza c.a. erogata sempre pari all’ultimo livello raggiunto in precedenza (P = 0,6 P_n), si aumenti la tensione di rete (o del simulatore), affinché questa sia pari a 1,06 V_n superiore al limite “critico” V = 1,05 V_n.

H. Si ripeta la misura di cui al punto D) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 60 % P_n fino al 100 % P_n (sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita superiore a V = 1,05 V_n).

I. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del cosφ rilevati durante le misure effettuate ai 5 livelli di potenza attiva erogata dal 60 % al 100 % della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita superiore a 1,05 V_n, l’inverter deve attivare l’erogazione della potenza reattiva seguendo la curva caratteristica standard.

J. Con inverter in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita superiore al 105 % V_n e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo (cosφ = 0,9), si riduca la tensione c.a. portandola al valore nominale, verificando che la potenza reattiva rimanga agganciata al valore limite massimo. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di tensione “critico” di Lock-In, l’inverter permane in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di tensione di uscita superiori alla soglia di Lock-Out (soglia di default impostata a V_n).

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo della potenza reattiva rispetto al valore previsto deve essere inferiore a $\Delta Q \leq \pm 2{,}5\ \%\ P_n$.

Tabella 27 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P)

P/P_n [%]	P [W]	Q [VAr]	cosφ misurato	cosφ atteso	ΔQ
20 %					
30 %					
40 %					
50 %					
60 %					
70 %					
80 %					
90 %					
100 %					

NOTA Il DSO può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Tuttavia, la curva caratteristica cosφ = f(P) è, di norma, univocamente definita come spezzata poligonale passante per i tre punti A, B e C di cui alla Figura 50.

Per questo motivo il costruttore, oltre a pre-impostare di fabbrica il sistema di controllo in base alla curva "standard" oggetto di verifica tramite prove di tipo oggetto del presente paragrafo, dovrà parametrizzare la curva di regolazione in modo da renderla regolabile variando i soli 3 punti A, B e C.

Di conseguenza il metodo di regolazione cosiddetto a "cosφ fisso" di cui in E.2.1 (curva di tipo b)), non necessita di verifica, in quanto derivabile dalla curva caratteristica cosφ = f(P) impostando i parametri di regolazione come segue:

A = B: $P/P_n = 0{,}05$; $\cos\varphi = 1$"

C: $P = P_n$; $\cos\varphi = 0{,}9$

B.1.2.6 Scambio automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V)

Secondo quanto stabilito in 8.4.4.2, tutti i convertitori statici in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW devono poter assorbire o erogare potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo la curva caratteristica Q = f(V) riportata a titolo esemplificativo in E.2 (Figura 51).

La prova ha come scopo di verificare che il convertitore segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard Q = f(V) riportata in E.2, secondo il metodo c).

Essendo il funzionamento secondo questo criterio di regolazione assimilato ad un servizio di rete erogato dall'Utente Attivo su richiesta del DSO, vale quanto di seguito specificato.

L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita da ARERA (modalità di attivazione e di esercizio; condizioni economiche).

L'attivazione dovrà avvenire dietro richiesta del DSO, in occasione della emissione del Regolamento di Esercizio. Il DSO dovrà altresì specificare i valori dei parametri che caratterizzano univocamente la curva, ovvero: V1i, V2i, V1s e V2s, nonché il valore di lock-in di potenza attiva (valore di default $P = 0{,}2\ P_n$).

I parametri V1i, V2i, V1s e V2s devono poter essere impostati nel campo (0,9 ÷ 1,1) V_n con passo 0,01 V_n. Al fine di facilitare l'esecuzione delle prove di tipo, è stato stabilito convenzionalmente di impostare i parametri caratterizzanti come segue:

V1s = 1,08 V_n; V2s = 1,1 V_n

V1i = 0,92 V_n; V2i = 0,9 V_n

nonché il valore di lock-in di potenza attiva (valore di default = 0,2 P_n).

B.1.2.6.1 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica Q = f(V)

In base a quanto stabilito in E.2, con riferimento alla Figura 51, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica Q = f(V) si procede come di seguito.

A. Si colleghi il convertitore come indicato nel circuito di prova di Figura 46 tramite un simulatore di rete;

B. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard" di cui alla Figura 51, agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore.

C. Si imposti il simulatore in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia pari a 1,07 V_n e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia inferiore a 0,2 P_n (quindi inferiore al valore di Lock-In che abilita la regolazione secondo la curva Q(V)).

D. Si misuri la potenza attiva e la potenza reattiva come medie a 0,2 sec, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 27) e in un grafico analogo a quello di Figura 51 per la potenza reattiva.

E. Si ripeta la misura di cui al punto D) precedente aumentando la tensione di uscita (simulatore) a step di 1 V, dal valore iniziale pari a 1,07 V_n fino a 1,09 V_n. In queste condizioni, essendo la potenza attiva erogata inferiore a 0,2 P_n l'inverter NON deve abilitare l'erogazione della potenza reattiva.

F. A questo punto, con tensione c.a. sempre pari a 1,09 V_n, si aumenti la potenza attiva erogata agendo sulla sorgente c.c., affinché questa sia superiore (+10%) del limite di Lock-In, quindi portandola al valore di 0,3 P_n.

G. Si verifichi che, trascorsi non oltre 10 s dall'istante in cui la potenza attiva erogata ha superato il limite di Lock-In, il generatore abiliti l'erogazione della potenza reattiva. Si riporti il valore della potenza attiva e di quella reattiva erogata nella Tabella 27 e nel grafico, analogo a quello di Figura 51, che mette a confronto la curva attesa con quella rilevata sperimentalmente. In base alle impostazioni di default della curva standard, il livello atteso di potenza reattiva deve essere pari a -0,5 Q_{min} (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 2{,}5\ \%\ P_n$)

H. Si ripeta la misura di cui al punto D) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza nominale dal 30 % P_n fino al 100 % P_n (sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita tenuta al valore di V = 1,09 V_n).

I. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e tensione c.a. rilevati durante le misure effettuate agli 8 livelli di potenza attiva erogata dal 30 % al 100 % della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita pari 1,09 V_n, l'inverter deve continuare ad erogare un livello di potenza reattiva pari a -0,5 Q_{min}, seguendo la curva caratteristica standard.

J. A questo punto è possibile aumentare la tensione ai morsetti di uscita fino a 1,1 V_n per registrare i valori corrispondenti della potenza attiva, che deve essere pari a P_n (ultimo punto registrato al passo precedente) e della potenza reattiva, che deve raggiungere stabilmente il limite minimo della capability pari a $-Q_{min}$.

K. Con inverter in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita pari al 110 % V_n e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo ($-Q_{min}$, in assorbimento di reattivo), si riduca la potenza attiva portandola prima al 10 % P_n e poi, trascorsi almeno 30 sec, al di sotto del 5 % P_n. Durante la sequenza si dovrà verificare che la potenza reattiva rimanga al valore massimo/induttivo ($-Q_{min}$) in corrispondenza del primo gradino di potenza attiva 100 %--> 10 %, per scendere a valori prossimi a zero SOLO dopo aver effettuato il secondo scalino dal 10 % P_n → ≤ 5 % P_n. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di potenza attiva di Lock-In, l'inverter permane in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di potenza attiva erogata in uscita superiori alla soglia di Lock-Out (soglia di default impostata a 5 % P_n).

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo della potenza reattiva rispetto al valore previsto in base alle curve caratteristiche standard deve essere inferiore a $\Delta Q \leq \pm 2{,}5$ % P_n.

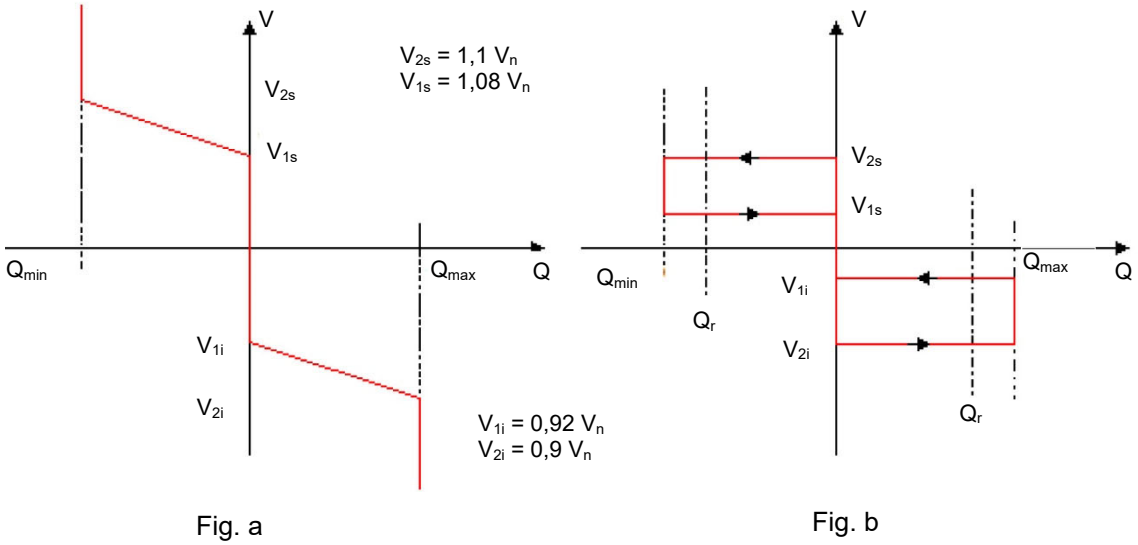


Fig. a Fig. b

Figura 51 – Curve caratteristiche standard Q = f(V)

Tabella 28 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard Q = f(V)

P/P_n [%] Set-point	Vac [V] Set-point	P/P_n [%] misurata	Vac [V] Misurata	Q [VAr] misurata	Q [Var] atteso	Δ Q (≤ ± 2,5 % P_n)
< 20 %	1,07 V_n				≈0 (< ±2,5 % P_n)	
< 20 %	1,09 V_n				≈0 (< ±2,5 % P_n)	
<20 % → 30 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min} (entro 10s)	
40 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
50 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
60 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
70 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
80 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
90 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
100 %	1,09 V_n				-0,5 Q_{min}	
100 %	1,1 V_n				$-Q_{min}$	
100 % → 10 %	1,1 V_n				$-Q_{min}$	
10 % → ≤ 5 %					≈0 (< ±2,5 % P_n)	

Con modalità analoghe si dovrà registrare il comportamento secondo la curva caratteristica Q = f(V) anche in erogazione di potenza reattiva, operando ai limiti inferiori di tensione, fissati ad esempio in V_{2i} = 0,9 V_n e V_{1i} = 0,92 V_n.

B.1.3 Limitazione della potenza attiva

I generatori devono essere dotati di funzioni di regolazione della potenza attiva immessa in rete secondo 3 modalità distinte:

- Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110 % di Vn, secondo quanto stabilito in 8.5.3.1;
- Limitazione automatica per transitori di sovrafrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.5.3.2;
- Su comando esterno proveniente dal DSO, e/o in logica centralizzata (8.5.3.3).

B.1.3.1 Limitazione automatica della potenza attiva per valori di tensioni prossimi al 110 % della tensione nominale

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva erogata quando la tensione letta ai morsetti del generatore abbia valore prossimo al 110% di V_n.

Si proceda come segue:

- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva P(V), secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova);
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2% della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia pari alla massima potenza disponibile in immissione;
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al +2% della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 5 min dall'istante di applicazione della tensione + 2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore si verifichi che la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20 % di P_n;

- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- si verifichi che la potenza attiva erogata dall'inverter si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile della sorgente primaria o quella simulata.

B.1.3.2 Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori di sovrafrequenza sulla rete di trasmissione

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrafrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire due sequenze di misure: partendo da 100 % della potenza nominale (sequenza A) e partendo da 50 % (sequenza B).

Per ciascuna sequenza di misure si provvederà ad aumentare gradualmente la frequenza e a misurare il valore di potenza (valori medi su 0,2 s). Per eseguire la misura si deve utilizzare un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza disponibili ai morsetti di uscita dell'inverter. In questo caso è consentito regolare i parametri di frequenza che controllano il sistema di regolazione della potenza in caso di sovrafrequenza, in modo da simulare un incremento progressivo della frequenza ed il successivo rientro all'intorno del valore nominale.

Al termine di ciascuna sequenza si dovrà riportare la frequenza ad un valore prossimo a quello nominale, con lo scopo di verificare che siano soddisfatti i requisiti temporali per il ripristino graduale della potenza erogata prima del transitorio di frequenza (ovvero prima del superamento del limite di 50,2 Hz).

B.1.3.2.1 Esecuzione delle prove[76]

- Collegare l'oggetto in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore.
- Fissare tutti i parametri della rete simulata ai rispettivi valori di normale esercizio.
- Portare tutti i parametri dell'oggetto in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. in uscita all'inverter sia uguale alla potenza in c.a. massima erogabile per la sequenza A, ovvero al 50% nel caso della sequenza B.
- Eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

  1) f = 47,51 Hz (t_1 per la sequenza A, t'_1 per la sequenza B)
  2) f =50 Hz + 0,15 Hz (t_2 per la sequenza A, t'_2 per la sequenza B)
  3) f = 50 Hz + 0,40 Hz (t_3 per la sequenza A, t'_3 per la sequenza B)
  4) f = 50 Hz + 0,60 Hz (t_4 per la sequenza A, t'_4 per la sequenza B)
  5) f = 50 Hz + 1,49 Hz (t_5 per la sequenza A, t'_5 per la sequenza B)
  6) f = 50 Hz + 0,11 Hz (t_6 per la sequenza A, t'_6 per la sequenza B)

  A questo punto eseguire il passo 7). riportando la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale della erogazione massima (sequenza A), ovvero al 50 % della potenza massima disponibile (sequenza B):

  7) f = 50 Hz (t_7 per la sequenza A, t'_7 per la sequenza B).

(76) Per consentire l'esecuzione delle prove, è necessario disabilitare le soglie restrittive di frequenza

B.1.3.2.2 Esiti delle prove

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con due curve rappresentanti rispettivamente la Sequenza A e la Sequenza B, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 52). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la Sequenza A e la Sequenza B.

La prova si considererà superata se per le sequenze A e B sono soddisfatte entrambe le condizioni di seguito riportate:

- per ciascuno dei 6 punti da t1 (t'_1) a t_6 (t'_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a ± 2,5% P_n, dove P_n è la potenza nominale dell'inverter;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in B.1.3.2.1), l'inverter dovrà mantenere il livello minimo di potenza raggiunto nella fase precedente di aumento della frequenza per un tempo minimo di attesa pari a 5 min, terminato il quale dovrà ripristinare l'erogazione in maniera graduale con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza erogata prima dell'aumento di frequenza (valore memorizzato).

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, la ripresa dell'ordinario regime di produzione deve avvenire in maniera progressiva con un gradiente positivo massimo pari al 20% al minuto della potenza massima, da garantire a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W.

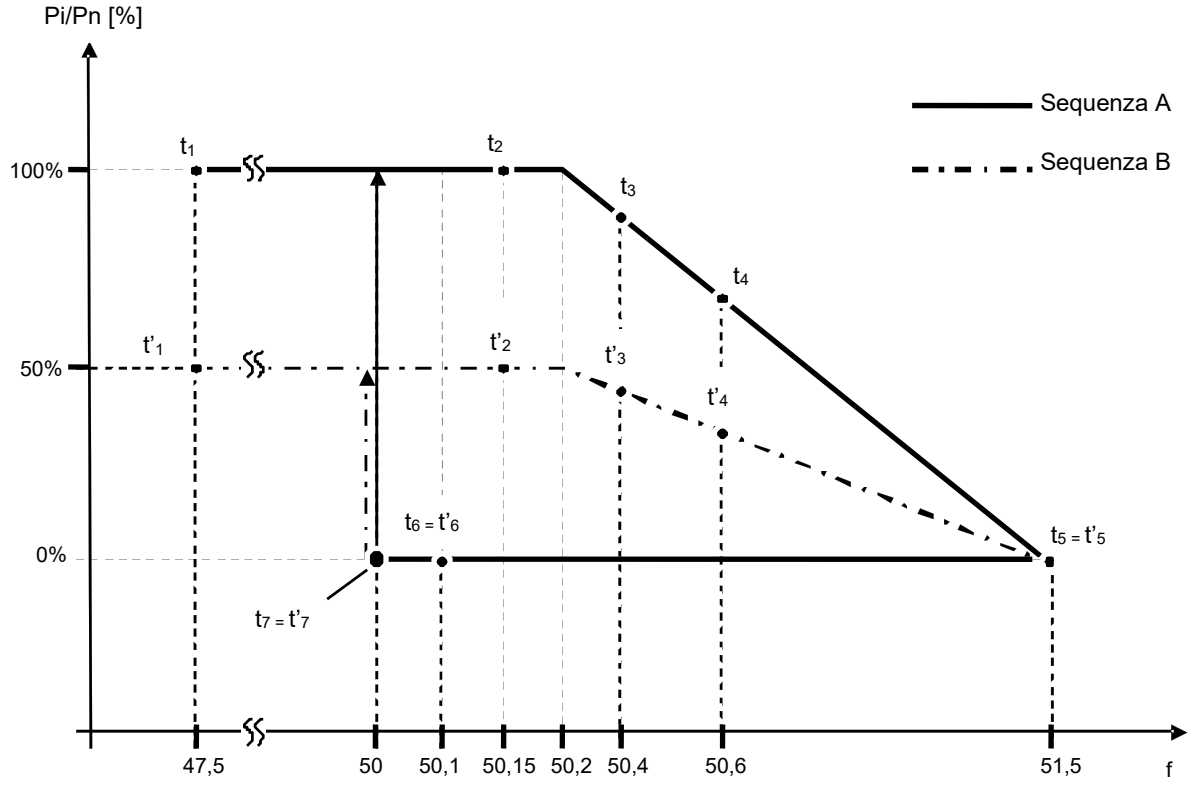


Figura 52 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza

B.1.3.3 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

La prova deve prevedere la verifica del funzionamento stabile del generatore ai limiti estremi di tensione e frequenza (85 % * Vn ≤ V ≤ 110 % * Vn; 47,5 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz) per un tempo minimo di 5 min, per ciascun punto di lavoro.

Si prevedano due prove nelle seguenti condizioni:

Prova 1: V = 110 % * V_n; f = 51,5 Hz; P = 100 % * P_n; Cosφ = 1 (durata: almeno 5 minuti)

Prova 2: V = 85 % * V_n; f = 50,0 Hz; P = 100 % * P_n; Cosφ = 1

Le prove 1 e 2 hanno una durata di almeno 5 minuti. Nella Prova 2 è consentito il funzionamento a potenza ridotta, pari a quella massima erogabile per raggiunto limite di massima corrente di uscita (P ≥ 85 % * P_n).

Per consentire l'esecuzione delle prove, è necessario disabilitare le soglie restrittive di frequenza.

Durante le prove occorre disabilitare la regolazione automatica in riduzione della potenza in caso di sovrafrequenza.

Si dovranno registrare la frequenza, la tensione e la potenza attiva rilevate ai morsetti di uscita del generatore con una cadenza di almeno 1 campione al secondo. La potenza erogata dovrà mantenersi stabile entro un limite di ±5 % * P_n.

B.1.3.3.1 Riduzione della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete di trasmissione

Scopo della prova è verificare che la riduzione della potenza attiva in caso di sottofrequenza si mantenga nei limiti definiti nel 8.4.4 – Figura 20

B.1.3.3.1.1 Esecuzione delle prove(77)

- Collegare l'oggetto in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore.
- Fissare tutti i parametri della rete simulata ai rispettivi valori di normale esercizio.
- Portare tutti i parametri dell'oggetto in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. in uscita all'inverter sia uguale alla potenza in c.a. massima erogabile.
- Eseguire le misure di potenza attiva su 6 punti temporalmente conseguenti l'uno all'altro partendo da 50 Hz e riducendo la frequenza con un passo di 0,5 Hz fino al valore minimo di 47,5 Hz.

B.1.3.3.1.2 Esiti delle prove

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico che deve essere superiore al limite individuato dal tratto continuo della Figura 20 riportata in 8.4.4.

B.1.3.4 Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO

La capacità di ridurre la potenza attiva generata a seguito di segnale da remoto deve essere testata concordando con il costruttore dell'inverter la modalità di ricezione e trattamento del segnale.

Sarà impiegata la procedura qui di seguito riportata.

(77) Per consentire l'esecuzione delle prove, è necessario disabilitare le soglie restrittive di frequenza

- Si partirà impostando l'inverter in modo da produrre il 100 % della potenza nominale.
- Dopo 1 min di funzionamento si richiederà di ridurre la potenza al 90 %.
- Si darà 1 min di tempo all'inverter per eseguire il comando, dopodiché si misura il valore di potenza attiva (media su 1 min). Lo scostamento rispetto al set point nel minuto di misurazione dovrà essere di ± 2,5 % P_n, perché la prova possa ritenersi superata.
- Successivamente, si proseguirà richiedendo di ridurre la potenza di un ulteriore 10 %, rimanendo a quel valore per altri 2 min, e così fino a raggiungere il valore di 0 % P_n.

Nella misurazione relativa al set-point 10 % P_n si verificherà in base alle prescrizioni normative in Allegato F, e quindi la potenza misurata dovrà rientrare nell'intervallo tra 12,5 % P_n e 0, perché la prova possa ritenersi superata.

I risultati della prova dovranno essere riportati su una tabella simile alla seguente:

Tabella 29 – Verifiche di limitazione della potenza attiva su comando esterno

Set point P [P/P_n]	Set point P [W]	P misurata [W]	Precisione
100 %			
90 %			
80 %			
70 %			
60 %			
50 %			
40 %			
30 %			
20 %			
10 %			
0 %			

Inoltre, si dovrà riportate i risultati su un grafico contenente l'andamento del set-point, l'andamento dei valori delle potenze medie misurate, le tolleranze sui valori delle potenze medie misurate rispetto ai set-point.

Nel grafico esemplificativo seguente si può trovare in nero l'andamento dei set-point e in rosso i valori medi della potenza per ciascuna misura, che devono tutti rientrare entro le aree grigie di tolleranza perché il test possa considerarsi superato.

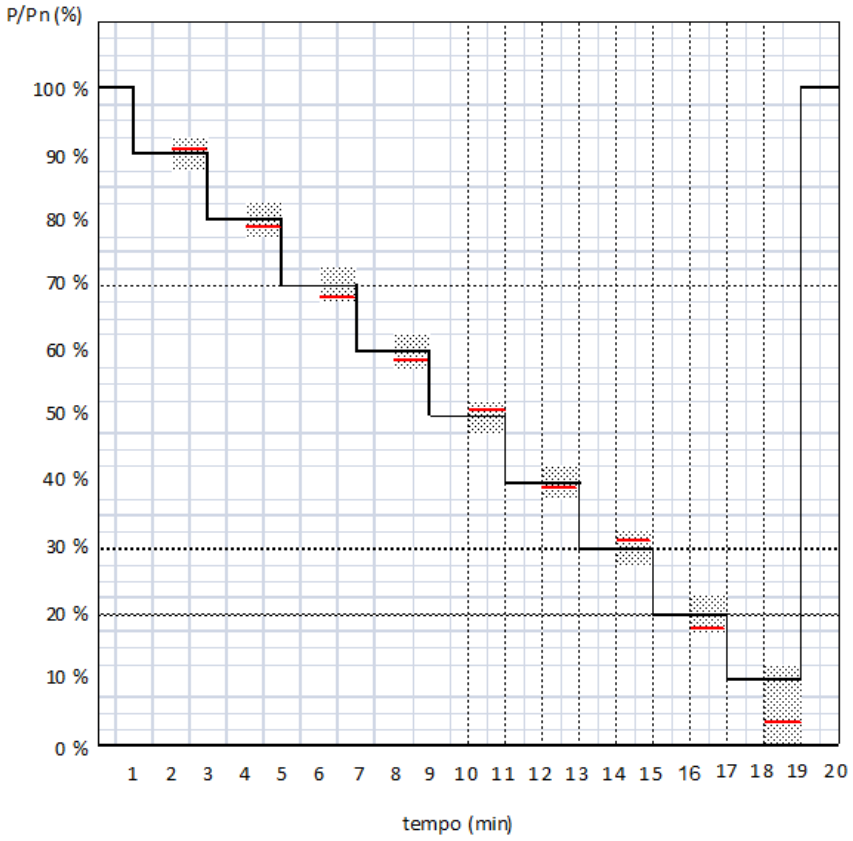


Figura 53 – Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno

Il presente paragrafo non si applica ai convertitori statici per impianti di potenza inferiore a 800 W.

B.1.4 Emissione di componente continua nella corrente di uscita

B.1.4.1 Verifica della emissione di componente continua

La prova deve essere eseguita come segue:

1) La tensione di rete (o simulatore) deve essere inizialmente posta a un valore pari alla tensione nominale ± 1 %, (frequenza pari a (50 ± 0,2) Hz). La distorsione totale di tensione (THD) deve essere inferiore al 2,5 % (ad inverter spento). Nel caso di utilizzo di un simulatore, questo deve produrre una tensione sinusoidale con offset (componente continua) trascurabile (< 0,1 %).
2) La sorgente c.c. di ingresso deve essere regolata in modo che la tensione sia pari a quella nominale in MPPT dichiarata dal costruttore (o valore medio tra i valori MPPT minimo e massimo, qualora il valore nominale non venga dichiarato) e la Potenza c.a. di uscita all'inverter, misurata in volt-ampere, risulti pari a (33 % ± 5 %) del valore nominale dichiarato dal costruttore.
3) Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate al punto precedente per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.
4) A questo punto si misuri la componente continua della corrente immessa in rete (frequenza < 1 Hz) su ciascuna delle fasi di uscita. La misura deve essere effettuata mediando la grandezza misurata su una finestra temporale di massimo 1 s, registrandone l'andamento per un periodo minimo di 5 min e acquisendo un numero minimo di campioni pari al reciproco della finestra temporale su cui è stata mediata la grandezza (nel caso 1 s, almeno 300 campioni). Con le stesse modalità si dovranno misurare e registrare la corrente rms e la tensione rms di uscita dell'inverter.

5) Ripetere i passi 2), 3) e 4) con il convertitore operante rispettivamente al (66 ± 5) %, e (100 ± 5) % della potenza nominale, misurata in volt-ampere.

Per ciascun livello di potenza:

a) Si effettui il calcolo del valore medio della corrente rms e della tensione rms su ciascuna fase. Per ciascuna grandezza la media deve essere calcolata considerando tutti i campioni rilevati durante il periodo di misura.

b) Si verifichi che il valore medio della corrente rms su ciascuna fase calcolato al punto a) sia entro il 5 % del valore impostato (rispettivamente al 33 %, 66 % e 100 % del valore nominale).

c) Si verifichi che il valore medio della tensione rms su ciascuna fase calcolato al punto a) sia entro il 5 % del valore nominale.

d) Si calcoli il valore medio della componente continua della corrente su ciascuna fase. La media dovrà essere calcolata considerando il modulo (senza segno) del valore di ciascun campione registrato durante ciascun periodo di osservazione di 5 min (sui 3 livelli di potenza).

e) Per ciascuna fase, si divida il valore medio della componente continua calcolata al punto d) per il valore nominale della corrente di uscita del convertitore e si moltiplichi questo rapporto per 100. I valori così calcolati rappresentano la percentuale di corrente continua immessa in rete per ciascuna fase, rispetto alla corrente nominale del convertitore.

   La componente continua misurata secondo questa procedura deve rientrare nei limiti specificati. A titolo indicativo la Tabella 30 riporta un esempio di rappresentazione dell'esito delle prove.

Tabella 30 – Test Report - Misura della componente continua (c.c.) immessa in rete

Livello di Potenza (% VA nominali)	**(33 ± 5) %**	**(66 ± 5) %**	**(100 ± 5) %**
Watt			
Vrms			
Arms			
cosφ			
c.c. (mA)			
c.c. (% In)			

NOTA Questo circuito di prova si applica ai sistemi monofase. Per sistemi trifase si dovrà prevedere un circuito equivalente di tipo trifase.

Figura 54 – Circuito di prova per la misura della componente continua

B.1.4.2 Verifica delle protezioni contro l'immissione di componente continua

La prova deve essere eseguita come segue:

1) L'inverter viene collegato ad un circuito di prova simile a quanto riportato in Figura 54.
2) La tensione di rete (o simulatore) deve essere mantenuta entro un valore pari alla tensione nominale ± 1 %, (frequenza pari a (50 ± 0,2) Hz). La distorsione totale di tensione (THD) deve essere inferiore al 2,5 % (ad inverter spento). Nel caso di utilizzo di un simulatore, questo deve produrre una tensione sinusoidale con offset (componente continua) trascurabile (< 0,1 %).
3) La sorgente c.c. di ingresso deve essere regolata in modo che la tensione sia pari a quella nominale in MPPT dichiarata dal costruttore (o valore medio tra i valori MPPT minimo e massimo, qualora il valore nominale non venga dichiarato) e la Potenza c.a. di uscita all'inverter, misurata in volt-ampere, risulti pari a (33 ± 5) % del valore nominale dichiarato dal costruttore.
4) La verifica dello spegnimento del convertitore, per superamento della prima soglia di protezione I_{dc} > (> 0,5 % I_n; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W: > 20 mA), si effettua alternativamente come descritto ai punti a) e b):
   a) Attraverso una simulazione della deriva del controllo di simmetria del convertitore, con modalità da concordare col costruttore e tale da indurre un offset sulla Idc superiore allo 0,5 % della corrente nominale. Lo spegnimento deve avvenire entro 1 s dall'istante di applicazione dell'offset.
   b) Nel dispositivo di misurazione della componente continua (p.es. trasformatore di corrente, o resistenza) viene impressa una corrente continua superiore allo 0,5 % della corrente nominale. Lo spegnimento deve avvenire entro 1 s dall'istante di applicazione della corrente di sbilanciamento.
5) La verifica dello spegnimento del convertitore, per superamento della seconda soglia di protezione I_{dc} >> (>1 A), si effettua alternativamente come descritto ai punti c) nel caso la protezione sia integrata nel sistema di controllo del convertitore, oppure d) per sistemi di protezione esterni:
   a) Attraverso una simulazione del guasto, mediante misurazione, con modalità da concordare col costruttore, bisogna accertare se un funzionamento dell'impianto anomalo con la componente continua della corrente immessa in rete superiore ad 1 A, porti allo spegnimento entro 0,2 s dall'istante di innesco della condizione di guasto simulato.
   b) Nel dispositivo di misurazione della componente continua (p.es. trasformatore di corrente, o resistenza) viene impressa una corrente continua superiore a 1 A. Lo spegnimento deve avvenire entro 0,2 s dall'istante di applicazione della corrente di guasto.
6) Ripetere i passi 2), 3) e 4) con il convertitore operante rispettivamente al (66 ± 5) %, e (100 ± 5) % della potenza nominale, misurata in VA.

NOTA per la misurazione dei tempi di intervento e la verifica dei livelli di corrente continua di guasto (> 1 A in c.c.) o deriva (> 0,5 % I_n) simulati è possibile utilizzare un analizzatore di rete con oscilloscopio integrato, oppure un oscilloscopio corredato di sonde di corrente adatte alla misurazione di componenti continue.

B.1.5 Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione (UVRT capability)

Queste prove hanno come scopo di verificare che il convertitore, qualora utilizzato in impianti di potenza massima superiore a 11,08 kW, sia insensibile agli abbassamenti di tensione secondo il profilo tempo-ampiezza indicato nella Figura 29.

In particolare, le prove di Tabella 31 dovranno verificare che siano soddisfatti i seguenti requisiti funzionali:

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona di colore bianco al di sopra e lungo i punti della caratteristica UVRT (V-t) indicata in Figura 29, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. In questa zona è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva e reattiva erogata prima della insorgenza del guasto;
- nella zona sottostante (grigio) il generatore può scollegarsi dalla rete;
- entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra + 10 % e – 15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto con una tolleranza massima del ± 10 % della potenza nominale. Nella fascia tra 85 % e 90 % della tensione nominale è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima di uscita dal generatore.

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le sequenze di test riportate in Tabella 31, da eseguire con il generatore funzionante rispettivamente:

a) tra il 10 % ed il 30 % della potenza nominale e

b) al di sopra del 90 % della potenza nominale.

Per ognuna delle sequenze a) e b) si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

La protezione di interfaccia dovrà essere disabilitata oppure regolata al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova.

Il sistema di simulazione del guasto deve produrre gli abbassamenti di tensione con profilo riportato in Tabella 31 e secondo la Figura 29 in condizioni di funzionamento a vuoto e quando collegato al generatore in prova. Il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- Andamento temporale di potenza attiva P, potenza reattiva Q e tensioni di fase ai morsetti di uscita V_r, V_s, V_t come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ogni mezzo ciclo (10 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima dell'inizio della prova e termina almeno dopo 400 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva). Il transitorio di tensione finisce quando la tensione rientra oltre il 85 % del valore di tensione nominale.
- Nello stesso periodo di osservazione si dovranno riportare gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase (eventualmente con dettaglio ingrandito dell'andamento durante i fronti di salita e discesa di tensione)

Tabella 31 – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/Vn	Durata [ms]	Forma (*)
1s – guasto simmetrico trifase	0,10 ± 0,05 (V_1/Vn)	200 ± 20	
1a – guasto asimmetrico bifase	0,10 ± 0,05 (V_1/Vn)	200 ± 20	
2s – guasto simmetrico trifase	0,25 ± 0,05 (V_2/Vn)	400 ± 20	
2a – guasto asimmetrico bifase	0,25 ± 0,05 (V_2/Vn)	400 ± 20	
3s – guasto simmetrico trifase	0,50 ± 0,05 (V_3/Vn)	850 ± 20	
3a – guasto asimmetrico bifase	0,50 ± 0,05 (V_3/Vn)	850 ± 20	
4s – guasto simmetrico trifase	0,75 ± 0,05 (V_4/Vn)	1 300 ± 20	
4a – guasto asimmetrico bifase	0,75 ± 0,05 (V_4/Vn)	1 300 ± 20	
5 – guasto asimmetrico bifase in BT	0,10 ± 0,05 (V_5/Vn)	200 ± 20	
6 – guasto asimmetrico bifase in BT	0,50 ± 0,05 (V_6/Vn)	850 ± 20	

(*) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (simulatore o rete di impedenze), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata inferiore a 10 ms.

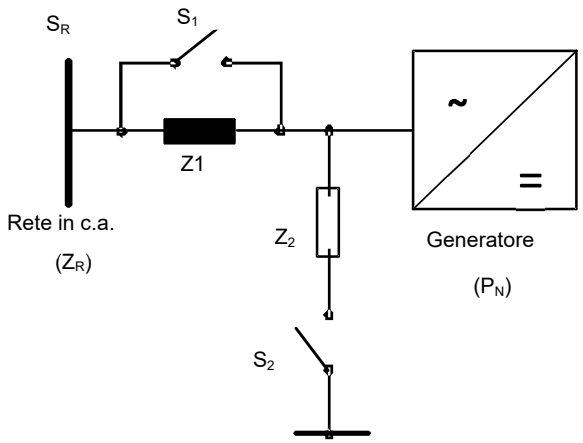


Figura 55 – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

Le prove possono essere effettuate utilizzando ad esempio il circuito di prova riportato in Figura 55. Gli abbassamenti di tensione sono riprodotti da un circuito che simula un cortocircuito collegando le 3 oppure le 2 fasi a terra tramite una impedenza (Z_2), oppure collegando le 3 o 2 fasi insieme tramite la stessa impedenza. Gli interruttori S_1 e S_2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

Per il dimensionamento del circuito di prova valgono le seguenti considerazioni:

- ➔ L'impedenza Z_1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova (limitazione della corrente di cortocircuito). Il dimensionamento di Z_1 deve essere tale da consentire di avere una corrente massima di cortocircuito pari a 800 A per fase (in particolare nel caso peggiore, e cioè con tensione residua 5 % V_n).
- ➔ Un interruttore di bypass S_1 viene solitamente impiegato per evitare il surriscaldamento della impedenza serie Z_1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza.
- ➔ La caduta di tensione viene creata collegando a terra o verso un'altra fase l'impedenza Z_2 tramite l'interruttore S_2. Il valore di Z_2 deve essere calcolato per produrre una tensione ai suoi capi pari ai valori di tensione residua specificati in Tabella 31 (condizioni a vuoto).
- ➔ Come rete c.a. si intende rete trifase in bassa tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di allaccio MT e successivo trasformatore.
- ➔ La chiusura e apertura dell'interruttore S_2 determina la durata degli eventi di abbassamento della tensione, pertanto il suo controllo deve essere accurato sia nelle simulazioni di guasti bifase che in quelli trifase. L'interruttore può essere ad esempio un contattore di calibro adeguato.
- ➔ In assenza di generatore, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 56. La durata del transitorio di abbassamento della tensione deve essere misurata dall'istante di chiusura a quello di riapertura dell'interruttore S_2. Le tolleranze tratteggiate in Figura 56 tengono conto degli scostamenti e ritardi nei tempi di chiusura e apertura del dispositivo e della pendenza di discesa e salita della tensione. Eventuali scostamenti rispetto al grafico riportato sotto vanno adeguatamente documentati e giustificati nel rapporto di prova.

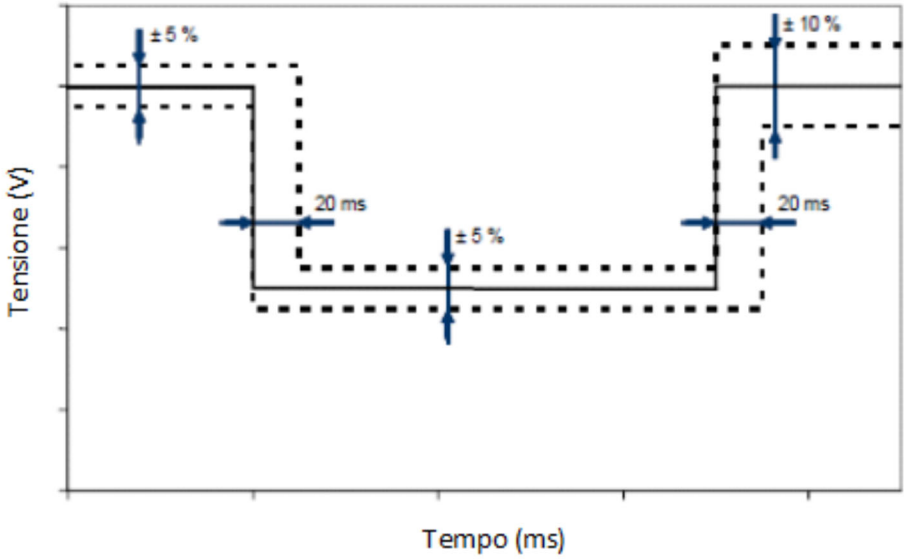


Figura 56 –Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (UVRT Test) (Fonte: Norma IEC 61400-21)

Sono ammessi circuiti di prova alternativi e in particolare i simulatori di rete (Figura 57).

Qualora si utilizzi un simulatore di rete, quest'ultimo deve:

1) garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni
2) essere fornito delle impedenze Z1, Z2 e Z3, ZN regolabili in modo da riprodurre i parametri tipici della rete.

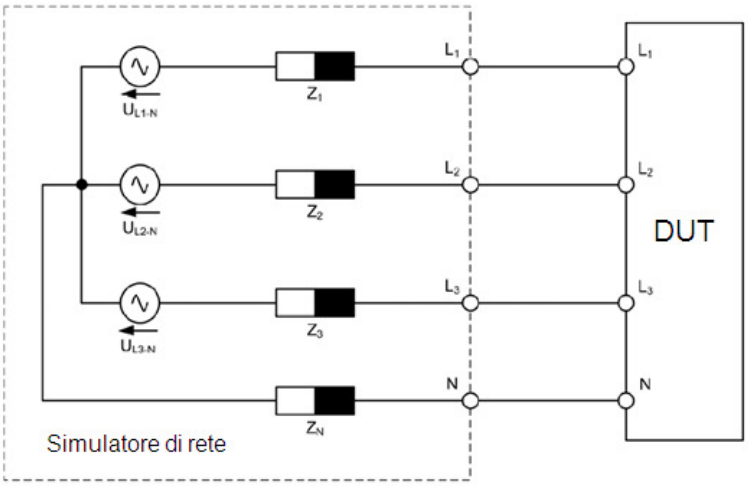
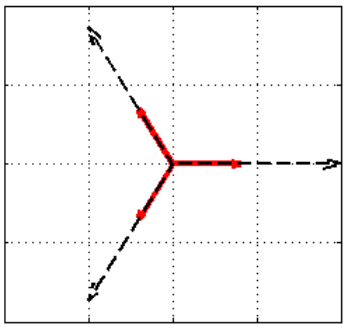


Figura 57 – Utilizzo di simulatore di rete

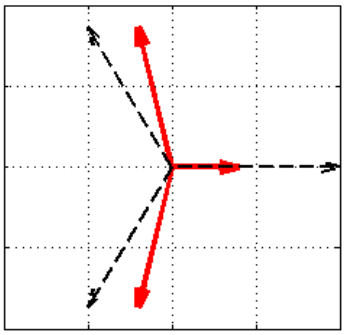
Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tabella 31, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in bassa, media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono tre:

1) guasto simmetrico trifase (Tabella 31, Prove N.1s, N.2s, N.3s e N4s)



2) guasto asimmetrico bifase (Tabella 31, Prove N.1a, N2a, N.3a e N.4a)

   Guasto in MT, che provoca in BT una variazione oltre che di ampiezza anche della relazione di fase delle tensioni (il caso considerato prevede la presenza di un trasformatore Dy in cabina secondaria).

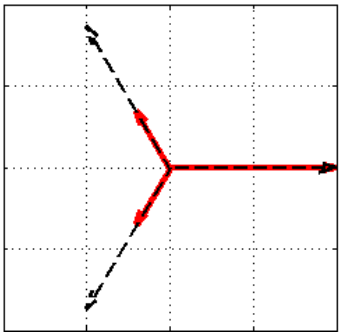


Durante il guasto asimmetrico bifase, l'ampiezza residua delle 3 tensioni e gli sfasamenti tra le fasi dovranno essere conformi ai valori riportati nella tabella seguente:

Tabella 32 – Guasto asimmetrico bifase – Tensioni residue e sfasamenti

Prova N.	V/V_{nom}	Tensioni fase-terra			Angoli di fase		
		$u_1/u_{1,nom}$	$u_2/u_{2,nom}$	$u_3/u_{3,nom}$	φ_{u1}	φ_{u2}	φ_{u3}
1a	0,10 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,10 ± 0,05	27°	-147°	120°
2a	0,25 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,25 ± 0,05	22°	-142°	120°
3a	0,50 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,50 ± 0,05	14°	-134°	120°
4a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	- 127°	120°
cond. norm.	1	1	1	1	0°	-120°	120°

3) guasto asimmetrico bifase in BT (Tabella 31, Prove N. 5 e N.6)



Queste alterazioni si propagano sulle linee di distribuzione in bassa tensione con valori di ampiezza delle singole tensioni ed angolo di fase che sono dipendenti dalle caratteristiche dei trasformatori presenti nella cabina di distribuzione, in particolare gruppo vettoriale ed impedenza.

Pertanto, al fine di simulare correttamente gli effetti prodotti dall'insorgenza dei guasti bifase sul lato bassa tensione della linea, occorre riprodurre tramite il simulatore le condizioni che si producono sulle linee BT quando il guasto viene indotto sulla tratta MT della linea di distribuzione, incluse le alterazioni della relazione di fase in presenza di guasti asimmetrici bifase.

B.1.6 Verifica della insensibilità alle richiusure automatiche in discordanza di fase

Questo tipo di test può essere eseguito secondo due modalità:

1) con l'inverter connesso ad una rete simulata (B.1.6.1)
2) con l'inverter connesso alla rete di distribuzione (B.1.6.2 e in alternativa B.1.6.3).

Il generatore non deve danneggiarsi a seguito delle prove. Sono ammessi lo spegnimento e lo scatto di eventuali protezioni.

B.1.6.1 Test su rete simulata:

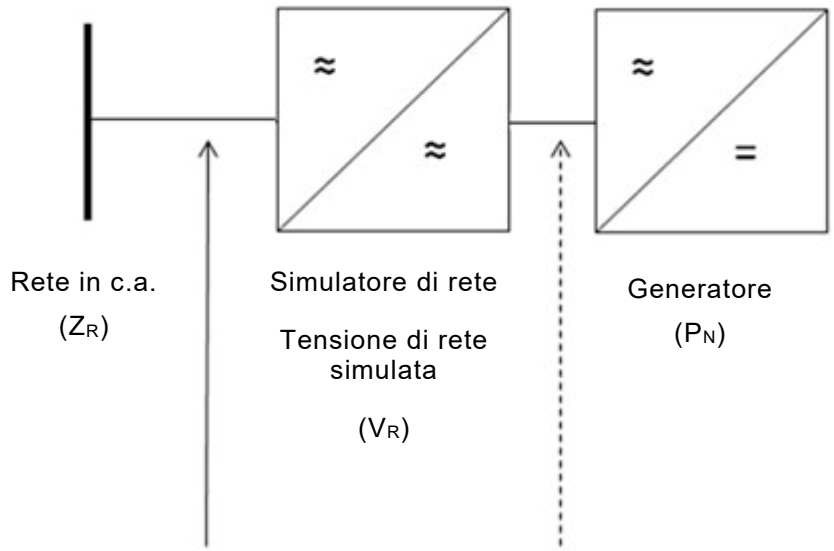


Figura 58 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite simulatore di rete

Con riferimento allo schema riportato in Figura 58 – utilizzo di rete simulata:

- Il simulatore di rete dovrà essere in grado di produrre salti di fase della tensione ai morsetti di uscita dell'inverter rispettivamente di 90° e di 180°.
- Generatore: inverter in funzionamento alla potenza nominale con fattore di potenza unitario (cos φ = 1)
- V_R: tensione di rete simulata

Il generatore va portato in funzionamento alla potenza nominale. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Al termine del periodo di stabilizzazione si dovranno effettuare in sequenza 2 prove, inducendo un transitorio che produca repentinamente un angolo di sfasamento sulla tensione di rete simulata V_R pari a 180 ° ed a 90°.

Nel test report vanno indicati per ciascuna delle due sequenze di test:

- l'angolo fra la tensione prima e dopo il salto di fase, con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente del generatore su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete simulata.

B.1.6.2 Test su rete di distribuzione tramite trasformatore di accoppiamento

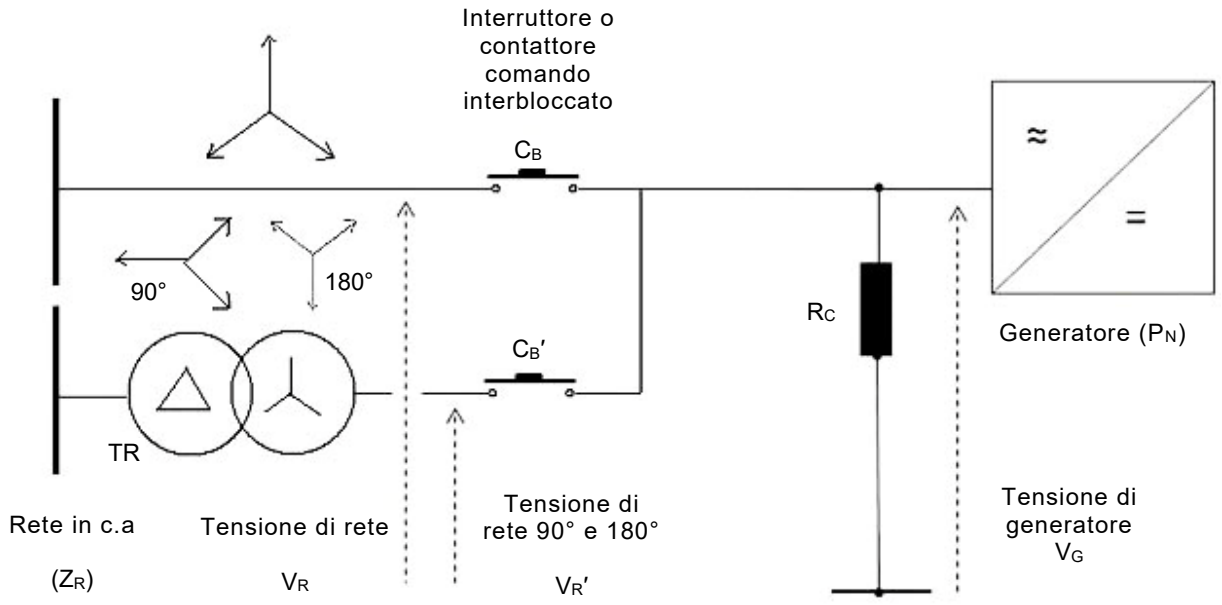


Figura 59 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento

Con riferimento allo schema riportato in Figura 59 si definiscono:

- TR: trasformatore con colonne aperte, da configurare YYn o DYn in funzione della prova da effettuare
- Generatore: inverter in funzionamento alla potenza nominale con fattore di potenza unitario (cos φ = 1)
- Rc: carico resistivo zavorra, di potenza pari alla potenza nominale dell'inverter
- V_R: tensione della rete di distribuzione
- V_R': tensione sfasata rispetto alla rete di distribuzione di 90° e 180° in funzione della prova da effettuare
- V_G: tensione applicata al generatore.

Il contattore C_B è chiuso, il contattore C_B' è aperto.

Il generatore va portato in funzionamento alla potenza nominale. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Si verifichi che, per almeno 1 min, la corrente attraverso l'interruttore C_B sia inferiore al 2 %. Il valore misurato va riportato nel test report.

Quindi aprire il contattore C_B e chiudere il contattore C_B', in modo coordinato e istantaneo (a meno della differenza sui tempi di apertura e chiusura). La resistenza di zavorra attenua i transitori elettrici sull'uscita dell'inverter ed impedisce che l'inverter si scolleghi dalla rete.

Lo spegnimento del generatore o l'intervento delle protezioni possono avvenire solo a valle della completa chiusura del contattore C_B'.

Vanno effettuate 2 prove, con angolo di sfasamento alla chiusura rispettivamente pari a 180° ed a 90°. A tal fine il gruppo vettoriale del trasformatore TR va riconfigurato in modo opportuno.

Nel test report vanno indicati:

- l'angolo fra le 2 tensioni misurate con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente del generatore a seguito della chiusura, rilevata su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete.

B.1.6.3 Test su rete di distribuzione, simulazione della deriva di frequenza

Con riferimento allo schema riportato in Figura 60:

- C_B: interruttore comandato o contattore. Il potere di chiusura, per entrambi, deve essere adeguato. Il tempo di chiusura deve essere noto e stabile
- Generatore: inverter in funzionamento alla potenza nominale con fattore di potenza unitario (cos φ = 1)
- R_c: carico resistivo zavorra, di potenza pari alla potenza nominale dell'inverter
- Z_c: carico reattivo di deriva. Z_c sarà dimensionato per assorbire una corrente reattiva di ordine pari all'1 % di quella nominale dell'inverter. Il valore effettivo, la natura capacitiva o induttiva sarà comunque concordato con il costruttore dell'inverter e riportato nel test report.
- V_R: tensione della rete di distribuzione
- V_G: tensione del generatore in isola sul carico zavorra.

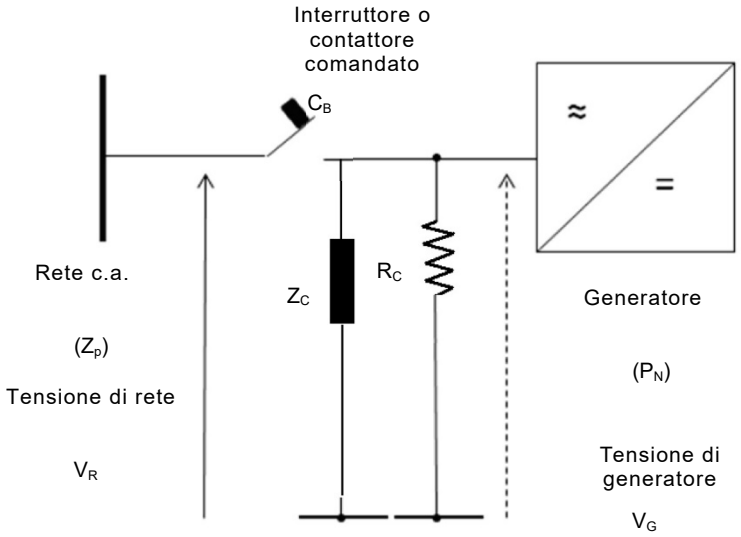


Figura 60 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase. Collegamento diretto alla rete di distribuzione e simulazione della deriva di frequenza

Il generatore va portato in funzionamento alla potenza nominale. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Poiché il funzionamento in isola degli inverter per connessione alla rete non è previsto, per l'esecuzione di questa prova potrebbe essere necessario alterare alcuni parametri di controllo e regolazione.

L'algoritmo MPPT va disabilitato.

Per i generatori statici, qualsiasi protezione interna contro la perdita di rete diversa da quelle descritte nella presente norma, per esempio basata sulla misura dell'impedenza, salto di fase, ecc., va esclusa, come pure le protezioni e i controlli in frequenza che possano distaccare il generatore.

Si verifichi che, per almeno 1 min, la corrente attraverso l'interruttore CB sia inferiore al 2 %. Il valore misurato va riportato nel test report.

A questo punto la frequenza dell'inverter deriva con dinamica dipendente dai parametri e dalla tecnologia dell'inverter sottoposto al test. Il carico Z_c contribuisce a rendere il sistema instabile e potrebbe risultare non indispensabile per l'esecuzione della prova.

Il setup deve garantire che la deriva di frequenza sia sufficientemente lenta da permettere l'osservazione della differenza di fase tra rete e uscita dell'inverter attraverso un oscilloscopio con misura a canali isolati.

Vanno effettuate 2 prove, con angolo di sfasamento alla chiusura rispettivamente pari a 180° ed a 90°.

Il generatore non deve danneggiarsi a seguito delle prove. Sono ammessi lo spegnimento e lo scatto di eventuali protezioni.

Nel test report vanno indicati:

- l'angolo fra le 2 tensioni misurate con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente del generatore a seguito della chiusura, rilevata su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete.

B.1.6.4 Estensione dei risultati

Alcune semplificazioni al processo di prova sono applicabili nel caso di convertitori statici delle seguenti tipologie:

- Caso A: generatori che condividono la stessa elettronica di controllo, con lo stesso firmware, con le stesse soluzioni costruttive inclusa anche la parte di potenza, con lo stesso numero di fasi, con l'elettronica di potenza, i filtri ed i trasduttori dimensionati su taglie diverse di tensione e/o corrente.
- Caso B: generatori modulari, costituiti da un elemento base che viene ripetuto N volte nelle taglie più grandi

In riferimento al caso A l'insieme di sistemi di generatori indicati può essere interamente caratterizzata sottoponendo ad una sessione di prove completa secondo l'Allegato B il generatore di potenza maggiore e quello di potenza minore. La dimostrazione di conformità dei due estremi dei sistemi considerati implica la conformità di ogni elemento dell'insieme. In alternativa i test possono essere eseguiti su di un generatore rappresentativo ed in questo caso gli esiti dei test saranno rappresentativi di generatori simili con potenza compresa fra $P_{gen}/\sqrt{10} < P_{gentestato} < P_{gen} * \sqrt{10}$. Il costruttore fornisce opportuna descrizione del perché i generatori possano essere considerati appartenenti allo stesso insieme.

A questo proposito l'identificazione dei componenti interni del generatore, rilevanti per le prescrizioni che sono oggetto della presente norma, dovrà essere riportata nel rapporto di prova di tipo emesso dal laboratorio.

In riferimento al caso B si prevede almeno una sessione di prove completa sul generatore di taglia minore e la conferma delle corrette regolazioni sugli altri modelli dell'insieme, effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza superiore (B.1.2.1, B.1.2.2, B.1.2.5, B.1.3.2). I requisiti relativi alla qualità della tensione (B.1 comma a), comma b) e comma c)) sono rispettati se il contributo complessivo del generatore (valutato come somma aritmetica dei singoli generatori di taglia inferiore) risulta entro i limiti previsti. In caso contrario, deve essere effettuata una prova secondo B.1 comma a), comma b) e comma c) sul generatore di taglia massima.

Allegato Bbis
(normativo)

Prove sui sistemi di accumulo

Bbis.1 Premessa

Il presente allegato contiene i protocolli di test direttamente applicabili ai sistemi di accumulo e le indicazioni per la esecuzione delle prove in laboratorio o, eventualmente, in campo. Le prescrizioni del presente allegato si applicano anche qualora i sistemi di accumulo condividano il convertitore di accoppiamento alla rete con un generatore statico (tipicamente FV) [(78)].

Le prove di verifica in campo non sono richieste per impianti di potenza inferiore a 800 W.

Bbis.2 Esecuzione delle prove

Bbis.2.1 Accreditamento

Le prove sui sistemi di accumulo sono tipicamente eseguite presso un laboratorio di parte terza accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025. Tale laboratorio deve possedere, nel proprio elenco prove accreditate, il riferimento alla presente norma.

In alternativa, le prove possono essere realizzate presso altre strutture non accreditate oppure presso i Costruttori, oppure direttamente in campo, purché:

- le attrezzature utilizzate rispettino i requisiti riportati nel presente allegato;
- nel caso di strutture non accreditate oppure Laboratori dei Costruttori le prove siano eseguite sottola sorveglianza di un ente di certificazione accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065.
- nel caso di prove in campo, le prove siano eseguite dal personale del laboratorio accreditato per le prove in campo (accreditamento in categoria III), secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, il quale è responsabile della verifica della correttezza delle procedure e della stesura del rapporto di prova.
- in particolare, gli strumenti e le attrezzature appartenenti alle strutture non accreditate, utilizzate ai fini della verifica di conformità alla presente norma, risultino nel periodo di validità della calibrazione. Le tarature riguardano tutti i parametri richiesti dalla presente Norma. Le copie dei rapporti di taratura della suddetta strumentazione e attrezzature, completi di tutti i dati rilevati, sono riportate nei rapporti di prova,

Le misure devono essere effettuate ai terminali in c.a. del sistema di accumulo (accumulatori elettrochimici + convertitore di accoppiamento alla rete).

Per tutti i tipi di sistemi di accumulo si precisa che le prove eseguite su un dato tipo di EESS sono ritenute valide in caso di varianti nella composizione dei componenti interni, se equivalenti ai fini del comportamento elettrico verso la rete, a fronte di un'adeguata documentazione tecnica a supporto.

Come varianti non devono essere intese diverse composizioni del sistema di conversione e di accumulo per le quali valgano le precisazioni del Paragrafo Bbis.2.2.

Bbis.2.2 Scalarità e modularità

Alcune semplificazioni al processo di prova sono applicabili nel caso di famiglie di generatori secondo la definizione 3.13.1.

(78) Le prescrizioni per i sistemi di accumulo che non rientrano nella definizione 3.76, ad esempio fuel cells, sono allo studio.

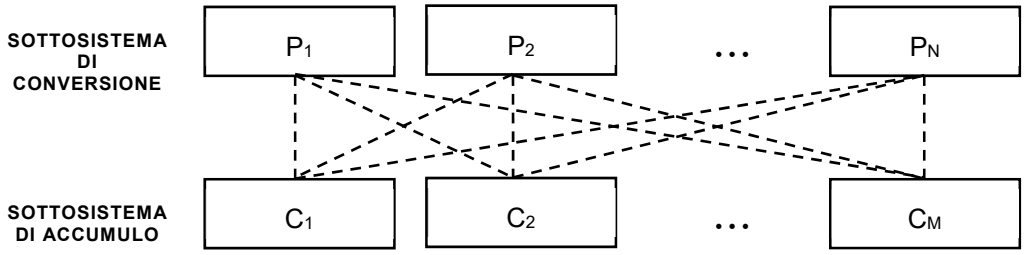
A tale scopo si evidenziano n. 4 possibili situazioni:

Caso A – Scalarità in taglie di potenza e di capacità di energia(79)

I componenti di tale famiglia "scalare" sono dimensionati secondo taglie di potenza del sottosistema di conversione differenti tra loro e prevedono diverse taglie di capacità del sottosistema di accumulo.

Oltre a rispettare i requisiti indicati in 3.23, una famiglia è tale se e solo se è possibile combinare ogni taglia di potenza con ogni taglia di capacità.

Una schematizzazione è riportata nella figura seguente (N e M possono eventualmente essere uguale a 1 per scalarità in sola potenza o capacità).

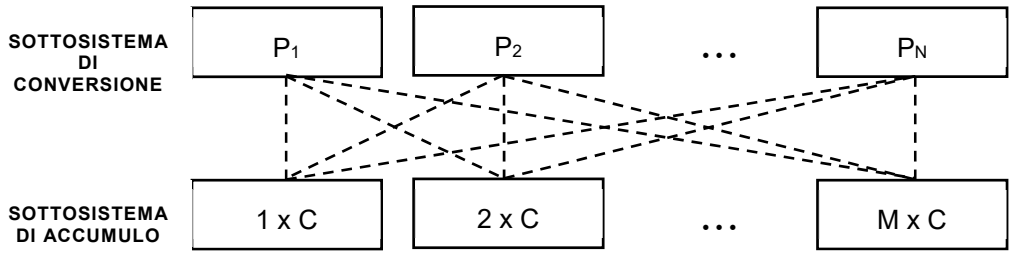


Caso B – Scalarità in taglie di potenza e modularità in capacità di energia

I componenti di tale famiglia sono dimensionati secondo taglie di potenza del sottosistema di conversione differenti tra loro che prevedono la possibilità di essere collegati a uno o più moduli del sottosistema di accumulo (vedi 3.51).

Oltre a rispettare i requisiti indicati in 3.23, una famiglia è tale se e solo se è possibile combinare ogni taglia di potenza con ogni numero di moduli di capacità previsti.

Una schematizzazione è riportata nella figura seguente (per N=1 si ha una famiglia con sola modularità in capacità mentre per M=1 si ha una famiglia scalare in sola potenza).



Caso C – Modularità in taglie di potenza e scalarità in capacità di energia

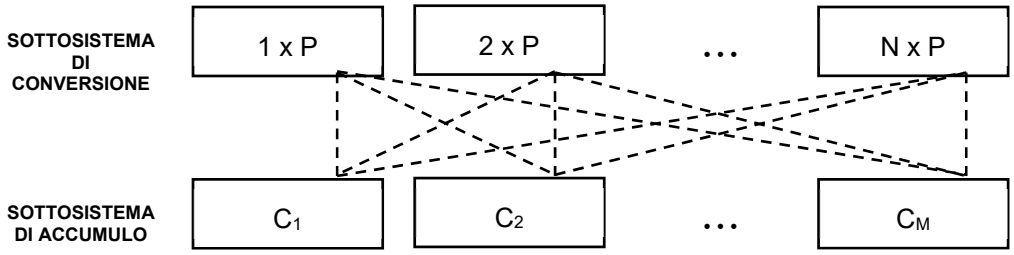
I componenti di tale famiglia prevedono uno o più moduli (vedi 3.51) di sottosistema di conversione in parallelo, che prevedono la possibilità di essere collegati ad una serie di sottosistemi di accumulo dimensionati secondo diverse taglie di capacità di energia.

Oltre a rispettare i requisiti indicati in 3.23, una famiglia è tale se e solo se è possibile utilizzare ogni numero di moduli di conversione previsto con ognuna delle taglie di capacità di energia.

(79) Si precisa che per "capacità di energia" del sottosistema di accumulo si deve sempre intendere la CUS come definita in 8.5.3.4.

Una schematizzazione è riportata nella figura seguente (per N=1 si ha una famiglia scalare nella sola capacità mentre per M=1 si ha una famiglia con modularità in potenza).

Nel caso in cui la potenza massima raggiunta con la modularità superi il valore di 11,08 kW, deve essere prevista una sessione di prove complete alla suddetta potenza massima.



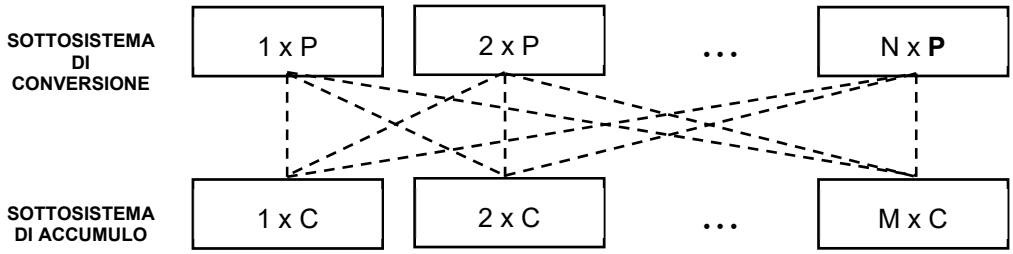
Caso D – Modularità

I componenti di tale famiglia prevedono un modulo di sistema di accumulo (vedi 3.51) che può essere utilizzato singolarmente o in configurazione multipla per ottenere generatori di taglie di potenza e capacità superiori.

Oltre a rispettare i requisiti indicati in 3.1, una famiglia è tale se e solo se è possibile combinare ogni numero di moduli di conversione previsto con ogni numero di moduli di capacità previsti.

La modularità può essere prevista sia per il sottosistema di conversione (da 1 a N) che per il sottosistema di accumulo (da 1 a M). Una schematizzazione è riportata nella figura seguente.

Nel caso in cui la potenza massima raggiunta con la modularità superi il valore di 11,08 kW, deve essere prevista una sessione di prove complete alla suddetta potenza massima.



In ciascuno dei quattro casi descritti, una famiglia di sistemi di accumulo può essere interamente caratterizzata sottoponendo a prove un sottoinsieme di elementi della famiglia stessa. La conseguente dimostrazione di conformità di tale sottoinsieme implica la conformità di ogni elemento della famiglia.

Il sottoinsieme di elementi che devono essere provati è indicato, per ciascuno dei quattro casi, nelle seguenti tabelle dove:

- in giallo sono evidenziate le configurazioni di sistema che devono essere sottoposte ad una sessione di prove completa secondo l'Allegato Bbis
- in verde sono indicate le configurazioni per le quali è richiesta una ripetizione parziale delle prove e precisamente quelle secondo Bbis.3 commi a, b, c, h (alla sola temperatura che, nella sessione completa di prove, ha evidenziato il risultato più critico), Bbis.5 (e sotto Paragrafo Bbis.6.1 e Bbis.6.2, Bbis.6.6 e Bbis.6.7, Bbis.7 (e sotto paragrafi), Bbis.9 (e sotto paragrafi).

Caso A		Potenza sottosistema di conversione (W)		
		P_1 (P_{MIN})	...	P_N (P_{MAX})
Capacità sottosistema di accumulo (Wh)	C_1 (E_{MIN})	**Prove parziali Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove	**Prove parziali Allegato Bbis**
	...	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove
	C_M (E_{MAX})	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove	**Prove complete Allegato Bbis**

Caso C		Potenza sottosistema di conversione (W)			
		modulo base P (P_{MIN})	2 moduli	≥ 3 moduli	N moduli (P_{MAX})
Capacità sottosistema di accumulo (Wh)	C_1 (E_{MIN})	**Prove parziali Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove	**Prove parziali Allegato Bbis in una qualunque delle configurazioni con (almeno) 3 moduli del sottosistema di conversione**	non sono richieste ulteriori prove
	...	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove		non sono richieste ulteriori prove
	C_M (E_{MAX})	**Prove complete Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove		non sono richieste ulteriori prove

Caso B		Potenza sottosistema di conversione (W)		
		P_1 (P_{MIN})	...	P_N (P_{MAX})
Capacità sottosistema di accumulo (Wh)	modulo base C (E_{MIN})	**Prove parziali Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove	**Prove parziali Allegato Bbis**
	...	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove
	M moduli (E_{MAX})	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove	**Prove complete Allegato Bbis**

Caso D		Potenza sottosistema di conversione (W)			
		modulo base P (P_{MIN})	2 moduli	≥ 3 moduli	N moduli (P_{MAX})
Capacità sottosistema di accumulo (Wh)	modulo base C (E_{MIN})	**Prove parziali Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove	**Prove parziali Allegato Bbis in una qualunque delle configurazioni con 3 moduli del sottosistema di conversione**	non sono richieste ulteriori prove
	...	non sono richieste ulteriori prove	non sono richieste ulteriori prove		non sono richieste ulteriori prove
	M moduli (E_{MAX})	**Prove complete Allegato Bbis**	non sono richieste ulteriori prove		non sono richieste ulteriori prove

N rappresenta il numero massimo di moduli del sottosistema di conversione previsti nella famiglia con convertitori modulari mentre M rappresenta il numero massimo di moduli di accumulo previsto nella famiglia con capacità di energia modulare.

In ognuno dei quattro casi, con riferimento alle prove complete da effettuarsi nelle condizioni di E_{MAX} (taglia di capacità massima o numero massimo di moduli di capacità), se E_{MAX} corrisponde ad una potenza disponibile teorica al convertitore superiore alla potenza nominale dello stesso, allora le prove possono essere fatte in una condizione di capacità di energia inferiore (taglia di capacità minore di C_M o numero di moduli minore di M) ma tale comunque da assicurare il funzionamento del sistema in prova fino alla potenza nominale del sottosistema di conversione.

Nel caso N=1 (un solo convertitore) va effettuata una sessione di prove completa con C_M (o M moduli) e una ripetizione parziale con C_1 (o con il modulo di accumulo base).

Nel caso M=1 (un solo accumulatore) va effettuata una sessione di prove completa con P_N (o con il modulo convertitore base) e una ripetizione parziale con P_1 (o con almeno 3 moduli convertitori).

Con riferimento ai casi C e D, in cui è presente una modularità in potenza del sottosistema di conversione, è prevista la prova su una configurazione di almeno tre moduli. Nel caso in cui la modularità massima preveda solo il parallelo di due moduli, la prova andrà fatta in tale configurazione ma non sarà successivamente estendibile al caso di tre o più moduli, se non a fronte di ulteriori prove integrative in accordo alle relative tabelle.

Con riferimento ai casi C e D (famiglie con modularità in potenza del sottosistema di conversione) si conviene che i requisiti relativi alla qualità della tensione e alla verifica della componente c.c. della corrente di uscita (Bbis.3 commi a, b, c, h) siano rispettati se il contributo complessivo del generatore di modularità massima (calcolato come somma aritmetica degli N contributi del modulo base, valutato durante il set di prove complete) risulta entro i limiti previsti. In caso contrario, deve essere effettuata una prova addizionale sul generatore di modularità massima, limitatamente alle prove Bbis.3 commi a, b, c, h.

L'identificazione dei vari elementi della famiglia e dei componenti interni del generatore, rilevanti per le prescrizioni che sono oggetto della presente norma, viene riportata nel rapporto di prova di tipo emesso dal laboratorio.

Bbis.3 Elenco delle prove e condizioni di riferimento

Il dispositivo dovrà essere dotato di marcatura CE. In particolare, dovranno essere prodotti i fascicoli tecnici richiesti per valutare la conformità agli aspetti di Compatibilità Elettromagnetica e di Sicurezza Elettrica. Inoltre, lo stesso dovrà aver superato con esito positivo le seguenti prove (tra parentesi è indicata la norma CEI di riferimento per le prove):

a) limiti di emissione armonica, per la classe A (CEI EN 61000-3-2 o CEI EN 61000-3-12); esse dovranno essere ripetute, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, in 6 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della P_{SMAX}, o PNINV per EESS integrati, e al 33 %, 66 % e 100 % della P_{CMAX}), e per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della massima potenza disponibile in scarica);

b) per dispositivi con correnti di fase superiori a 75 A, è possibile effettuare le prove di emissione armonica con gli stessi criteri previsti dalla CEI EN 61000-3-12; esse dovranno essere ripetute, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, in 6 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della P_{SMAX}, o P_{NINV} per EESS integrati, e al 33 %, 66 % e 100 % della P_{CMAX}), e per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della massima potenza disponibile in scarica);

c) limiti delle fluttuazioni di tensione e flicker (CEI EN 61000-3-3 o CEI EN 61000-3-11); esse dovranno essere ripetute in 6 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della P_{SMAX}, o P_{NINV} per EESS integrati, e al 33 %, 66 % e 100 % della PC_{MAX}), e per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100% della massima potenza disponibile in scarica);

d) verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza (vedi 8.4.4), come di seguito descritto in Bbis.4;

e) condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza (vedi 8.4.1.3, come di seguito descritto in Bbis.5;

f) erogazione della potenza reattiva (vedi 8.4.4.2 e 8.5.2), come descritto in Bbis.6;

g) limitazione della potenza attiva (vedi 8.5.3), come descritto in Bbis.7;

h) verifica della componente c.c. della corrente di uscita (vedi 8.4.4.2), come descritto in Bbis.8;

i) verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione di cui in 8.5.1 (UVRT), come descritto in Bbis.9;

j) verifica dell'assenza di danneggiamenti in caso di richiusura automatica da parte del DSO (vedi 8.4.4.3 e 8.6.2.1), come di seguito descritto in Bbis.10.

Le prove di cui ai punti a), b), c), h) dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tabella 33 e Tabella 34. Le restanti prove potranno essere eseguite solo nelle condizioni di cui alla Tabella 33.

Gli inverter devono essere conformi alla Norma CEI EN 61000-6-3 (ambiente residenziale) in quanto direttamente connessi alla rete di bassa tensione del DSO.

Qualora i requisiti di cui ai punti a), b), c), h) precedenti siano rispettati in un campo di temperatura dichiarato dal Costruttore diverso da quello indicato in Tabella 33, il Costruttore deve impedire il funzionamento del dispositivo al di fuori del campo di funzionamento dichiarato. Questa funzionalità deve essere verificata mediante apposita prova.

Tabella 33 – Condizioni di riferimento normali

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25 °C ± 5 °C
Pressione atmosferica	96 ± 10 kPa
Umidità relative	65% RH ± 10% RH
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato del Costruttore
Frequenza	50 Hz (nel campo 47,5 Hz – 51,5 Hz, ove applicabile)
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

Tabella 34 – Condizioni di riferimento estreme

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	-10 °C e +55 °C con ± 2 °C
Pressione atmosferica	96 kPa ± 10 kPa
Umidità relative	65% RH ± 5% RH (per temperature maggiori di 0°C)
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato dal Costruttore
Frequenza	50 Hz
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

Per i sistemi costituiti da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter, le prove possono essere effettuate utilizzando, al posto del campo FV, una sorgente simulata in c.c.

La regolazione del livello di potenza attiva/reattiva durante le prove viene eseguita agendo su un opportuno parametro di taratura del sistema di controllo, dedicato alla regolazione del setpoint di lavoro, modificabile da utente.

Nel seguito del presente allegato, per l'esecuzione delle prove, si prenderanno a riferimento la potenza di scarica o carica massima del sistema di accumulo, pari a, rispettivamente, P_{SMAX} (o P_{NINV}, nel caso di sistemi di accumulo integrati) e P_{CMAX}.

Per i sistemi di accumulo collegati sul bus DC di un inverter FV, le prove devono essere effettuate con il generatore fotovoltaico (sorgente simulata in c.c.) in funzione alle seguenti potenze:

- 80 % della potenza attiva nominale dell'inverter;
- 0 % della potenza del generatore FV.

Bbis.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

La prova deve prevedere la verifica del funzionamento stabile del sistema di accumulo ai limiti estremi di tensione e frequenza (85 % * V_n ≤ V ≤ 110 % * V_n; 47,5 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz) per un tempo minimo di 5 min, compatibilmente con la capacità di energia dell'EESS, per ciascun punto di lavoro.

Nel caso di sistemi di accumulo integrati, le prove devono essere effettuate con il campo fotovoltaico che eroga una potenza tale da ottenere, unitamente alla potenza nominale dell'accumulo, la potenza nominale dell'inverter.

Si prevedano almeno 4 prove in immissione e, per EESS connessi a convertitori bidirezionali, in prelievo, nelle seguenti condizioni:

Prova 1[80]: $V = 85\ \% * V_n$; $f = 47{,}5$ Hz; $P = 100\ \% * P_{SMAX}$ (P_{NINV} per EESS integrati); $\cos\varphi = 1$

Prova 2[80]: $V = 110\ \% * V_n$; $f = 51{,}5$ Hz; $P = 100\ \% * P_{SMAX}$ (P_{NINV} per EESS integrati); $\cos\varphi = 1$

Prova 3[80]: $V = 85\ \% * V_n$; $f = 47{,}5$ Hz; $P = 100\ \% * P_{CMAX}$; $\cos\varphi = 1$

Prova 4[80]: $V = 110\ \% * V_n$; $f = 51{,}5$ Hz; $P = 100\ \% * P_{CMAX}$; $\cos\varphi = 1$

Ai sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali si applicano solo la Prova 1 e la Prova 2.

Durante le prove occorre disabilitare la regolazione automatica in riduzione/aumento della potenza in caso di sovra/sottofrequenza.

Durante la prova si dovranno registrare la frequenza, la tensione e la potenza attiva rilevate ai morsetti di uscita del sistema di accumulo con una cadenza di almeno 1 campione al secondo. La potenza erogata/assorbita dovrà mantenersi stabile entro un limite di $\pm 5\ \% * S_n$, intendendo per S_n la potenza nominale dell'inverter.

Bbis.5 Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza

Bbis.5.1 Verifica delle condizioni di connessione e riconnessione

Al fine di prevenire perturbazioni alla rete, il parallelo dei sistemi di accumulo deve avvenire solo quando frequenza e tensione rilevate ai morsetti di uscita[81] permangono all'interno dei seguenti limiti per un tempo di 300 s (oppure non inferiore a 30 s, secondo quanto stabilito in 8.4.1.3, lettera a)):

– tensione compresa tra l'85 % ed il 110 % di Un; frequenza compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz (regolazione di default, campo di regolazione compreso tra 49 Hz e 51 Hz).

Inoltre, l'erogazione/assorbimento di potenza per sistemi di accumulo deve essere graduale, con un transitorio dalle condizioni iniziali di "vuoto" in corrispondenza dell'istante di parallelo, al valore di potenza richiesta con un gradiente positivo massimo in erogazione o assorbimento non superiore al 20 % al minuto della potenza massima (pari, in scarica, a P_{SMAX}, o a P_{NINV} nel caso di sistemi di accumulo integrati, e, in carica, a P_{CMAX}).

Nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W il gradiente positivo della potenza deve essere garantito a partire da una potenza erogata non superiore a 50 W, si adotta un intervallo fisso (non regolabile) di frequenza in fase di Avviamento, Riconnessione e Rientro da transitorio di sovrafrequenza compreso tra 49,90 Hz e 50,10 Hz e un tempo di permanenza in tale intervallo pari a 300 s.

(80) La Prova 1 e la Prova 3 hanno una durata di almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità di energia dell'accumulo. È consentito il funzionamento a potenza ridotta, pari a quella massima erogabile per raggiunto limite di massima corrente di uscita (rispettivamente, $P \geq 85\ \% * P_{SMAX}$ o $P \geq 85\ \% * P_{NINV}$, e $P \geq 85\ \% * P_{CMAX}$). La Prova 2 e la Prova 4 hanno una durata di almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità di energia dell'accumulo.

(81) Ovvero al punto di connessione dell'impianto per i sistemi dotati di SPI esterno.

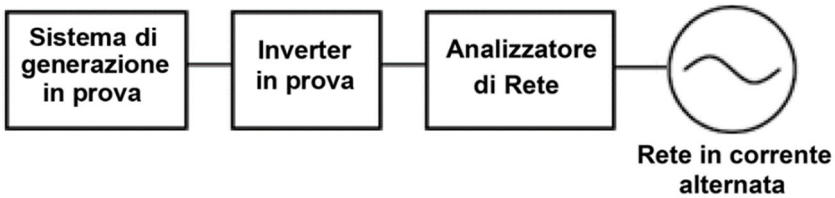


Figura 61 – Circuito di prova delle condizioni di connessione

La procedura prevede i seguenti passi.

a) Si effettui l'accensione del sistema di accumulo rispettivamente con tensione c.a. inferiore all'85 % e superiore al 110 % del valore nominale V_n (mentre la frequenza deve essere compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz), verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione/assorbimento della potenza letta dall'analizzatore di rete.

b) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto a), si verifich il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di assorbimento/erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la tensione V all'interno dei limiti – 85 % * V_n < V < 110 % * V_n - e al contempo disabilitare il sistema di accumulo. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'assorbimento/erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del sistema di accumulo.

c) A questo punto è necessario simulare con il sistema di accumulo in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima tensione, al fine di verificare che, una volta riportata la tensione nei limiti 85 % * V_n < V < 110 % * V_n, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300 s.

d) Si ripeta la prova di cui in a) con tensione V – 85 % * V_n < V < 110 % * V_n - e frequenza rispettivamente inferiore a 49,90 Hz e superiore a 50,10 Hz, verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di assorbimento/erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.

e) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto d), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di assorbimento/erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la frequenza f all'interno dei limiti - 49,90 Hz < f < 50,10 Hz - e al contempo disabilitare il sistema di accumulo. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'assorbimento/erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del sistema di accumulo.

f) Come per il punto c), è necessario simulare con il sistema di accumulo in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima frequenza, al fine di verificare che, una volta riportata la stessa nei limiti 49,90 Hz < f < 50,10 Hz, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300 s.

La prova può essere effettuata alternativamente con un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza e tensione disponibili ai morsetti di uscita dell'inverter, oppure direttamente sulla rete elettrica. In questo caso per effettuare le prove è consentito regolare i parametri di frequenza e tensione che controllano le condizioni di parallelo in modo che siano al di fuori dei valori attuali della frequenza e tensione di rete. Per verificare il tempo minimo di ritardo alla connessione (avviamento) o riconnessione dopo intervento delle protezioni, si riporteranno poi durante la prova i valori rispettivamente dei limiti di V ammessa e di f a quelli di default (85 % * V_n < V < 110 % * V_n; 49,90 Hz < f < 50,10 Hz).

Bbis.5.2 Verifica della erogazione/assorbimento graduale della potenza attiva

La verifica della erogazione/assorbimento graduale con rampa di salita da “vuoto” alla massima potenza disponibile in carica e scarica del sistema di accumulo in almeno 300 s si effettua registrando durante le sequenze di test b), c), e) ed f) con l’analizzatore di rete i parametri di uscita all’inverter con una cadenza di un campione pari al valore medio ogni 200 ms (5 campioni/s). I campioni registrati a partire dall’istante in cui l’inverter supera un livello di erogazione di potenza pari al 5 % * P_{SMAX} (5 % * P_{NINV} per EESS integrati), riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite P < 0,333 % * P_{SMAX}/s (o P < 0,333 % * P_{NINV}/s), con uno scarto positivo massimo di +2,5 % * S_n (dove per S_n si intende la massima potenza durante la prova). In prelievo, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, i campioni registrati a partire dall’istante in cui il sistema di accumulo supera un livello di potenza in assorbimento pari a 5 % * P_{CMAX}, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite P < 0,333 % * P_{CMAX}/s, con uno scarto negativo massimo di -2,5 % * S_n (dove per S_n si intende la massima potenza durante la prova).

Bbis.6 Scambio della potenza reattiva

Bbis.6.1 Verifica dei requisiti costruttivi: capability della potenza reattiva

Come stabilito in 8.4.4.2, i sistemi di accumulo utilizzati in impianti predisposti per applicazioni in regime di funzionamento continuativo in parallelo alla rete del DSO, devono poter funzionare con fattore di potenza diverso da 1. Lo scambio di potenza reattiva con la rete può avvenire su richiesta del DSO nei seguenti casi:

- qualora ci siano esigenze di gestione della rete, in particolare al fine di contribuire alla limitazione della tensione ai morsetti di uscita o sulla linea BT su cui sono eventualmente collegate anche altri EESS e/o sorgenti di GD;
- con lo scopo di fornire un servizio di rete; requisito applicabile solo per impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW ed alle condizioni che saranno oggetto di regolamentazione da parte dell’ARERA.

Le prove di cui al presente paragrafo hanno lo scopo di verificare la “capability” della potenza reattiva dei sistemi di accumulo al variare della potenza attiva, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti in 8.4.4.2, almeno pari a:

a) per tutti i sistemi di accumulo in impianti di potenza complessiva fino a 11,08 kW un fattore di potenza istantaneo compreso tra cosφ = 0,90 in assorbimento di reattivo (comportamento induttivo) e cosφ = 0,90 in erogazione di reattivo (comportamento capacitivo), secondo la curva di capability “triangolare” riportata nell’esempio di Figura 62 (valido per un sistema di accumulo con inverter bidirezionale). In tal caso lo scambio di reattivo è finalizzato alla limitazione della sovratensione o sottotensione di rete causata dalla propria immissione/prelievo di potenza attiva,
b) per tutti i sistemi di accumulo in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW un fattore di potenza istantaneo compreso tra cosφ = 0,90 in assorbimento di reattivo (comportamento induttivo) e cosφ = 0,90 in erogazione di reattivo (comportamento capacitivo), secondo la curva di capability “rettangolare” riportata nell’esempio di Figura 62 finalizzata alla fornitura di un servizio di rete richiesto dal DSO, alle condizioni oggetto di regolamentazione da parte dell’ARERA.

Ai fini della presente prova (requisiti minimi), il costruttore dovrà indicare ed impostare la regolazione di potenza reattiva massima disponibile al variare della potenza attiva erogata, con il fine di rendere possibile una caratterizzazione delle massime capability del sistema di accumulo (potendo macchine di taglia inferiore essere utilizzate anche su impianti con potenza complessiva superiore a 11,08 kW).

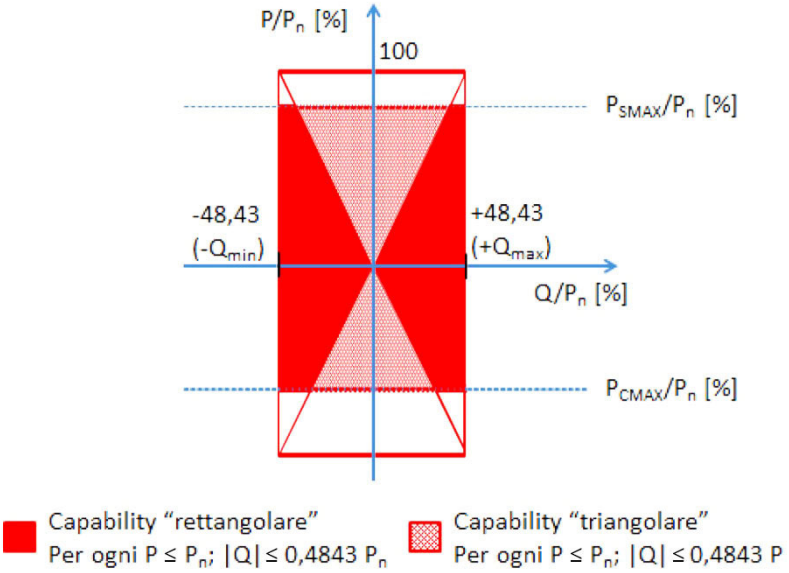


Figura 62 – Capability per un sistema di accumulo con inverter bidirezionale

Il presente paragrafo ed i relativi sotto paragrafi non si applicano ai convertitori statici per impianti di potenza inferiore a 800 W.

Bbis.6.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova

Per la esecuzione della prova vengono date le seguenti prescrizioni.

- Il sistema di accumulo deve essere impostato affinché possa rispettivamente assorbire (comportamento induttivo) ed erogare (comportamento capacitivo) la massima potenza reattiva disponibile a ciascun livello della potenza attiva erogata/assorbita in base alla propria capability.
- Si regoli a questo punto l'EESS (e l'eventuale sorgente c.c.) in modo da rendere disponibile l'intera potenza in immissione/prelievo a disposizione: P_{SMAX} (per sistemi di accumulo integrati, P_{NINV}) o, nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, P_{CMAX}.
- Si regoli (tramite la logica di controllo dell'EESS e/o tramite la regolazione della sorgente), la potenza attiva per i valori compresi nei 5 intervalli [10-20] %; [30-40] %; ...; [90-100] % della P_{SMAX} (per sistemi di accumulo integrati, P_{NINV}) e, se il sistema è connesso a un convertitore bidirezionale, nei 5 intervalli in prelievo di potenza [10-20] %; ...; [90-100] % della P_{CMAX}. Si effettui la misura della potenza attiva in condizioni stazionarie, dopo 1 min. circa dall'effettuazione della regolazione (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms).
- Per ognuno dei livelli di potenza attiva (pari a 10 livelli, nel caso dell'esecuzione di prove a piena potenza con sistemi di accumulo bidirezionali) si dovranno registrare un valore della potenza reattiva induttiva e uno per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms. Anche il fattore di potenza dovrà essere rilevato e riportato come media ad 1 min.
- In aggiunta alle misure ai valori limite di impostazione della potenza reattiva, si dovranno registrare i valori misurati impostando la potenza reattiva erogata a 0 ($\cos\varphi = 1$).

La capability massima in assorbimento (Q_{min}) ed erogazione (Q_{max}) di potenza reattiva risultante dalla sequenza di misure di cui sopra e quella per Q = 0 deve essere documentata in forma tabulare riportando, per ogni livello di potenza attiva erogata compreso tra lo 0% e la potenza di scarica massima disponibile e, se previsto, tra lo 0 % e la potenza di carica massima disponibile, il corrispondente livello della potenza reattiva assorbita (e erogata), espresso sia in valore assoluto che in p.u. della potenza nominale del convertitore e in termini di cosφ. La prova si intende superata con esito positivo secondo le condizioni espresse di seguito.

- Sistemi di accumulo in impianti di potenza complessiva fino a 11,08 kW: il valore del fattore di potenza istantaneo risultante in ciascuno dei 5 (o 10) punti di misura è pari o inferiore a 0,90 sia in modalità di assorbimento (comportamento induttivo) che di erogazione (comportamento capacitivo) della potenza reattiva.
- Sistemi di accumulo in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW: il valore della potenza reattiva assorbita (comportamento induttivo) ed erogata (comportamento capacitivo) risultante in ciascuno dei 5 (o 10) punti di misura è almeno pari in valore assoluto al 48,43 % della potenza attiva nominale del convertitore.

Il valore della potenza reattiva massima assorbita (comportamento induttivo) ed erogata (comportamento capacitivo) risultante in ciascuno dei punti di misura dovrà essere riportato in una tabella simile alla Tabella 35 seguente, che si riferisce, per esempio, al caso di prova a piena potenza su un sistema di accumulo non integrato. Si dovranno quindi generare 3 tabelle, per i casi di massima potenza reattiva induttiva, massima capacitiva ed il comportamento con set-point Q = 0. Per ciascun punto misurato è ammesso uno scostamento massimo della potenza reattiva $\Delta Q \leq \pm 5\ \% * S_n$.

Tabella 35 – Registrazione della capability massima P-Q per un sistema di accumulo non integrato connesso ad un convertitore bidirezionale (3 tabelle, $Qmax|_{ind}$; $Qmax|_{cap}$; Q = 0) p.u. = per unit della potenza apparente nominale S_n del convertitore

Power-Bin	Potenza attiva [W]	Potenza reattiva [var]	Fattore di potenza (cosφ)	Potenza DC [W]
[90-100] % * P_{CMAX}				
[70-80] % * P_{CMAX}				
[50-60] % * P_{CMAX}				
[30-40] % * P_{CMAX}				
[10-20] % * P_{CMAX}				
[10-20] % * P_{SMAX}				
[30-40] % * P_{SMAX}				
[50-60] % * P_{SMAX}				
[70-80] % * P_{SMAX}				
[90-100] % * P_{SMAX}				
(*) Verificare che il requisito minimo di cosφ sia sostenuto stabilmente ad equilibrio termico raggiunto.				

Il Test Report dovrà riportare i risultati delle misure della potenza reattiva massima assorbita ($Qmax|_{ind}$) ed erogata ($Qmax|_{cap}$) dal sistema di accumulo anche in forma di grafico P(Q) in funzione della potenza attiva scambiata con la rete, il tutto espresso per unità della potenza apparente nominale S_n del convertitore. Si veda l'esempio di Figura 63 e Figura 64.

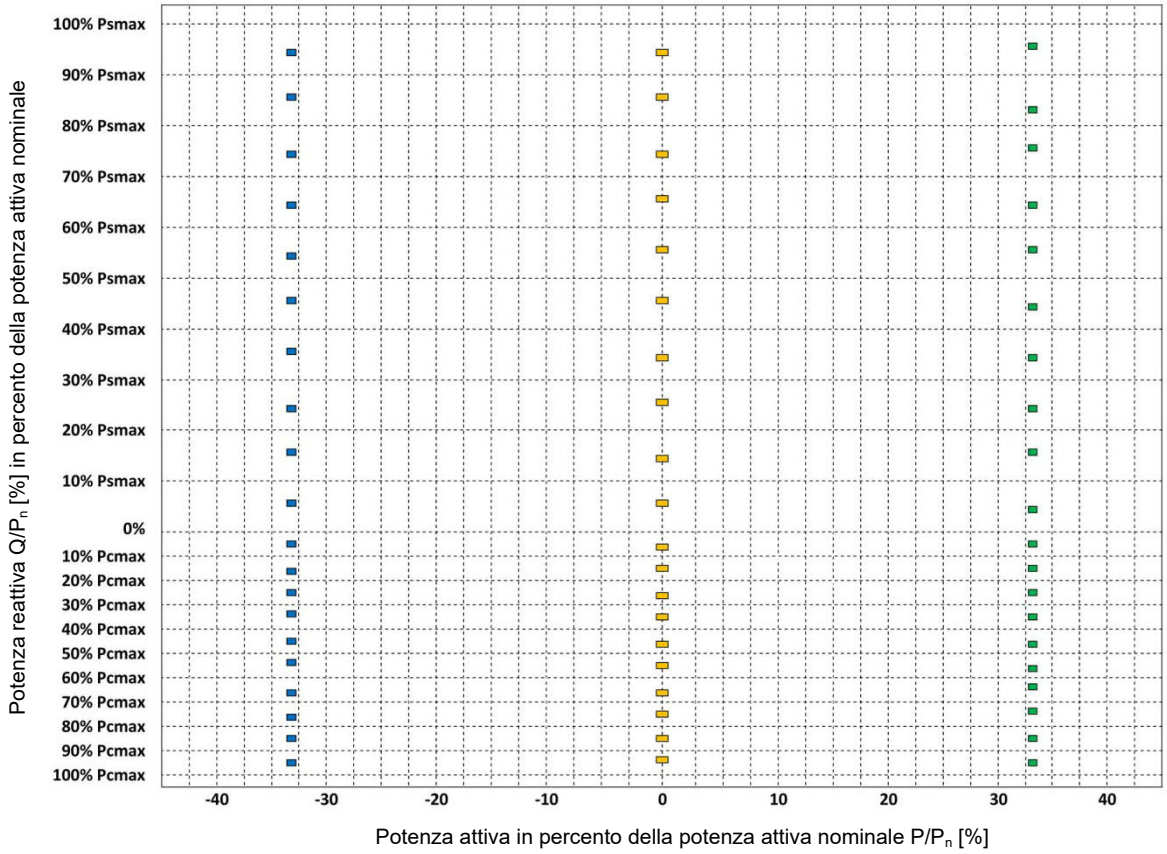


Figura 63 – Esempio di Grafico P(Q). Massima potenza reattiva induttiva e capacitiva erogata in funzione della potenza attiva (qui è rappresentato il caso di un sistema di accumulo di potenza fino a 11,08 kW, che deve poter erogare con un cosφ = 0,95, ovvero Q_{min}/P_n = 0,3286)

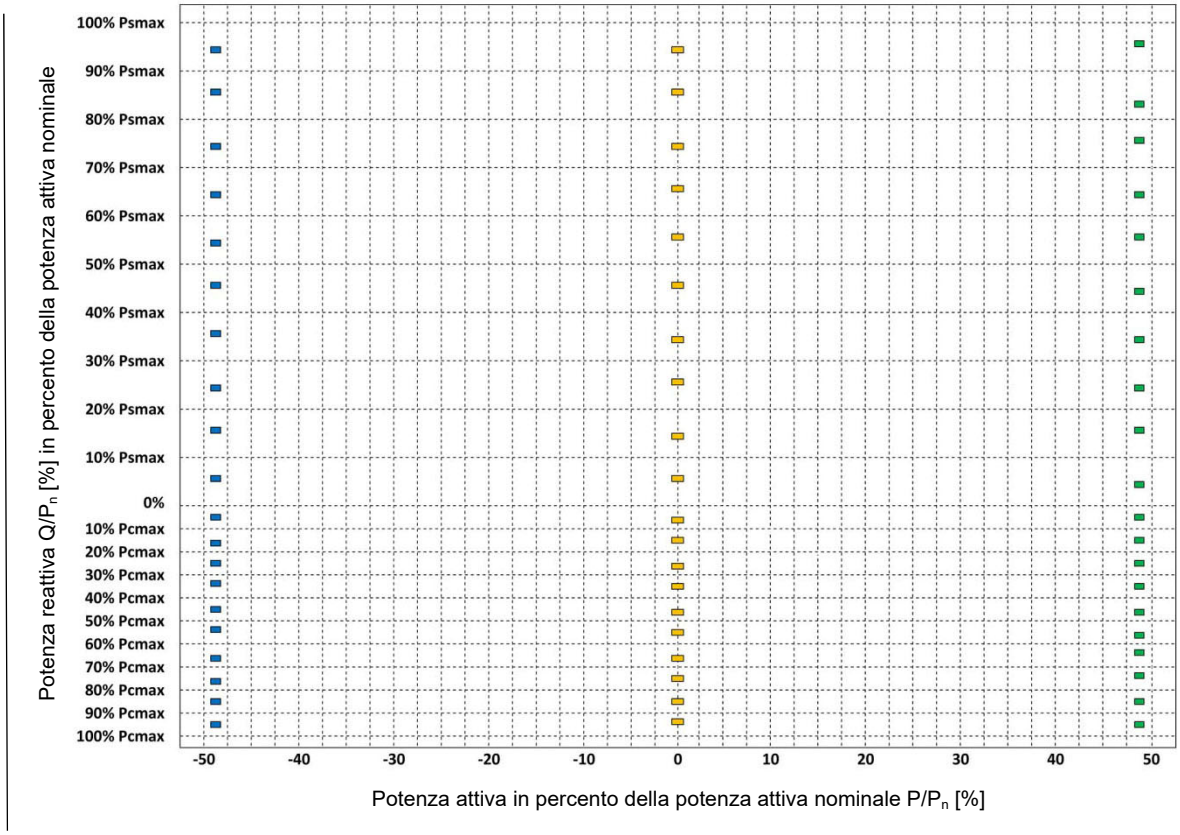


Figura 64 – Esempio di Grafico P(Q). Massima potenza reattiva induttiva e capacitiva erogata in funzione della potenza attiva (qui è rappresentato il caso di sistema di accumulo di potenza superiore a 11,08 kW, che deve poter assorbire o erogare a qualsiasi livello di potenza attiva una potenza reattiva pari almeno al 48,43 % della potenza attiva nominale, Q_{min}/P_n = 48,43 % P_n)

Bbis.6.3 Scambio di potenza reattiva secondo un livello assegnato

I sistemi di accumulo devono partecipare al controllo della tensione di rete. Per sistemi di accumulo utilizzati in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW è prevista la possibilità di attuare una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, erogato dal DSO.

Le prove oggetto di questo paragrafo sono obbligatorie solo per EESS utilizzati in impianti di potenza superiore a 11,08 kW, ma su richiesta del costruttore possono essere effettuate e documentate anche per sistemi di accumulo di taglia inferiore.

Scopo della prova è verificare la capacità del sistema di controllo del sistema di accumulo di eseguire il comando di regolazione del livello di potenza reattiva tra i limiti massimi di capability (capability “rettangolare”, secondo la definizione data in 8.4.4.2 e riportata nell’esempio di Figura 62) sia in assorbimento che in erogazione della potenza reattiva e di verificare l’accuratezza della regolazione.

In assenza di un protocollo definito per lo scambio dei comandi di regolazione, è facoltà del Costruttore di stabilire le modalità con cui eseguire i comandi di impostazione del punto di lavoro della potenza reattiva, sia per quanto riguarda il segnale fisico (analogico, su protocollo seriale, ecc.) che per il parametro di regolazione adottato (impostazione secondo un valore assoluto di potenza reattiva Q, oppure come valore del cosφ).

Bbis.6.4 Modalità di esecuzione della prova e registrazione dei risultati (ipotesi di regolazione tramite Q)

c) La prova deve essere eseguita secondo i seguenti passi:

– portare il generatore al 50 % della potenza attiva massima disponibile in scarica;

– inviare al generatore un set-point di potenza reattiva induttiva pari al 40 % della potenza nominale del convertitore (S_n);

– mantenere il set-point per un tempo di 60 s, compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo;

– misurare la potenza reattiva erogata dall'inverter, almeno dopo 30 s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza reattiva (questo per assicurare che il sistema abbia raggiunto lo stato stazionario).

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 min) per la potenza reattiva è pari a:

– $\Delta Q \leq \pm 5$ % della potenza apparente nominale del convertitore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva);

– $\Delta \cos\varphi \leq \pm 0{,}01$ (impostazione tramite fattore di potenza).

d) Nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, la prova è da ripetersi anche nella condizione di prelievo di energia dalla rete.

Bbis.6.5 Tempo di risposta ad una variazione a gradino del livello assegnato

Ad integrazione dei requisiti oggetto delle prove di cui al Paragrafo Bbis.6.3, relativi al controllo della tensione di rete tramite scambio di potenza reattiva, è necessario non solo verificare l'accuratezza del sistema di controllo dell'EESS, ma anche il tempo di risposta dello stesso quando sia applicata una variazione a gradino del livello di potenza reattiva richiesta dal comando esterno.

Come per i requisiti di cui al paragrafo precedente, anche in questo caso le prove sono richieste ai sistemi di accumulo utilizzati in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW, che dovranno poter attuare anche una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, emesso dal DSO. Rimane comunque facoltà del costruttore di effettuare volontariamente le prove anche per EESS di taglia inferiore.

Lo scopo della prova è di misurare il tempo di risposta del sistema di accumulo ad un gradino applicato al comando di erogazione della potenza reattiva, passando da un livello ad un altro livello con le modalità descritte di seguito ed illustrate in Figura 65.

– Dai risultati delle prove di capability di cui al Paragrafo Bbis.6.1 e Bbis.6.2 si rilevino i valori $Qmax|_{cap}$ e $Qmax|_{ind}$ della potenza reattiva capacitiva e induttiva massima erogabile dal convertitore al 50 % ed al 100 % della potenza attiva di scarica massima (P_{SMAX}; per sistemi di accumulo integrati, pari a P_{NINV}) e di carica massima, P_{CMAX} (per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali).

– Si riportino in un grafico analogo a quello esemplare di Figura 65 i valori misurati come medie a 0,2 s della potenza reattiva durante l'esecuzione di comandi di regolazione della potenza reattiva con variazioni a gradino, quando il sistema di accumulo eroga rispettivamente una potenza attiva pari al 50 % (Prova 1) ed al 100 % della potenza attiva di scarica/carica massima (Prova 2).

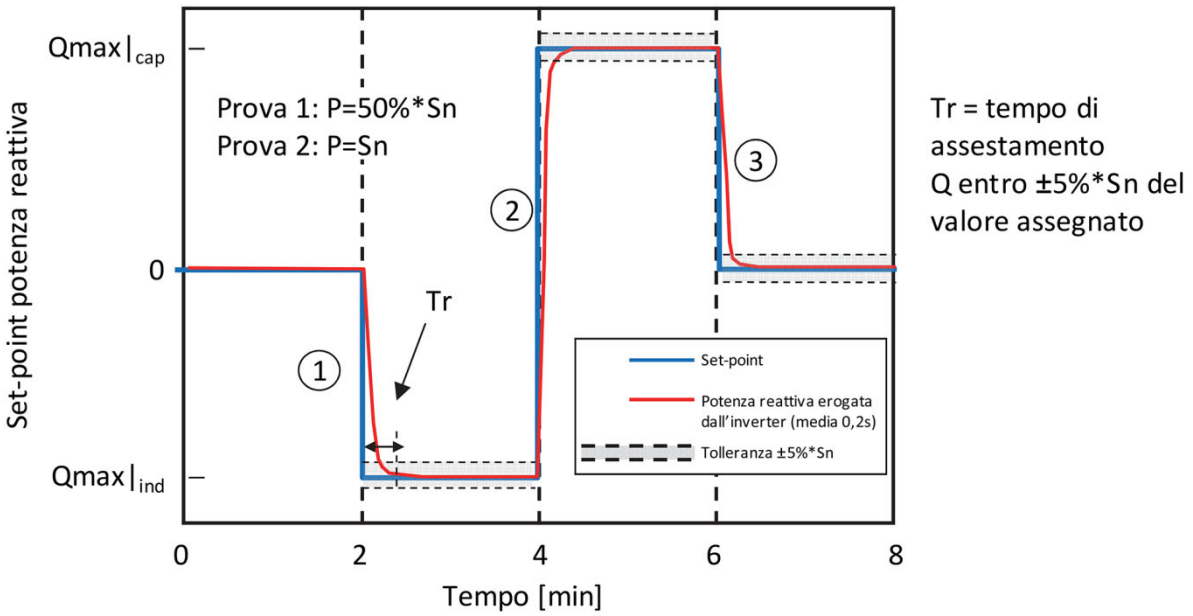


Figura 65 – Misura del tempo di risposta a variazioni a gradino del set-point assegnato per la potenza reattiva

- Si rilevi il tempo di risposta (Tr = tempo di assestamento nel grafico di Figura 65), che equivale all'intervallo di tempo che intercorre dall'istante di applicazione del nuovo set-point all'istante in cui la potenza reattiva raggiunge un valore all'interno di un intervallo compreso entro una banda di ±5 % * S_n del nuovo valore assegnato.
- Come riportato in Figura 65, il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza di una variazione del set-point da zero a $Qmax|_{ind}$ (passo 1), da $Qmax|_{ind}$ a $Qmax|_{cap}$ (passo 2) e da $Qmax|_{cap}$ a zero (passo 3).

I valori del tempo di risposta dovranno essere documentati nel test report, che dovrà anche indicare i valori di $Qmax|_{cap}$, $Qmax|_{ind}$, della potenza attiva erogata/assorbita durante la prova ed il metodo utilizzato per inviare il comando di controllo del set-point della potenza reattiva.

La prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 s in tutte le condizioni di misura.

Bbis.6.6 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P)

I sistemi di accumulo in impianti devono poter assorbire potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo una curva caratteristica del fattore di potenza in funzione della potenza attiva = f(P).

Per sistemi di accumulo integrati, la prova deve essere effettuata con il campo fotovoltaico che eroga una potenza tale da ottenere, unitamente alla potenza nominale dell'accumulo, la potenza nominale dell'inverter.

La prova ha come scopo di verificare che il sistema di accumulo, attraverso il proprio convertitore, segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P) riportata in E.2, secondo il metodo a).

La curva standard riportata in Figura 66 è definita univocamente dall'interpolazione lineare dei tre punti caratteristici:

A: $P = 20\% * P_{SMAX}$; $\cos\varphi = 1$

B: $P = 50\% * P_{SMAX}$; $\cos\varphi = 1$

C: $P = P_{SMAX}$; $\cos\varphi = \cos\varphi_min$

ove $\cos\varphi_min$ è pari a 0,90 (induttivo).

La regolazione secondo la curva caratteristica viene abilitata quando la tensione rilevata ai morsetti di uscita supera il valore "critico" di lock-in (per es. impostato a $V = 1{,}05 * V_n$, si veda sempre E.2).

Il valore di tensione di lock-in che abilita la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva e che durante le prove deve essere impostato a $1{,}05 * V_n$ (impostazione di "default" anche per la produzione di serie), deve essere regolabile tra V_n e $1{,}1 * V_n$ con intervalli di $0{,}01 * V_n$.

È a cura del DSO specificare nel Regolamento di Esercizio il valore richiesto per la tensione di lock-in.

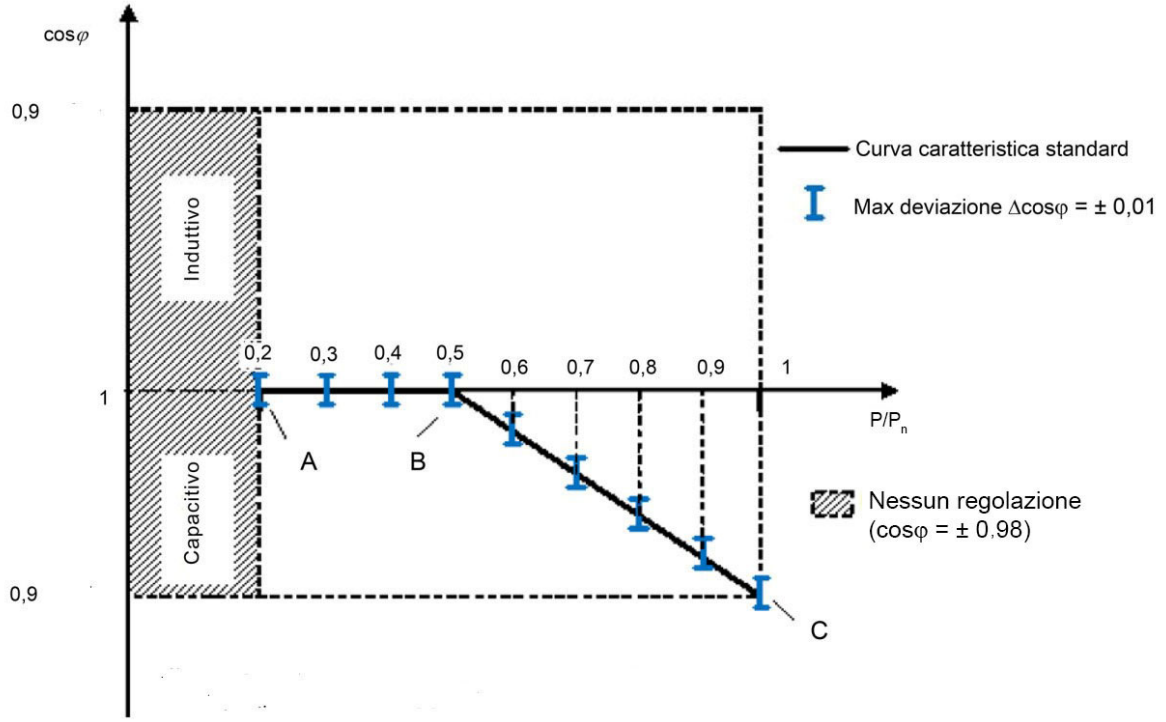


Figura 66 – Curva caratteristica standard cosφ = f(P)

Si ricorda che il tempo di assestamento massimo al nuovo valore di potenza reattiva sulla curva caratteristica deve essere regolato automaticamente dal sistema di accumulo entro 10 s (si vedi a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.4).

La modalità di regolazione automatica viene disabilitata quando:

- la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50 % di P_{SMAX} (punto B), o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, definito come lock-out in potenza, indipendente dalla tensione ai morsetti, oppure
- la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore scende al di sotto del limite di lock-out, da impostare ad un valore di default pari a V_n, ma che deve essere regolabile nell'intervallo compreso tra $0{,}9 * V_n$ e V_n con intervalli di $0{,}01 * V_n$.

Bbis.6.7 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione cosφ = f(P)

In base a quanto stabilito in Allegato E, con riferimento alla Figura 66, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione si proceda come di seguito.

a) Si colleghi il sistema di accumulo come indicato nel circuito di prova di Figura 61 (collegamento diretto alla rete c.a., purché regolabile tra 90 % * V_n e 110 % * V_n, oppure tramite un simulatore di rete).

b) Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard" agendo sul sistema di accumulo in base alle indicazioni fornite dal costruttore.

c) Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza cosφ come medie a 1 s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 36) e in un grafico analogo a quello di Figura 66. Si verifichi al contempo che durante queste prove la tensione c.a. ai morsetti di uscita non superi il valore limite V = 1,04 * V_n.

d) Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza di scarica massima (o di P_{NINV}, per EESS integrati), dal 20 % * P_{SMAX} fino al 60 % * P_{SMAX}. Si verifichi al contempo che durante queste prove la tensione c.a. ai morsetti di uscita non superi il valore limite V = 1,04 V_n.

e) Si trascrivano nella tabella analoga al modello di Tabella 27 i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del cosφ rilevati durante le misure effettuate. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita inferiore a 1,05 * V_n, l'inverter NON deve abilitare l'erogazione della potenza reattiva.

f) A questo punto, con potenza c.a. erogata sempre pari all'ultimo livello raggiunto in precedenza (ad es., P = 60 % * P_{SMAX}), si aumenti la tensione del simulatore, affinché questa sia pari a 1,06 V_n, superiore al limite "critico" V = 1,05 * V_n.

g) Si ripeta la misura di cui al punto f) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza massima disponibile in immissione, dal 60 % fino al 100 % (sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita superiore a V = 1,05 * V_n).

h) Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del cosφ rilevati durante le misure effettuate. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita superiore a 1,05 * V_n, il sistema di accumulo deve attivare l'erogazione della potenza reattiva seguendo la curva caratteristica standard.

i) Con sistema di accumulo in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita superiore al 105 % * Vn e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo (cosφ ≤ 0,90 ovvero 0,90 per potenze superiori a 11,08 kW in assorbimento di reattivo), si riduca la tensione c.a. portandola ad un valore inferiore alla soglia di lock-in e leggermente superiore alla soglia di lock-out, ad esempio 1,01 * V_n, verificando che la potenza reattiva rimanga agganciata al valore limite massimo. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di tensione "critico" di lock-in, il sistema di accumulo permane in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di tensione di uscita superiori alla soglia di lock-out (soglia di default impostata a V_n).

j) A questo punto, partendo dalle condizioni finali di cui al punto precedente, si può completare la sequenza riducendo ulteriormente la tensione c.a. (o innalzando ulteriormente la soglia di lock-out) fino a farla scendere al di sotto del valore impostato per la soglia di lock-out (p.es. portando la tensione lato c.a. a 0,99 * V_n). In tali condizioni il sistema di accumulo dovrà interrompere l'erogazione della potenza reattiva.

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del cosφ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard (Δcosφ_max) deve essere compreso tra -0,01 e +0,01.

Tabella 36 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P), per prove su un sistema di accumulo non integrato

Power Bin	P [W]	Q [VAr]	cosφ misurato	cosφ atteso	Δ cosφ
20%*P_{SMAX}					
30%*P_{SMAX}					
40%*P_{SMAX}					
50%*P_{SMAX}					
60%*P_{SMAX}					
70%*P_{SMAX}					
80%*P_{SMAX}					
90%*P_{SMAX}					
100%*P_{SMAX}					

NOTA Il DSO può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Tuttavia, la curva caratteristica cosφ = f(P) è, di norma, univocamente definita come spezzata poligonale passante per i tre punti A, B e C di cui alla Figura 66.

Per questo motivo il costruttore, oltre a pre-impostare di fabbrica il sistema di controllo in base alla curva "standard" oggetto di verifica tramite prove di tipo oggetto del presente paragrafo, dovrà parametrizzare la curva di regolazione in modo da renderla regolabile variando i soli 3 punti A, B e C.

Di conseguenza il metodo di regolazione cosiddetto a "cosφ fisso" di cui in E.2.1 (curva di tipo b), non necessita di verifica, in quanto derivabile dalla curva caratteristica cosφ = f(P) impostando i parametri di regolazione come segue:

A = B: P = 0,05 * P_{SMAX}; cosφ = 1

C: P = P_{SMAX}; cosφ = cosφ_min

Bbis.6.8 Scambio automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q=f(V)

Secondo quanto stabilito in 8.4.4.2, tutti i sistemi di accumulo in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW devono poter assorbire o erogare potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo le curve caratteristiche Q = f(V) riportate a titolo esemplificativo in Figura 51.

La prova ha come scopo di verificare che il sistema di accumulo, attraverso il proprio convertitore, segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo le curve caratteristiche standard Q = f(V) riportate in E.2.

Essendo il funzionamento secondo questo criterio di regolazione assimilato ad un servizio di rete erogato dall'Utente Attivo su richiesta del DSO, vale quanto di seguito specificato.

L'attivazione dovrà avvenire dietro richiesta del DSO, in occasione della emissione del Regolamento di Esercizio. Il DSO dovrà altresì specificare i valori dei parametri che caratterizzano univocamente la curva, ovvero: V_{1i}, V_{2i}, V_{1s} e V_{2s}, k nonché il valore di lock-in di potenza attiva in scarica (valore di default P = 20 % * P_{SMAX} o, per sistemi di accumulo integrati, P = 20 % * P_{NINV}) e, per sistemi di accumulo connessi ad inverter bidirezionali, il valore di lock-in di potenza attiva in carica (P = 20 % * P_{CMAX}).

I parametri V_{1i}, V_{2i}, V_{1s} e V_{2s} devono poter essere impostati nel campo 0,9 ÷ 1,1 * V_n con passo 0,01 * V_n, mentre i parametri k devono poter essere impostati nel campo 0 ÷ 1, con passo 0,01. Al fine di facilitare l'esecuzione delle prove di tipo, è stato stabilito convenzionalmente di impostare i parametri caratterizzanti la curva come segue:

- V_{1s} = 1,08 * V_n; V_{2s} = 1,1 * V_n;
- V_{1i} = 0,92 * V_n; V_{2i} = 0,9 * V_n;
- k = 0,1;

nonché il valore di lock-in di potenza attiva in carica e scarica.

È facoltà del laboratorio di prova utilizzare dei valori di V_{1s} e V_{1i} diversi da quelli di default durante l'esecuzione delle prove, purché nei limiti di regolazione previsti dalla norma. Le regolazioni delle tensioni e dei parametri utilizzati durante l'esecuzione del protocollo di verifica andranno adattati di conseguenza (si veda quanto riportato in Bbis.6.9. Il rapporto di prova dovrà riportare i parametri caratteristici utilizzati.

Il ritardo di attivazione deve essere verificato ripetendo una qualsiasi delle prove di cui al Paragrafo Bbis.6.9 con il ritardo alla attivazione diverso da 0 e verificando che il tempo di attuazione della Q(V) differisca del suddetto ritardo.

Bbis.6.9 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica Q=f(V)

La verifica dovrà essere effettuata in modo da verificare la capacità regolante del sistema di accumulo su tutta la dinamica della potenza reattiva da $-Q_{max}$ a $+Q_{max}$.

In base a quanto stabilito in Allegato E, con riferimento alla Figura 51 e a quanto riportato sopra, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica Q=f(V) si procede come di seguito.

A. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard" di cui alla Figura 51, in immissione di potenza reattiva a tensione nominale, pari a k * Q_{max}, agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore.
B. Si imposti la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore a 1,07 * V_n e il sistema di accumulo (e l'eventuale sorgente in c.c.) in modo che la potenza attiva erogata sia inferiore al 20 % della massima potenza disponibile in immissione e, per EESS connessi a convertitori bidirezionali, al 20 % della massima potenza disponibile in prelievo (quindi inferiore al valore di lock-in che abilita la regolazione secondo la curva Q(V)).
C. La verifica del lock-in non deve essere naturalmente effettuata a potenza del generatore fotovoltaico pari all'80 %.
D. Si misuri la potenza attiva e la potenza reattiva come medie a 0,2 s, riportando questi valori in una tabella (vedi esempio in Tabella 37) e in un grafico analogo a quello di Figura 65 per la potenza reattiva.
E. Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la tensione di uscita (simulatore) a step di 1 V, dal valore iniziale pari a 1,07 * V_n fino a 1,09 * V_n. In queste condizioni, essendo la potenza attiva erogata inferiore al valore di lock-in, l'inverter deve mantenere l'erogazione della potenza reattiva al valore k * Q_{max}.
F. A questo punto, con tensione c.a. sempre pari a 1,09 * V_n, si aumenti la potenza attiva, in erogazione, agendo sulla logica di controllo del sistema di accumulo e l'eventuale sorgente c.c., affinché questa sia superiore (+10 %) del limite di lock-in in immissione, quindi portandola al valore di 30 % della massima potenza disponibile in immissione.
G. Si verifichi che, trascorsi non oltre 10 s dall'istante in cui la potenza attiva erogata ha superato il limite di lock-in, il sistema di accumulo effettui l'erogazione della potenza reattiva secondo la caratteristica di Figura 51. Si riporti il valore della potenza attiva e di quella reattiva erogata nella Tabella 37 e nel grafico, analogo a quello di Figura 51, che mette a confronto la curva attesa con quella rilevata sperimentalmente. In base alle impostazioni di default della curva standard a), il livello atteso di potenza reattiva deve essere pari a $-0,4 * Q_{max}$ mentre quello della curva b) deve essere pari a $-Q_{max}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\ \% * S_n$, dove S_n è la potenza apparente nominale del convertitore).
H. Si ripeta la misura di cui al punto f) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della P_{SMAX} (P_{NINV}), dal 30 % fino al 100 % (compatibilmente con la massima potenza disponibile in immissione), sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita tenuta al valore di V = 1,09 * V_n.
I. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e tensione c.a. rilevati durante le misure effettuate agli 8 livelli di potenza attiva erogata dal 30 % al 100 % di P_{SMAX} (P_{NINV}). In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita pari 1,09 * V_n, il sistema di accumulo deve continuare ad erogare un livello di potenza reattiva pari a -0,4 * Q_{max} (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\ \% * S_n$), seguendo la curva caratteristica standard.

J. A questo punto è possibile aumentare la tensione ai morsetti di uscita fino a 1,1 * V_n per registrare i valori corrispondenti della potenza attiva, che deve essere pari alla massima potenza disponibile in immissione (ultimo punto registrato al passo precedente) e della potenza reattiva, che deve raggiungere stabilmente il valore di –0,9 * Q_{max} (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5$ % * S_n).

K. Con sistema di accumulo in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita pari al 110 % di V_n e quindi potenza reattiva erogata pari, nel caso della caratteristica a), a –0,9 * Q_{max} (in assorbimento di reattivo) e nel caso della caratteristica b), a $-Q_{max}$, si riduca la potenza attiva portandola prima al 10 % della massima potenza disponibile in immissione e poi, trascorsi almeno 30 s, al di sotto del 5 %. Durante la sequenza si dovrà verificare che la potenza reattiva rimanga al valore induttivo –0,9 * Q_{max} (o $-Q_{max}$) in corrispondenza del primo gradino di potenza attiva 100 % →10 %, per scendere a valori prossimi a k * Q_{max} solo dopo aver effettuato il secondo scalino dal 10 % * P_{MAX} → ≤ 5 % * P_{MAX}. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di potenza attiva di lock-in, il sistema di accumulo permanga in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di potenza attiva erogata in uscita superiori alla soglia di lock-out (soglia di default impostata a 5 % * P_{SMAX}, o 5 % * P_{NINV}, per EESS integrati).

L. Si ripeta analoga procedura di prova attivando il prelievo di potenza reattiva, pari a $-k_2$ * Q_{max}, a tensione nominale.

M. Nel caso di sistemi di accumulo connessi ad inverter bidirezionali, si ripeta la procedura di prova anche per la potenza in prelievo, fino a un valore massimo del 100 % * P_{CMAX}.

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo della potenza reattiva rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard deve essere inferiore a $\Delta Q \leq \pm 5$ % * S_n.

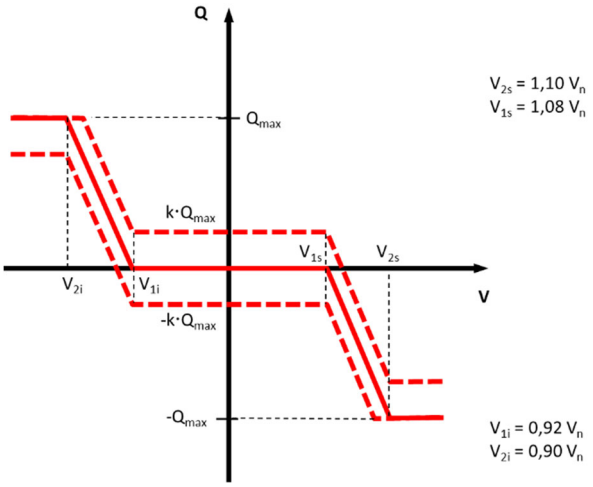


Figura 67 – Curva caratteristica standard Q = f(V)

Tabella 37 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard Q=f(V) tipo a) – Prova a piena potenza, durante la fase di scarica e in immissione di potenza reattiva a tensione nominale, pari a k * Q_{max}

P/P_{SMAX} [%] Set-point	Vac [V] Set-point	P/P_{SMAX} [%] misurata	Vac [V] misurata	Q [VAr] misurata	Q [Var] atteso	ΔQ (≤ ±5 % * S_n)
< 20 %	1,07 V_n				≈k * Q_{max} (< ±5 % * S_n)	
< 20 %	1,09 V_n				≈k * Q_{max} (< ±5 % * S_n)	
< 20 % → 30 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax (entro 10 s)	
40 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
50 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
60 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
70 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
80 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
90 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
100 %	1,09 V_n				-0,4 * Qmax	
100 %	1,1 V_n				-0,9 * Qmax	
100 % → 10 %	1,1 V_n				-0,9 * Qmax	
10 % → ≤ 5 %					≈k * Q_{max} (<±5 % * S_n)	

Con modalità analoghe si dovrà registrare il comportamento secondo la curva caratteristica Q = f(V) anche in produzione di reattivo, operando ai limiti inferiori di tensione, fissati ad esempio in V_{2i} = 0,9 * V_n e V_{1i} = 0,92 * V_n.

Durante la prova in sotto-tensione è ammesso che l'apparecchiatura sotto test limiti la potenza attiva massima, per poter erogare la potenza reattiva richiesta secondo la curva caratteristica rimanendo entro i limiti di massima corrente erogabile (cfr. come definita dalla curva di capability).

Bbis.7 Regolazione della potenza attiva

I sistemi di accumulo devono essere dotati di funzioni di regolazione della potenza attiva immessa in rete secondo 4 modalità distinte:

- Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110 % di V_n, secondo quanto stabilito in 8.5.3.1;
- Limitazione automatica per transitori di sovrafrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.5.3.4;
- Incremento automatico per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.5.3.4;
- Su comando esterno proveniente dal DSO, e/o in logica centralizzata (8.5.3.3).

Bbis.7.1 Limitazione automatica della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % della tensione nominale

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva erogata quando la tensione letta ai morsetti del sistema di accumulo abbia valore prossimo al 110 % di V_n.

Si proceda come segue:

- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva P(V), secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova);
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia pari alla massima potenza disponibile in immissione;
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al +2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 5 min dall'istante di applicazione della tensione 2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore (compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo) si verifichi che, nel caso di sistemi accumulo connessi a convertitori unidirezionali, la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20 % * P_{SMAX} (20 % * P_{NINV}, nel caso di EESS integrati), mentre nel caso di utilizzo di convertitori bidirezionali, l'EESS sia passato ad assorbire, compatibilmente con i vincoli dati dalla propria capacità, una potenza attiva almeno pari a 80 % * P_{CMAX}; si verifichi inoltre che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2 % della soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- si verifichi che la potenza attiva erogata dall'inverter si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dagli accumulatori lato DC e, se utilizzata, della sorgente primaria o quella simulata.

Bbis.7.2 Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrafrequenza sulla rete

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrafrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire le seguenti sequenze di misure:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, tre sequenze di misure, partendo dal 100 % (sequenza A), dal 50 % (sequenza B) e dallo 0 % (sequenza C) della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati;
- per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali, due sequenze di misure, partendo dal 10 0% (sequenza A) e dal 50 % (sequenza B) della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati.

Per la totalità delle sequenze di misura (sequenza A, B e, se richiesta, C) si provvederà ad aumentare gradualmente la frequenza (del simulatore di rete o del generatore di segnale) e a misurare il valore di potenza (valori medi su 0,2 s). Per eseguire la misura si deve utilizzare un simulatore di rete. La prova può essere effettuata alternativamente con un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza disponibili ai morsetti di uscita dell'inverter, oppure direttamente sulla rete elettrica. In questo caso è consentito regolare i parametri di frequenza che controllano il sistema di regolazione della potenza in caso di sovrafrequenza, in modo da simulare un incremento progressivo della frequenza ed il successivo rientro all'intorno del valore nominale.

Al termine di ciascuna sequenza si dovrà riportare la frequenza ad un valore prossimo a quello nominale, con lo scopo di verificare che siano soddisfatti i requisiti temporali per il ripristino graduale della potenza erogata prima del transitorio di frequenza (ovvero prima del superamento del limite di 50,2 Hz).

Bbis.7.2.1 Esecuzione delle prove(82)

Per la esecuzione delle prove, si proceda come segue:

- collegare il sistema di accumulo in prova secondo le istruzioni fornite dal costruttore in base al metodo di misura prescelto;
- fissare tutti i parametri della rete simulata ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del sistema di accumulo in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. erogata in uscita sia uguale alla potenza in c.a. massima erogabile per la sequenza A, ovvero rispettivamente al 50 % e allo 0 % nel caso delle sequenze B e C; nel sistema di accumulo deve essere immagazzinata un'energia pari all'80 % della capacità utile, CUS;
- eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ±10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

  1. f = 47,51 Hz (t1 per la sequenza A, t'1 per la sequenza B, t"1 per la sequenza C);
  2. f = 50 Hz + 0,15 Hz (t2 per la sequenza A, t'2 per la sequenza B, t"2 per la sequenza C);
  3. f = 50 Hz + 0,40 Hz (t3 per la sequenza A, t'3 per la sequenza B, t"3 per la sequenza C);
  4. f = 50 Hz + 0,60 Hz (t4 per la sequenza A, t'4 per la sequenza B, t"4 per la sequenza C);
  5. f = 50 Hz + 1,49 Hz (t5 per la sequenza A, t'5 per la sequenza B, t"5 per la sequenza C);
  6. f = 50 Hz + 0,11 Hz (t6 per la sequenza A, t'6 per la sequenza B, t"6 per la sequenza C);
  7. f = 50 Hz (t7 per la sequenza A, t'7 per la sequenza B, t"7 per la sequenza C). Si riporta la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale della erogazione massima (sequenza A), ovvero al 50 % o allo 0 % della potenza massima disponibile (rispettivamente, sequenza B e C).

Bbis.7.2.2 Esiti delle prove

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con tre curve rappresentanti rispettivamente la sequenza A, la sequenza B e, in caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali la sequenza C, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 68 e Figura 69). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la sequenza A, la sequenza B e, qualora applicabile, la sequenza C.

La prova si considererà superata se per le sequenze A, B e C saranno soddisfatte entrambe le condizioni di seguito riportate:

- per ciascuno dei 6 punti da t_1 (t'_1, t''_1) a t_6 (t'_6, t''_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a ±2,5 % * S_n, dove per S_n è intesa la potenza nominale dell'inverter;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in Bbis.7.2.1), il sistema di accumulo dovrà mantenere il livello minimo di potenza raggiunto nella fase precedente di aumento della frequenza (pari a P_{min}) per un tempo minimo di attesa pari a 5 min, compatibilmente con la propria capacità di energia, terminato il quale potrà ripristinare l'assorbimento/erogazione al valore precedente il transitorio (pari a P_{mem}) in maniera graduale seguendo una rampa lineare con pendenza pari a 20 % * [P_{mem} - P_{min}]/min(83), ovvero in modo tale da ripristinare con gradualità la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari a 5 min (sempre compatibilmente con la capacità dell'EESS);

(82) Per consentire l'esecuzione delle prove, è necessario disabilitare le soglie restrittive di frequenza.

(83) Tempi inferiori di ripristino della potenza sono possibili, quando la differenza di potenza tra il livello minimo raggiunto in regime di sovrafrequenza ed il livello iniziale erogato/assorbito prima del transitorio di frequenza sia inferiore a 25 % * S_n, in quanto in tali casi è possibile applicare un gradiente minimo pari a 5 % * S_n/min (ove S_n è la potenza nominale del convertitore).

– in analogia a quanto riportato in Bbis.5.1 per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui:
  – per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, il sistema di accumulo preleva una potenza inferiore a 90 % * P_{CMAX}, superata la quale sono comunque ammessi scarti positivi massimi (minore assorbimento o maggiore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di +2,5 % * S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza memorizzato (P_{mem}), rispettivamente pari a 100 % * P_{SMAX}, 50 % * P_{SMAX} e 0 % * P_{SMAX} (o per EESS integrati, 100 % * P_{NINV}, 50 % * P_{NINV} e 0 % * P_{NINV}) per le tre sequenze di prova A, B e C;
  – per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali, il sistema di accumulo eroga una potenza maggiore di 10 % * P_{SMAX}, superata la quale sono comunque ammessi scarti positivi massimi (maggiore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di +2,5 % * S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza memorizzato (P_{mem}), rispettivamente pari a 100 % * P_{SMAX} e 50 % * P_{SMAX} (o per EESS integrati, 100 % * P_{NINV} e 50 % * P_{NINV}) per le due sequenze di prova A e B.

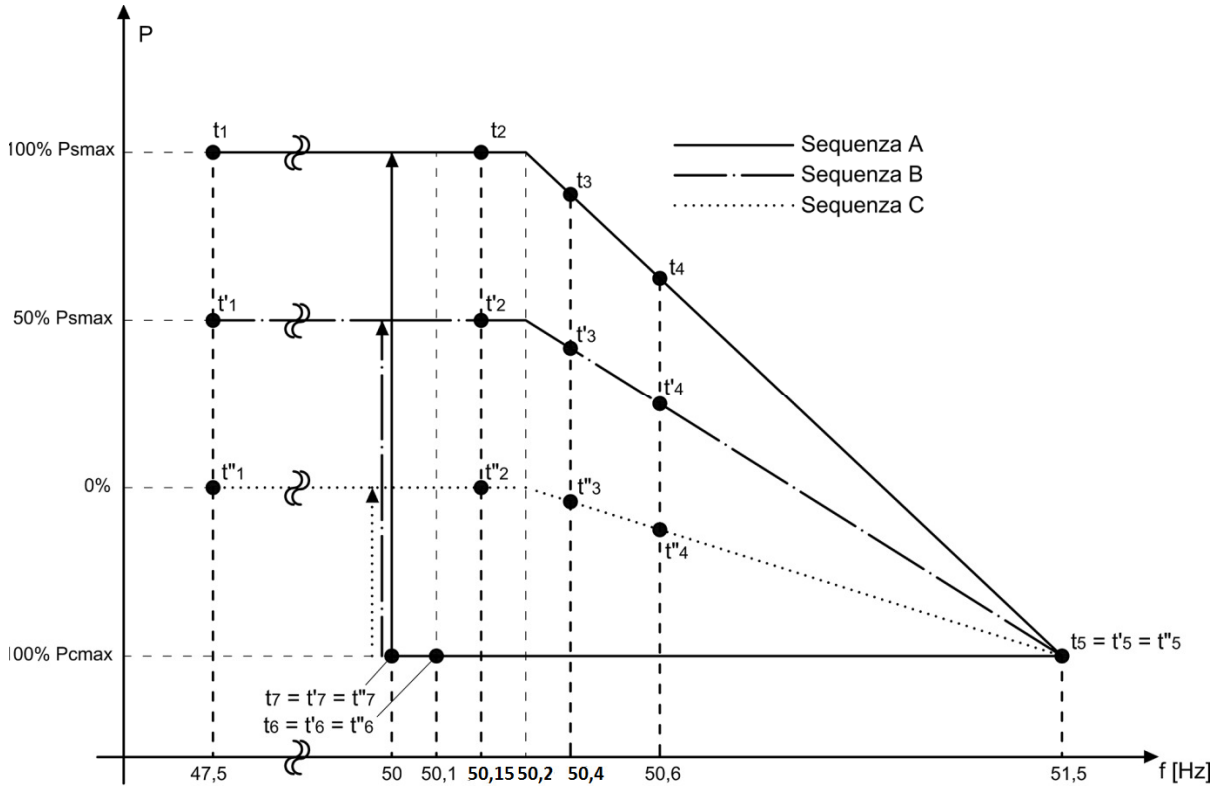


Figura 68 – Curve di limitazione della potenza attiva per convertitori bidirezionali

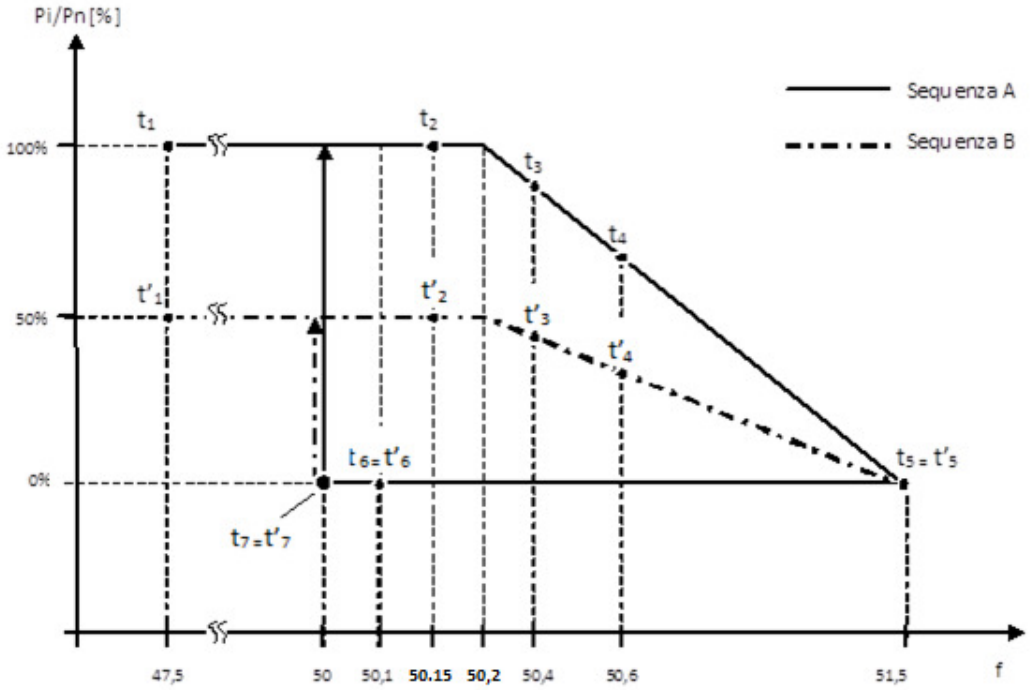


Figura 69 – Curve di limitazione della potenza attiva per convertitori unidirezionali

Bbis.7.3 Verifica dell'incremento automatico della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete

Scopo della prova è verificare la funzione di incremento automatico della potenza attiva in caso di sottofrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire le seguenti sequenze di misure:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, tre sequenze di misure, partendo dal 50 % (sequenza A) e dallo 0 % (sequenza B) della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, e dal 100 % (sequenza C) della P_{CMAX};
- per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali, due sequenze di misure, partendo dal 50 % (sequenza A) e dallo 0 % (sequenza B) della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati.

Per la totalità delle sequenze di misura (sequenza A, B e C) si provvederà a ridurre gradualmente la frequenza (del simulatore di rete o del generatore di segnale) e a misurare il valore di potenza (valori medi su 0,2 s).

Nel caso si effettui la prova su rete pubblica a frequenza fissa, sarà necessario variare gradualmente il valore dei parametri di frequenza che controllano il sistema di incremento della potenza in caso di sottofrequenza, di una entità tale da simulare lo stesso incremento/decremento progressivo della frequenza previsto nelle altre modalità di prova.

Al termine di ciascuna sequenza si dovrà riportare la frequenza (o il parametro) ad un valore prossimo a quello nominale, con lo scopo di verificare che siano soddisfatti i requisiti temporali per il ripristino graduale della potenza erogata prima del transitorio di frequenza (ovvero prima del superamento del limite di 49,8 Hz).

Bbis.7.3.1 Esecuzione delle prove[84]

Per la esecuzione delle prove si proceda come segue:

- collegare il sistema di accumulo in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore in base al metodo di misura prescelto;
- fissare tutti i parametri della rete ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del sistema di accumulo in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. erogata in uscita sia rispettivamente uguale, per le sequenze A e B, al 50 % e allo 0 % della P_{SMAX} (o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati) e, per la sequenza C, al 100 % della P_{CMAX}; nel sistema di accumulo deve essere immagazzinata un'energia pari al 20 % della capacità utile, CUS;
- eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

  1. f = 51,49 Hz (t1 per la sequenza A, t'1 per la sequenza B, t"1 per la sequenza C);
  2. f = 50 Hz - 0,15 Hz (t2 per la sequenza A, t'2 per la sequenza B, t"2 per la sequenza C);
  3. f = 50 Hz - 0,40 Hz (t3 per la sequenza A, t'3 per la sequenza B, t"3 per la sequenza C);
  4. f = 50 Hz - 0,60 Hz (t4 per la sequenza A, t'4 per la sequenza B, t"4 per la sequenza C);
  5. f = 50 Hz - 0,89 Hz (t5 per la sequenza A, t'5 per la sequenza B, t"5 per la sequenza C);
  6. f = 50 Hz - 0,11 Hz (t6 per la sequenza A, t'6 per la sequenza B, t"6 per la sequenza C);
  7. f = 50 Hz (t7 per la sequenza A, t'7 per la sequenza B, t"7 per la sequenza C). Si riporta la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale, per le sequenze A e B, rispettivamente del 50 % e dello 0 % della P_{SMAX} (o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati) e, per la sequenza C, del 100 % della P_{CMAX}.

Bbis.7.3.2 Esiti delle prove

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con tre curve rappresentanti rispettivamente la Sequenza A, la Sequenza B e, in caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, la Sequenza C, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 70). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la Sequenza A, la Sequenza B e, qualora applicabile, la Sequenza C.

La prova si considererà superata se per le Sequenze A, B e C sono soddisfatte entrambe le condizioni di seguito riportate:

- per ciascuno dei 6 punti da t_1 (t'_1, t''_1) a t_6 (t'_6, t''_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a ±2,5 % * S_n, dove per S_n è intesa la potenza nominale dell'inverter;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in Bbis.7.3.1), il sistema di accumulo dovrà mantenere il livello massimo di potenza raggiunto nella fase precedente di diminuzione della frequenza (pari a P_{max}) per un tempo minimo di attesa pari a 5 minuti, compatibilmente con la propria capacità di energia, terminato il quale potrà ripristinare l'assorbimento/erogazione al valore precedente il transitorio (pari a P_{mem}) in maniera graduale seguendo una rampa lineare con pendenza pari a 20 % * [P_{max} - P_{mem}]/min[85], ovvero in modo tale da ripristinare con gradualità la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari a 5 min (sempre compatibilmente con la capacità dell'EESS);

(84) Per consentire l'esecuzione delle prove, è necessario disabilitare le soglie restrittive di frequenza.

(85) Tempi inferiori di ripristino della potenza sono possibili, quando la differenza di potenza tra il livello massimo raggiunto in regime di sottofrequenza ed il livello iniziale erogato/assorbito prima del transitorio di frequenza sia inferiore a 25 % * S_n, in quanto in tali casi è possibile applicare un gradiente minimo pari a 5 % * S_n/min (ove S_n è la potenza nominale del convertitore).

– in analogia a quanto riportato in Bbis.5.1 per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui:
  – per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, il sistema di accumulo eroga una potenza inferiore a 90 %*P_{SMAX}, superata (inferiormente) la quale sono comunque ammessi scarti negativi massimi (minore immissione o maggiore prelievo di potenza rispetto ai valori concordati) di -2,5 % * S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza memorizzato (P_{mem}), rispettivamente pari al 50 % e allo 0 % della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, per le sequenze A e B e al 100 % della P_{CMAX} per la sequenza C;
  – per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali, il sistema di accumulo eroga una potenza inferiore a 90 % * P_{SMAX}, superata (inferiormente) la quale sono comunque ammessi scarti negativi massimi (minore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di -2,5 % * S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza memorizzato (P_{mem}), rispettivamente pari al 50 % e allo 0 % della P_{SMAX}, o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, per le sequenze A e B.

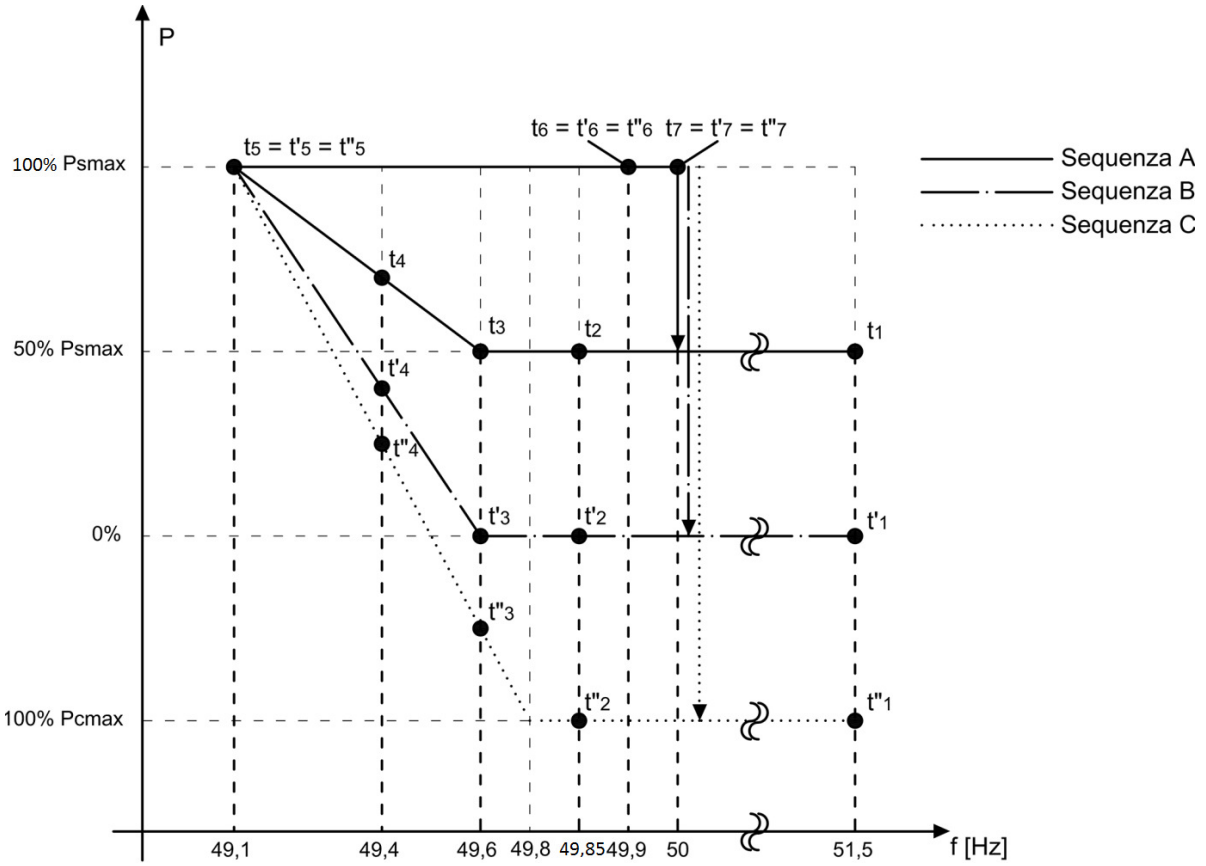


Figura 70 – Curve di limitazione della potenza attiva

Bbis.7.4 Verifica della regolazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO

La capacità di incrementare/ridurre la potenza attiva in immissione/prelievo a seguito di segnale da remoto deve essere testata concordando con il Costruttore del sistema di accumulo la modalità di ricezione e trattamento del segnale.

La prova deve essere eseguita secondo i seguenti passi:

– Portare il sistema di accumulo al 50 % della potenza attiva disponibile in immissione.
– Inviare al generatore un set-point di potenza attiva pari al 30 % della P_{SMAX}.
– Mantenere il set-point per un tempo di 60 s, compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo.

– Misurare la potenza attiva erogata dall'inverter, almeno dopo 30 s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza attiva (questo per assicurare che il sistema abbia raggiunto lo stato stazionario).

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 min.) per la potenza attiva è inferiore al ±2.5 0 % della P_{SMAX}

Nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, ripetere la prova al 30 % della P_{CMAX}.

Bbis.7.4.1 Verifica del tempo di assestamento ad un comando di incremento/riduzione di potenza

Per la verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione della potenza attiva erogata, o incremento della potenza attiva assorbita, la prova si effettua:

– per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, regolando il parametro di regolazione dal 100 % * P_{SMAX} al 30 % * P_{CMAX} al tempo t_0;

– per sistemi di accumulo connessi a convertitori unidirezionali, regolando il parametro di regolazione dal 100 % * P_{SMAX} al 30 % * P_{SMAX} al tempo t_0.

Per la verifica del tempo di assestamento ad un comando di incremento della potenza attiva, o riduzione della potenza attiva assorbita, la prova si effettua:

– per sistemi di accumulo connessi a convertitore bidirezionali, regolando il parametro di regolazione dal 100 % * P_{CMAX} al 50 % * P_{SMAX} al tempo t_0;

– per sistemi di accumulo connessi a convertitore unidirezionali, regolando il parametro di regolazione dallo 0 % * P_{SMAX} al 50 % * P_{SMAX} al tempo t_0.

Il tempo di assestamento (o settling time) è l'intervallo di tempo dall'istante t_0 di applicazione del gradino di incremento/limitazione della potenza attiva (per es. 100 % * P_{SMAX} → 30 % * P_{SMAX}) all'istante in cui la potenza rientra stabilmente entro una fascia di tolleranza pari a ±2,5 % * S_n rispetto al nuovo valore impostato.

Il tempo di assestamento massimo misurato deve essere inferiore a 50 s, e comunque non superiore a 60 s nel caso il comando di limitazione preveda il passaggio da 100 % * S_n a 15 % * S_n.

Bbis.8 Emissione di componente continua nella corrente di uscita

Bbis.8.1 Verifica della emissione di componente continua

La prova deve essere eseguita come segue:

1) La tensione di rete (o simulatore) deve essere inizialmente posta a un valore pari alla tensione nominale ±1 % (frequenza pari a 50 Hz ± 0,2 Hz). La distorsione totale di tensione (THD) deve essere inferiore al 2,5 % (a sistema di accumulo spento). Nel caso di utilizzo di un simulatore, questo deve produrre una tensione sinusoidale con offset (componente continua) trascurabile (< 0,1 %).
2) Nel caso di EESS integrati sul bus in c.c. di un impianto FV, la sorgente in c.c. deve essere regolata in modo che la tensione sia pari a quella nominale in MPPT dichiarata dal costruttore (o valore medio tra i valori MPPT minimo e massimo, qualora il valore nominale non venga dichiarato). Il generatore (sistema di accumulo + sorgente DC) deve essere impostato in modo che la potenza c.a. in uscita dall'inverter, misurata in volt-ampere, risulti pari a (33 ± 5) % della potenza nominale del convertitore dichiarata dal costruttore.
3) Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate al punto precedente per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

4) A questo punto si misuri la componente continua della corrente immessa in rete (frequenza < 1 Hz) su ciascuna delle fasi di uscita. La misura deve essere effettuata mediando la grandezza misurata su una finestra temporale di massimo 1 s, registrandone l'andamento per un periodo minimo di 5 min e acquisendo un numero minimo di campioni pari al reciproco della finestra temporale su cui è stata mediata la grandezza (nel caso 1 s, almeno 300 campioni). Con le stesse modalità si dovranno misurare e registrare la corrente rms e la tensione rms di uscita dell'inverter.
5) Ripetere i passi 2), 3) e 4) con il convertitore operante rispettivamente al (66 ± 5) %, e (100 ± 5) % della potenza nominale, misurata in volt-ampere.

Per ciascun livello di potenza:

a) Si effettui il calcolo del valore medio della corrente rms e della tensione rms su ciascuna fase. Per ciascuna grandezza la media deve essere calcolata considerando tutti i campioni rilevati durante il periodo di misura.
b) Si verifichi che il valore medio della corrente rms su ciascuna fase calcolato al punto a) sia entro il 5 % del valore impostato (rispettivamente al 33 %, 66 % e 100 % del valore nominale).
c) Si verifichi che il valore medio della tensione rms su ciascuna fase calcolato al punto a) sia entro il 5 % del valore nominale.
d) Si calcoli il valore medio della componente continua della corrente su ciascuna fase. La media dovrà essere calcolata considerando il modulo (senza segno) del valore di ciascun campione registrato durante ciascun periodo di osservazione di 5 min (sui 3 livelli di potenza).
e) Per ciascuna fase, si divida il valore medio della componente continua calcolata al punto d) per il valore nominale della corrente di uscita del convertitore e si moltiplichi questo rapporto per 100. I valori così calcolati rappresentano la percentuale di corrente continua immessa in rete per ciascuna fase, rispetto alla corrente nominale del convertitore.

La componente continua misurata secondo questa procedura deve rientrare nei limiti specificati. A titolo indicativo la Tabella 38 riporta un esempio di rappresentazione dell'esito delle prove.

Tabella 38 – Test Report - Misura della componente continua (c.c.) immessa in rete

Livello di Potenza (% VA nominali)	(33 ± 5) %	(66 ± 5) %	(100 ± 5) %
Watt			
Vrms			
Arms			
PF			
Cosφ			
c.c. (mA)			
c.c. (% In)			

Bbis.8.2 Verifica delle protezioni contro l'immissione di componente continua

La prova deve essere eseguita come segue:

1) Il sistema di accumulo viene collegato ad un circuito di prova simile a quanto riportato in Figura 61.
2) La tensione di rete (o simulatore) deve essere mantenuta entro un valore pari alla tensione nominale ±1 % (frequenza pari a 50 Hz ± 0,2 Hz). La distorsione totale di tensione (THD) deve essere inferiore al 2,5 % (ad inverter spento). Nel caso di utilizzo di un simulatore, questo deve produrre una tensione sinusoidale con offset (componente continua) trascurabile (< 0,1 %).

3) Nel caso di sistemi di accumulo collegati sul bus in DC di un impianto FV, la sorgente c.c. di ingresso deve essere regolata in modo che la tensione sia pari a quella nominale in MPPT dichiarata dal costruttore (o valore medio tra i valori MPPT minimo e massimo, qualora il valore nominale non venga dichiarato). L'EESS deve essere impostato in modo tale che, con accumulatore in scarica, la potenza c.a. di uscita all'inverter, misurata in volt-ampere, risulti pari a (33 ± 5) % del valore nominale dichiarato dal costruttore.

4) La verifica dello spegnimento del convertitore, per superamento della prima soglia di protezione I_{dc} > (> 0,5 % I_n; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W: > 20 mA), si effettua alternativamente come descritto ai punti a) e b):

   a) Attraverso una simulazione della deriva del controllo di simmetria del convertitore, con modalità da concordare col costruttore e tale da indurre un offset sulla Idc superiore allo 0,5 % della corrente nominale. Lo spegnimento deve avvenire entro 1 s dall'istante di applicazione dell'offset.

   b) Nel dispositivo di misurazione della componente continua (per es. trasformatore di corrente, o resistenza) viene impressa una corrente continua superiore allo 0,5 % della corrente nominale. Lo spegnimento deve avvenire entro 1 s dall'istante di applicazione della corrente di sbilanciamento.

5) La verifica dello spegnimento del convertitore, per superamento della seconda soglia di protezione I_{dc} >> (> 1 A), si effettua alternativamente come descritto ai punti c) nel caso la protezione sia integrata nel sistema di controllo del convertitore, oppure d) per sistemi di protezione esterni:

   a) Attraverso una simulazione del guasto, mediante misurazione, con modalità da concordare col costruttore, bisogna accertare se un funzionamento dell'impianto anomalo con la componente continua della corrente immessa in rete superiore ad 1 A, porti allo spegnimento entro 0,2 s dall'istante di innesco della condizione di guasto simulato.

   b) Nel dispositivo di misurazione della componente continua (p.es. trasformatore di corrente, o resistenza) viene impressa una corrente continua superiore a 1 A. Lo spegnimento deve avvenire entro 0,2 s dall'istante di applicazione della corrente di guasto.

6) Ripetere i passi 2), 3) e 4) con il convertitore operante rispettivamente al (66 ± 5) %, e (100 ± 5) % della potenza nominale, misurata in VA.

NOTA Per la misurazione dei tempi di intervento e la verifica dei livelli di corrente continua di guasto (> 1 A c.c.) o deriva (> 0,5 % In) simulati come specificato ai precedenti punti 5a e 4a è possibile utilizzare un analizzatore di rete con oscilloscopio integrato, oppure un oscilloscopio corredato di sonde di corrente adatte alla misurazione di componenti continue.

Bbis.9 Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione (UVRT capability)

Queste prove hanno come scopo di verificare che il sistema di accumulo, qualora utilizzato in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW, sia insensibile agli abbassamenti di tensione secondo il profilo tensione-tempo indicato nella Figura 71, in base a quanto riportato in 8.5.1.

In caso di certificazioni esistenti, tali certificazioni sono accettabili purché le prove siano state eseguite con metodi di prova equivalenti e requisiti più restrittivi.

In particolare, le prove dovranno verificare che siano soddisfatti i seguenti requisiti funzionali.

- nella zona tratteggiata di Figura 71 il sistema di accumulo non deve disconnettersi dalla rete. In questa zona è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione/assorbimento della potenza attiva e reattiva scambiata con la rete prima dell'insorgenza del guasto;
- nella zona sottostante (grigio) il sistema di accumulo può scollegarsi dalla rete;

– entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso entro +10 % e-15 % della tensione nominale, il sistema di accumulo deve riprendere l'erogazione/assorbimento della potenza attiva e reattiva scambiata con la rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del ±10 % della potenza nominale del convertitore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza scambiata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal sistema di accumulo).

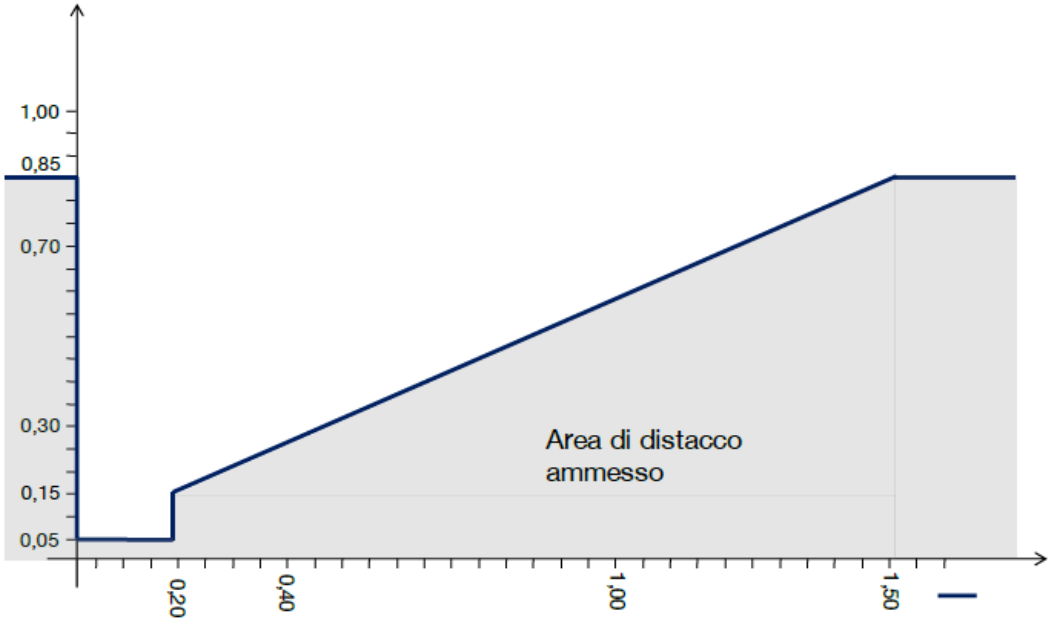


Figura 71 – Requisiti per UVRT

Bbis.9.1 UVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove

Lo scopo di queste prove è di verificare che il sistema di accumulo sia in grado di riconoscere correttamente gli abbassamenti transitori della tensione di rete e di superarli mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l'assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva "pre-transitorio" entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra l'85 % e il 110 % del valore nominale.

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le sequenze di test riportate in Tabella 38, da eseguire con il sistema di accumulo funzionante rispettivamente:

a) tra il 10 % ed il 30 % della P_{SMAX} e

b) al di sopra del 90 % della P_{SMAX}.

Per ognuna delle sequenze a) e b), prima di procedere alla simulazione dell'abbassamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 38, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min, compatibilmente con la propria capacità di accumulo in energia, o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

La protezione di interfaccia dovrà essere disabilitata oppure regolata al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova.

Il sistema di simulazione del guasto deve produrre gli abbassamenti di tensione con profilo riportato in Tabella 38 e secondo la Figura 71 in condizioni di funzionamento a vuoto.

In linea generale, a prescindere dal circuito di prova utilizzato, il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- Andamento temporale di potenza attiva P, potenza reattiva Q, tensioni di fase ai morsetti di uscita (Vr, Vs e Vt) e relative correnti di fase, come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ogni mezzo ciclo (10 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima dell'inizio della prova e termina almeno dopo 1 000 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva). Il transitorio di tensione finisce quando la tensione rientra stabilmente oltre l'85 % del valore di tensione nominale. Per le correnti di fase, oltre al valore rms mediato su un periodo si dovrà registrare e documentare anche il valore di picco per ciascuna fase.
- Nello stesso periodo di osservazione si dovranno riportare gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase (eventualmente con dettaglio ingrandito dell'andamento durante i fronti di salita e discesa di tensione).
- Nel rapporto di prova si dovrà descrivere anche il metodo di calcolo utilizzato per determinare la potenza, il fattore di potenza e la corrente reattiva.

Sarà quindi necessario effettuare almeno 12 sequenze di prova distinte, corrispondenti a 2 livelli di tensione residua da replicare per simulare i casi di guasti trifase simmetrici e bifase di tipo asimmetrico MT e BT. Ciascuna sequenza si dovrà poi ripetere con il sistema di accumulo operante a due livelli di potenza iniziale erogata (a: 10 % * P_{SMAX} ÷ 30 % * P_{SMAX}; b: > 90 % * P_{SMAX}).

Tabella 39 – Sequenze di test per verifica l'immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n	Durata [ms]	Forma (*)
1s – guasto simmetrico trifase	0,10 ± 0,05 (V_1/V_n)	200 ± 20	
1a – guasto asimmetrico bifase	0,10 ± 0,05 (V_1/Vn)	200 ± 20	
2s – guasto simmetrico trifase	0,25 ± 0,05 (V_2/V_n)	400 ± 20	
2a – guasto asimmetrico bifase	0,25 ± 0,05 (V_2/Vn)	400 ± 20	
3s – guasto simmetrico trifase	0,50 ± 0,05 (V_3/Vn)	850 ± 20	
3a – guasto asimmetrico bifase	0,50 ± 0,05 (V_3/V_n)	850 ± 20	
4s – guasto simmetrico trifase	0,75 ± 0,05 (V_4/Vn)	1 300 ± 20	
4a – guasto asimmetrico bifase	0,75 ± 0,05 (V_4/V_n)	1 300 ± 20	
5 – guasto asimmetrico bifase in BT	0,10 ± 0,05 (V_5/V_n)	200 ± 20	
6 – guasto asimmetrico bifase in BT	0,50 ± 0,05 (V_6/V_n)	850 ± 20	

(*) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (simulatore o rete di impedenze), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata inferiore a 10 ms.

Bbis.9.2 Circuiti di prova – requisiti

Requisiti generali:

- il circuito di prova utilizzato deve consentire la esecuzione di ciascuna sequenza in modo tale che il gradino di tensione risultante da ognuna delle 6 sequenze indicate in Tabella 39 sia indipendente dall'angolo di fase della tensione di rete;
- il circuito di prova non deve causare interruzioni oppure irregolarità al profilo di tensione e di potenza durante l'esecuzione di ciascuna sequenza.

Bbis.9.2.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

Le prove possono essere effettuate utilizzando ad esempio il circuito di prova riportato in Figura 72. Gli abbassamenti di tensione sono riprodotti da un circuito che simula un cortocircuito collegando le 3 oppure le 2 fasi a terra tramite una impedenza (Z_2), oppure collegando le 3 o 2 fasi insieme tramite la stessa impedenza. Gli interruttori S_1 e S_2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

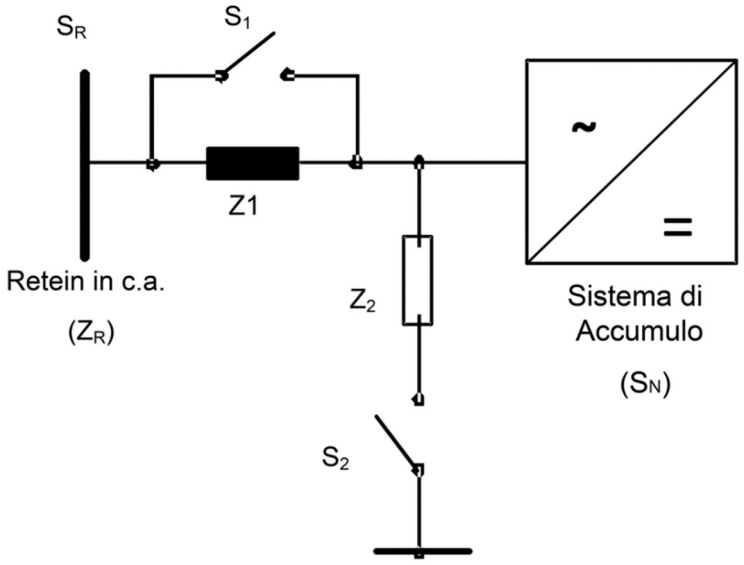


Figura 72 – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

Per il dimensionamento del circuito di prova valgono le seguenti considerazioni:

- L'impedenza Z1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova (limitazione della corrente di cortocircuito). Il dimensionamento di Z1 deve essere tale da consentire di avere una corrente massima di cortocircuito pari a 800 A per fase (in particolare nel caso peggiore, e cioè con tensione residua 5 % * Vn).
- Un interruttore di bypass S1 viene solitamente impiegato per evitare il surriscaldamento della impedenza serie Z1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza.
- La caduta di tensione viene creata collegando a terra o verso un'altra fase l'impedenza Z2 tramite l'interruttore S2. Il valore di Z2 deve essere calcolato per produrre una tensione ai suoi capi pari ai valori di tensione residua specificati in Tabella 39 (condizioni a vuoto).
- Come rete c.a. si intende rete trifase in bassa tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di allaccio MT e successivo trasformatore.
- La chiusura e apertura dell'interruttore S2 determina la durata degli eventi di abbassamento della tensione, pertanto il suo controllo deve essere accurato sia nelle simulazioni di guasti bifase che in quelli trifase. L'interruttore può essere ad esempio un contattore di calibro adeguato.
- In assenza del sistema di accumulo, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 73. La durata del transitorio di abbassamento della tensione deve essere misurata dall'istante di chiusura a quello di riapertura dell'interruttore S2. Le tolleranze tratteggiate in Figura 73 tengono conto degli scostamenti e ritardi nei tempi di chiusura e apertura del dispositivo e della pendenza di discesa e salita della tensione. Eventuali scostamenti rispetto al grafico riportato sotto vanno adeguatamente documentati e giustificati nel rapporto di prova.

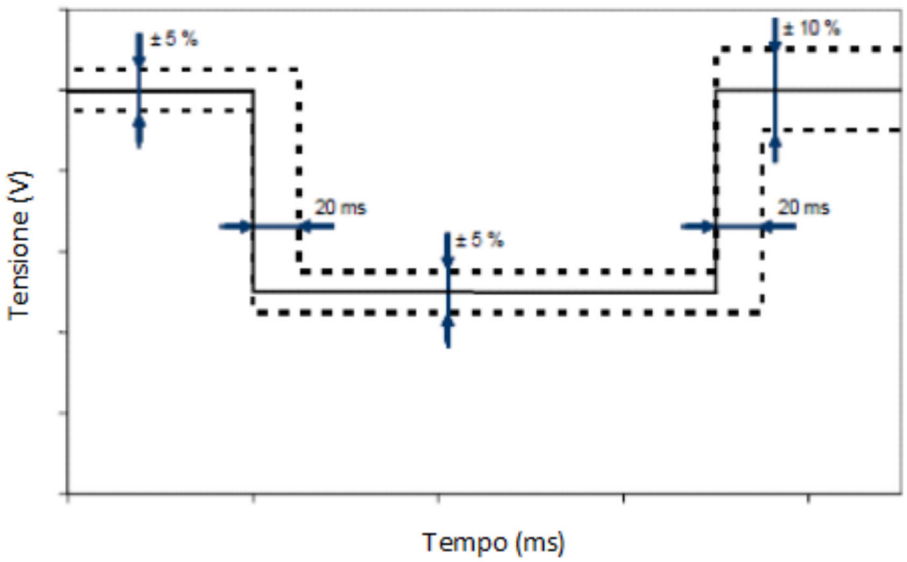


Figura 73 – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)

Bbis.9.2.2 Metodi di prova alternativi – simulatore di rete

Sono ammessi circuiti di prova alternativi e in particolare i simulatori di rete (Figura 74).

Qualora si utilizzi un simulatore di rete, di potenza adeguata e comunque almeno pari a 0,9 * S_n, dove S_n è la potenza nominale del convertitore, quest'ultimo deve:

1) garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni;
2) essere fornito delle impedenze Z1, Z2 e Z3, ZN in modo da riprodurre le componenti ohmica e induttiva della impedenza di cortocircuito tipiche della rete;
3) essere in grado di riprodurre tensioni di fase e relativi angoli di sfasamento analoghi a quelli che si producono sul lato BT dei trasformatori in ragione del gruppo vettoriale (tipicamente Dy), in presenza di guasti asimmetrici bifase presenti sul lato MT (lato rete pubblica).

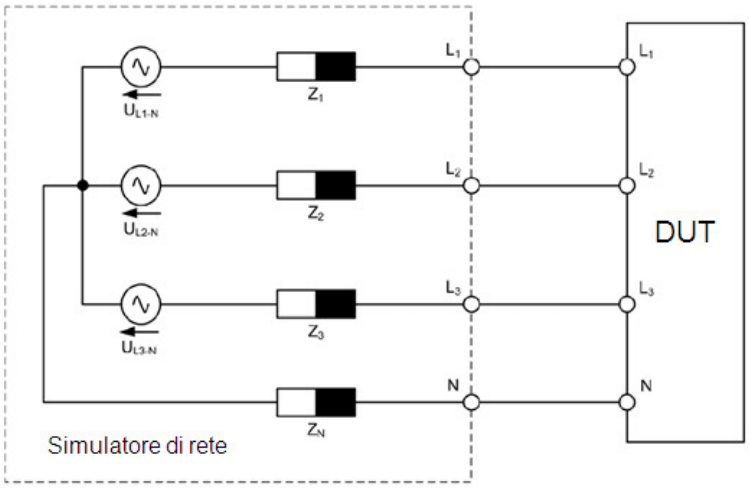
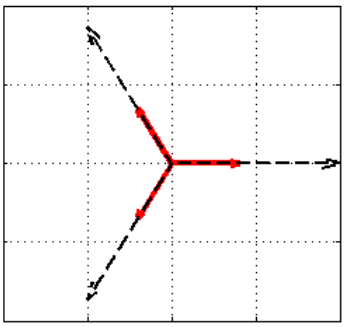


Figura 74 – Utilizzo di simulatore di rete

La sorgente simulata dovrà riprodurre sia le condizioni stazionarie che quelle dinamiche necessarie per garantire la rispondenza dei test alle condizioni reali di utilizzo del sistema di accumulo.

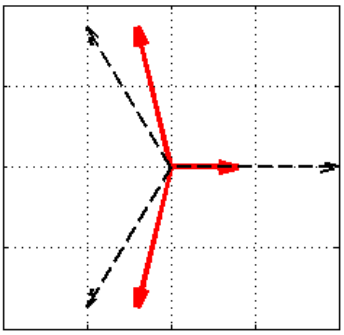
Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tabella 39, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in bassa, media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono tre:

1) guasto simmetrico trifase (Tabella 39, Prove No. 1 e 2)



2) guasto asimmetrico bifase (Tabella 39, Prove No. 3 e 4)

   Un guasto in MT, che provoca in BT una variazione oltre che di ampiezza anche della relazione di fase delle tensioni (il caso considerato prevede la presenza di un trasformatore Dy in cabina secondaria).

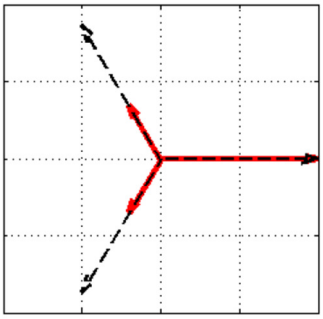


   Durante il guasto asimmetrico bifase, l'ampiezza residua delle 3 tensioni e gli sfasamenti tra le fasi dovranno essere conformi ai valori riportati nella tabella seguente.

Tabella 40 – Vettori di fase BT in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario di un trasformatore Dy in cabina secondaria

Prova No.	V/Vn	Tensioni fase-terra			Angoli di fase		
		$u_1/u_{1,n}$	$u_2/u_{2,n}$	$u_3/u_{3,n}$	φ_{u1}	φ_{u2}	φ_{u3}
1a	0,10 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,10 ± 0,05	27°	-147°	120°
2a	0,25 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,25 ± 0,05	22°	-142°	120°
3a	0,50 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,50 ± 0,05	14°	-134°	120°
4a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	- 127°	120°
condizioni normali	1	1	1	1	0°	-120°	120°

3) guasto asimmetrico bifase in BT (Tabella 39, Prove No. 5 e 6)



Queste alterazioni si propagano sulle linee di distribuzione in bassa tensione con valori di ampiezza delle singole tensioni ed angolo di fase che sono dipendenti dalle caratteristiche dei trasformatori presenti nella cabina di distribuzione, in particolare gruppo vettoriale ed impedenza.

Pertanto, al fine di simulare correttamente gli effetti prodotti dall'insorgenza dei guasti bifase sul lato bassa tensione della linea, occorre riprodurre tramite il simulatore le condizioni che si producono sulle linee BT quando il guasto viene indotto sulla tratta MT della linea di distribuzione, incluse le alterazioni della relazione di fase in presenza di guasti asimmetrici bifase.

Bbis.10 Verifica della insensibilità alle richiusure automatiche in discordanza di fase

Questo tipo di test può essere eseguito secondo due modalità:

1) con il sistema di accumulo connesso ad una rete simulata (Bbis.10.1);
2) con il sistema di accumulo connesso alla rete di distribuzione (Bbis.10.2 e in alternativa Bbis.10.3).

Il sistema di accumulo non deve danneggiarsi a seguito delle prove. Sono ammessi lo spegnimento e lo scatto di eventuali protezioni.

Bbis.10.1 Test su rete simulata

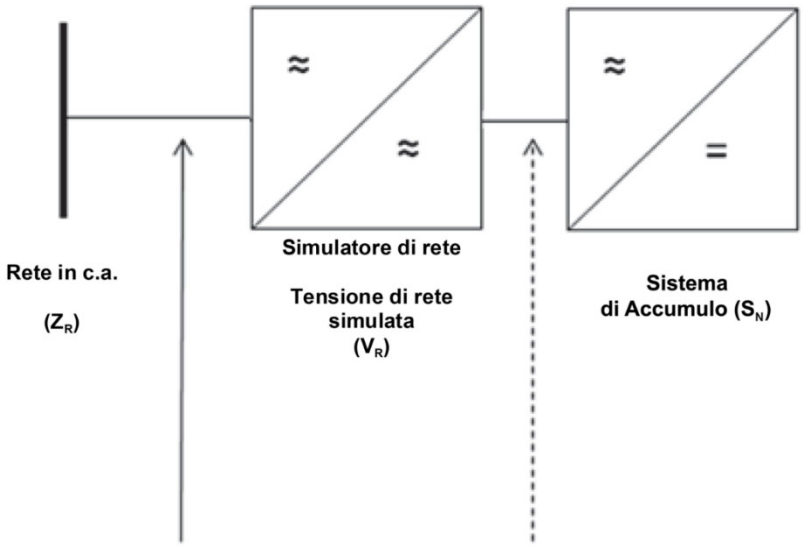


Figura 75 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite simulatore di rete

Con riferimento allo schema riportato in Figura 75 – utilizzo di rete simulata:

- il simulatore di rete dovrà essere in grado di produrre salti di fase della tensione ai morsetti di uscita dell'inverter rispettivamente di 90° e di 180°;
- sistema di accumulo dovrà funzionare ad un livello di potenza compatibile con le caratteristiche del circuito di prova e con fattore di potenza unitario (cos φ = 1);
- VR: tensione di rete simulata.
- Il sistema di accumulo va portato in funzionamento alla piena potenza disponibile in scarica. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min, compatibilmente con la capacità in energia dell'EESS, o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Al termine del periodo di stabilizzazione si dovranno effettuare in sequenza 2 prove, inducendo un transitorio che produca repentinamente un angolo di sfasamento sulla tensione di rete simulata V_R pari a 90° ed a 180°.

Nel test report vanno indicati per ciascuna delle due sequenze di test:

- l'angolo fra la tensione prima e dopo il salto di fase, con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente del sistema di accumulo su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete simulata.

Bbis.10.2 Test su rete di distribuzione tramite trasformatore di accoppiamento

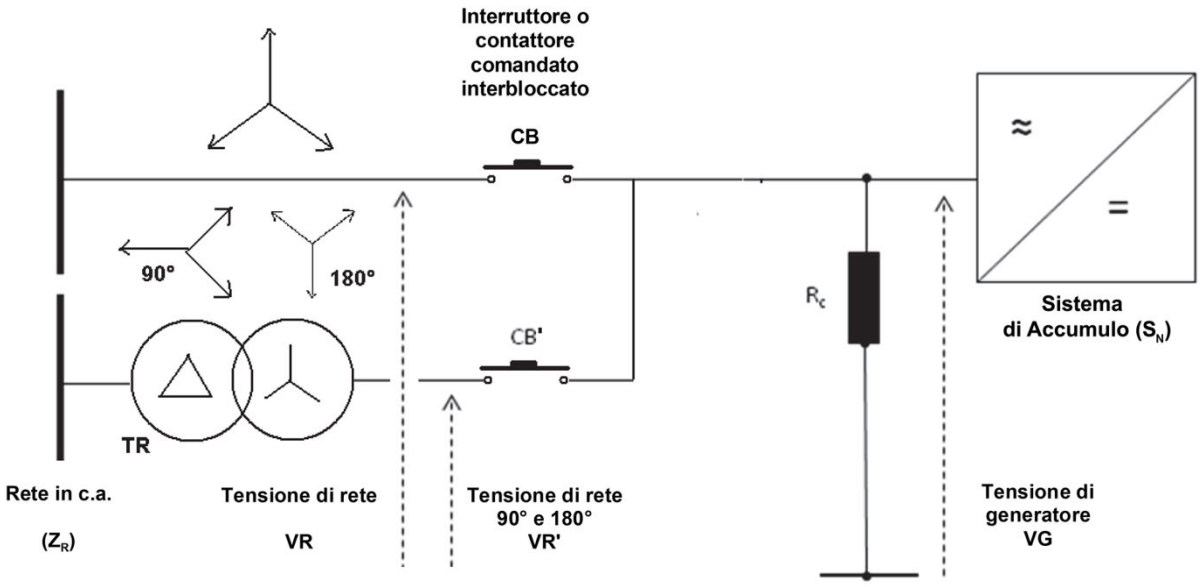


Figura 76 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento

Con riferimento allo schema riportato in Figura 75 - circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento:

- TR: trasformatore da configurare YYn o DYn in funzione della prova da effettuare.
- Sistema di accumulo: EESS in funzionamento alla P_{SMAX}, o alla potenza nominale dell'inverter (P_{NINV}) nel caso di sistemi di accumulo integrati, con fattore di potenza unitario (cosφ = 1).
- Rc: carico resistivo zavorra, di potenza pari alla potenza nominale dell'inverter.

- VR: tensione della rete di distribuzione.
- VR': tensione sfasata rispetto alla rete di distribuzione di 90° e 180° in funzione della prova da effettuare.
- VG: tensione applicata al sistema di accumulo.

Il contattore CB è chiuso, il contattore CB' è aperto.

Il sistema di accumulo va portato in funzionamento alla piena potenza disponibile. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min, compatibilmente con la capacità in energia dell'EESS, o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Si verifichi che, per almeno 1 min, la corrente attraverso l'interruttore CB sia inferiore al 2 % della corrente nominale. Il valore misurato va riportato nel test report.

Quindi aprire il contattore CB e chiudere il contattore CB', in modo coordinato e istantaneo (a meno della differenza sui tempi di apertura e chiusura). La resistenza di zavorra attenua i transitori elettrici sull'uscita dell'inverter ed impedisce che l'inverter si scolleghi dalla rete.

Lo spegnimento del sistema di accumulo o l'intervento delle protezioni possono avvenire solo a valle della completa chiusura del contattore CB'.

Vanno effettuate 2 prove, con angolo di sfasamento alla chiusura rispettivamente pari a 90° a ed a 180°. A tal fine il gruppo vettoriale del trasformatore TR va riconfigurato in modo opportuno.

Nel test report vanno indicati:

- l'angolo fra le 2 tensioni misurate con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente del sistema di accumulo a seguito della chiusura, rilevata su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete.

Bbis.10.3 Test su rete di distribuzione, simulazione della deriva di frequenza

Con riferimento allo schema riportato in Figura 77:

- CB: interruttore comandato o contattore. Il potere di chiusura, per entrambi, deve essere adeguato. Il tempo di chiusura deve essere noto e stabile.
- Sistema di accumulo: EESS in funzionamento alla PSMAX, o alla potenza nominale dell'inverter (PNINV) nel caso di sistemi di accumulo integrati, con fattore di potenza unitario ($\cos\varphi = 1$).
- Rc: carico resistivo zavorra, di potenza pari alla potenza nominale dell'inverter.
- Zc: carico reattivo di deriva. Zc sarà dimensionato per assorbire una corrente reattiva di ordine pari all'1 % di quella nominale dell'inverter. Il valore effettivo, e la natura capacitiva o induttiva saranno comunque concordati con il costruttore del sistema di accumulo e riportati nel test report.
- VR: tensione della rete di distribuzione.
- VG: tensione del sistema di accumulo in isola sul carico zavorra.

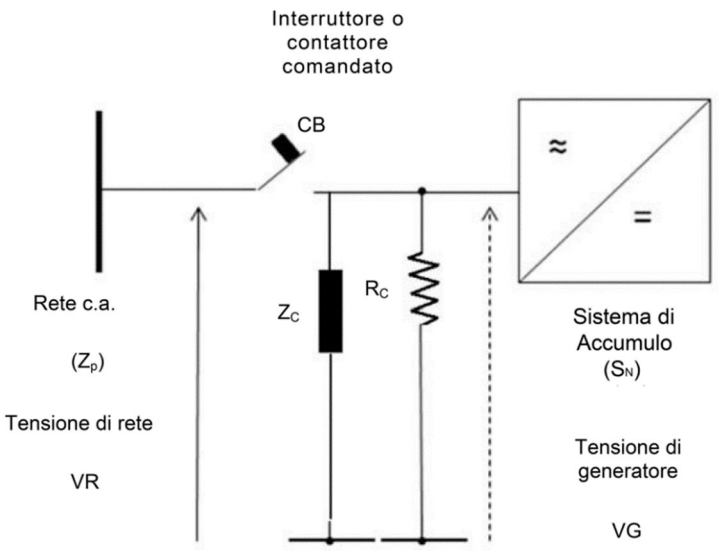


Figura 77 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase. Collegamento diretto alla rete di distribuzione e simulazione della deriva di frequenza

Il sistema di accumulo va portato in funzionamento alla piena potenza disponibile in immissione. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 min o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Poiché il funzionamento in isola degli inverter per connessione alla rete non è previsto, per l'esecuzione di questa prova potrebbe essere necessario alterare alcuni parametri di controllo e regolazione.

Nel caso di sistemi di accumulo integrati con generatori FV, l'algoritmo MPPT del generatore va disabilitato.

Qualsiasi protezione interna contro la perdita di rete diversa da quelle descritte nella presente norma, per esempio basata sulla misura dell'impedenza, salto di fase, ecc., va esclusa, come pure le protezioni e i controlli in frequenza che possano distaccare il sistema di accumulo.

Si verifichi che, per almeno 1 min, la corrente attraverso l'interruttore CB sia inferiore al 2 %. Il valore misurato va riportato nel test report.

Si apra l'interruttore CB. A questo punto la frequenza dell'inverter deriva con dinamica dipendente dai parametri e dalla tecnologia dell'inverter sottoposto al test. Il carico Zc contribuisce a rendere il sistema instabile e potrebbe risultare non indispensabile per l'esecuzione della prova.

Il setup deve garantire che la deriva di frequenza sia sufficientemente lenta da permettere l'osservazione della differenza di fase tra rete e uscita dell'inverter attraverso un oscilloscopio con misura a canali isolati.

Vanno effettuate 2 prove, con angolo di sfasamento alla chiusura rispettivamente pari a 90° ed a 180°.

Il sistema di accumulo non deve danneggiarsi a seguito delle prove. Sono ammessi lo spegnimento e lo scatto di eventuali protezioni.

Nel test report vanno indicati:

- l'angolo fra le 2 tensioni misurate con uno strumento avente errore di 1°;
- la corrente dell'EESS a seguito della chiusura, rilevata su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete.

Allegato Bter
(normativo)

Conformità dei gruppi di generazione sincroni e asincroni

Bter.1 Esecuzione delle prove

Le prove sui generatori rotanti sono tipicamente eseguite da laboratori accreditati ACCREDIA (o equivalenti) secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025, che posseggono nel proprio campo di accreditamento il riferimento alla presente norma.

Le prove possono essere eseguite in campo, presso i Costruttori oppure direttamente presso la struttura del laboratorio accreditato. Qualora le prove siano realizzate in campo oppure presso i Costruttori, è necessario che il laboratorio possieda nel proprio campo di accreditamento il riferimento alla presente norma in categoria III.

In alternativa le prove possono essere eseguite sotto la supervisione diretta di un ente di certificazione accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17065, il quale è responsabile per la verifica della correttezza delle procedure applicate, della formazione del personale e della idoneità e taratura della strumentazione utilizzata.

Le prove su rete pubblica possono essere eseguite solo a seguito di accordo con il gestore della rete. Il distributore qualora autorizzi le prove, potrà chiedere la posa di analizzatori di rete installati in prossimità del punto di consegna dell'energia, atti a verificare che le grandezze elettriche siano compatibili con i parametri di prova concordati.

Le misure devono essere eseguite ai terminali del generatore.

Il gruppo di generazione può essere considerato come definito nei seguenti componenti principali:

- Generatore
- Regolatore di tensione del generatore (non applicabile per generatori asincroni)
- Motore primo
- Sistema di controllo del motore primo
- Eventuali sistemi aggiuntivi atti al controllo della potenza reattiva
- Sistemi ausiliari

Per Motore Primo si intenda la sorgente di potenza meccanica del gruppo di generazione.

Alcune semplificazioni al processo di prova sono applicabili nel caso di famiglie di generatori rotanti. Per famiglie di generatori rotanti, inclusivi delle sorgenti di potenza, si intende un insieme di generatori (“sottosistema di generatori”) e di motori (“sottosistema di motori”) con la stessa tipologia/tecnologia, eventualmente con lo stesso numero di fasi, differenziati tra loro esclusivamente per il diverso dimensionamento in tensione e/o corrente e/o potenza, e che condividano lo stesso sistema di eccitazione (stesso regolatore di tensione e stesso disegno dell’eccitazione PMG, AREP,etc.) del generatore e lo stesso sistema di controllo del motore primo (nelle loro componenti hardware e software), con i trasduttori dimensionati in funzione delle diverse taglie di potenza.

Una schematizzazione è riportata nella figura seguente.

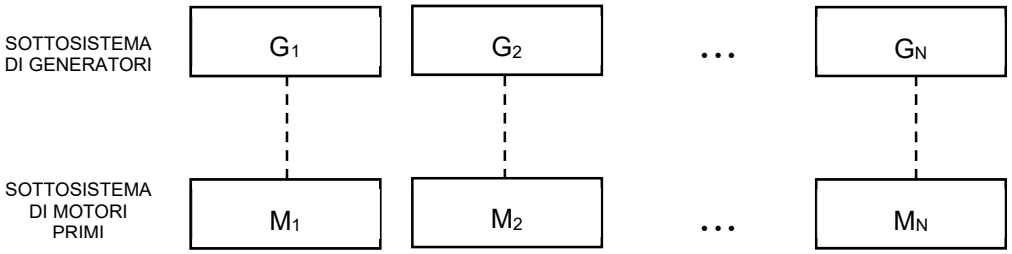


Figura 78 – Schematizzazione per famiglie per gruppi di generazione rotanti

La famiglia di sistemi di generatori indicata può essere interamente caratterizzata sottoponendo ad una sessione di prove completa secondo l'allegato Bter il generatore G_N-M_N e il generatore G_1-M_1. La dimostrazione di conformità dei due estremi della famiglia implica la conformità di ogni elemento della famiglia. In alternativa i test possono essere eseguiti su di un gruppo di generazione rappresentativo ed in questo caso gli esiti dei test saranno rappresentativi di una famiglia di gruppi simili con potenza compresa fra Pgen/V10 (radice 10) < Pgentestato < Pgen*V10 (radice 10). Il costruttore fornisce opportuna descrizione del perché i gruppi di generazione possano essere considerati una famiglia.

Possono inoltre essere applicate delle procedure semplificate di verifica per configurazioni derivate (varianti) da un generatore già precedentemente valutato in accordo all'allegato Nter. In funzione del tipo di modifica apportata, il nuovo gruppo di generazione può essere testato applicando un sottoinsieme delle prove indicate nel presente allegato.

Ad esempio è possibile che venga associato ad un motore primo un diverso generatore (per esempio un generatore con differente sistema di eccitazione), ma che il resto del sistema resti identico in termini di componenti fisiche. Questo può essere considerato una variante rispetto a quella sottoposta a prova di tipo e comporta la necessità di ripetere alcune delle prove.

Qui di seguito vengono riassunte le prove che dovranno essere ripetute in funzione della variante considerata.

Tabella 41 – Prove addizionali in caso di variante

Articoli applicabile	Generatore	Regolatore di tensione (solo generatori sincroni)	Sistemi alternativi controllo reattiva	motore primo	controllore motore primo
Bter.3	X				
Bter.4	X			X limitatamente alla frequenza	
Bter.5				X	X
Bter.6	X	X	X(****)		
Bter.7				X	X
Bter.8	X(*)	X(**)		X(**)	X(***)

X(*) Richiesta qualora le caratteristiche ed il disegno del generatore siano consistentemente diverse da quello originalmente testato per esempio il sistema di eccitazione abbia differente tecnologia (PMG, shunt+booster, AREP), la costruzione adotti criteri diversi (diverso tipo di ventilazione, fabbricazione), l'inerzia del generatore vari di oltre il 5%.

X(**) Richiesta qualora la variazione dell'inerzia sia differente di oltre il 5%, gli attuatori abbiano costanti di tempo differenti [superiori]

X(***) Non richiesta qualora il controllore reagisca e gli attuatori associati reagiscano in tempi compatibili col buco di tensione.

X(****) I sistemi di controllo esterni potrebbero essere testati utilizzando standard di prodotto qualora disponibili.

Bter.2 Elenco delle prove e condizioni di riferimento

Il gruppo di generazione dovrà essere dotato di marcatura CE.

In particolare, dovranno essere prodotti i fascicoli tecnici richiesti per valutare la conformità agli aspetti di Compatibilità Elettromagnetica e di Sicurezza Elettrica.

Inoltre, lo stesso dovrà aver superato con esito positivo le seguenti prove dove applicabili.

Bter.3 Misure per la qualità della tensione;

Bter.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;

Bter.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;

Bter.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;

Bter.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;

Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)

NOTA Le prove EMC devono essere svolte presso laboratori accreditati o, in alternativa, presso il Cliente, tramite prove eseguite sull'insieme del gruppo di generazione dal laboratorio accreditato oppure sotto la sorveglianza di un ente di certificazione accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065". La Norma EN 55016-2-3 fornisce delle indicazioni per la misura dei disturbi elettromagnetici in presenza di emissioni ambientali.

Le prove, qualora effettuate in ambiente di laboratorio, dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tabella 42. Il laboratorio di prova dovrà avere una sorgente di alimentazione in grado di gestire la massima corrente erogata dal generatore anche in condizioni di corto circuito,

Tenuto conto della difficoltà di effettuare prove in ambienti le cui condizioni climatiche siano controllate, sono ammesse deviazioni delle condizioni ambientali (temperatura, pressione e umidità) rispetto ai valori di riferimento riportati in Tabella 42, purché opportunamente documentati nel rapporto o nei rapporti di prova.

Tabella 42 – Condizioni di Riferimento in Laboratorio

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25°C ± 5°C
Pressione atmosferica	96kPA ± 10kPa
Umidità relative	65%RH ± 10%RH
Posizione apparecchiatura	Secondo qunado dishirato del costuttore
Frequenza	50 Hz (nel campo 47,5 Hz – 51,5 Hz,ove applicabile)
Forma d'onda ddella tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

Qualora le prove siano effettuate in campo, nelle condizioni ambientali reali di utilizzo dei generatori non è possibile garantire la stabilità e uniformità delle condizioni ambientali nell'ambito della stessa prova, tra prove effettuate in sequenza ovvero così come tra prove diverse effettuate sullo stesso generatore o su generatori diversi realizzate in luoghi e intervalli temporali differenti.

Per tutti questi casi vale quanto riportato in precedenza. Il rapporto di prova dovrà riportare il valore medio delle "grandezze di influenza" riportate in Tabella 42 rilevato durante l'intervallo temporale di osservazione per ciascuna prova.

Qualora nel testo del presente allegato si faccia riferimento ad una norma datata, si applica esclusivamente l'edizione esplicitamente indicata. Qualora si faccia riferimento ad una norma non datata, si applica l'ultima edizione del documento citato.

Le prove descritte nel seguito si possono ricondurre a due categorie principali di generatori rotanti, generatori sincroni e generatori asincroni.

I laboratori accreditati preposti alle verifiche come descritto in Articolo Bter.1 potranno valutare eventuali test report emessi da laboratori accreditati alla esecuzione di prove secondo le procedure stabilite in altre normative riconosciute (per esempio i laboratori accreditati EN ISO/IEC 17025 alle procedure FGW-TR3) al fine di poterli utilizzare per la dichiarazione di conformità ai presenti requisiti; i test eseguiti siano equivalenti o siano più stringenti rispetto a quelli previsti nel presente allegato.

Bter.3 Misure per la qualità della tensione

Il gruppo di generazione dovrà essere dotato di marcatura CE. Inoltre, lo stesso dovrà aver superato con esito positivo le seguenti prove (tra parentesi è indicata la norma CEI di riferimento per le prove):

a) limiti di emissione armonica, per la classe A (CEI EN 61000-3-2 o CEI EN 61000-3-12); esse dovranno essere ripetute in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della potenza nominale);
b) per dispositivi con correnti di fase superiori a 75 A è possibile effettuare le prove di emissione armonica, con gli stessi criteri previsti dalla CEI EN 61000-3-12;
c) limiti delle fluttuazioni di tensione e flicker (CEI EN 61000-3-3 o CEI EN 61000-3-11); esse dovranno essere ripetute in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della potenza nominale);

Qualora sussistano dei limiti tecnologici che impediscano il raggiungimento delle soglie di potenza indicate, queste potranno essere modificate per riflettere tali limitazioni.

Limitatamente ai soli generatori eolici, il contributo armonico, il flicker e le fluttuazioni di tensione dovute a manovre di sincronizzazione e disconnessione devono essere valutate in conformità alla norma IEC 61400-21.

Bter.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

Il presente articolo descrive le modalità di verifica delle capacità dei gruppi di generazione in frequenza e tensione, come richiesto in CEI 0-21 Paragrafo 8.4.4.

I range di tensione e frequenze sono i seguenti:

$$85\%Vn \leq V \leq 110\%Vn$$

$$47{,}5\ Hz \leq f \leq 51{,}5\ Hz$$

Tuttavia si considerano applicabili ai fini dei test i limiti come descritti dalla norma di prodotto IEC 60034. In questo caso i limiti di tensione da considerare sono estesi alla zona B descritta nei corrispondenti grafici.

I range di tensione e frequenze estesi alla zona B sono i seguenti:

Tensioni

Generatori sincroni $92\%Vn \leq V \leq 108\%Vn$

Generatori asincroni $90\%Vn \leq V \leq 110\%Vn$

Frequenze

$$47{,}5\ Hz \leq f \leq 51{,}5\ Hz$$

Il rapporto V/f deve rispettare i rispettivi diagrammi estesi alla Zona B come indicati nelle Figure 11 e 12 di IEC 60034-1.

Per il gruppo di generazione dovranno essere previste due prove come di seguito descritto:

Punti di prova per i generatori sincroni

$$V=92\%*Vn;\ f=47{,}5Hz;$$

$$V=108\%*Vn;\ f=51.5Hz;$$

Punti di prova per i generatori asincroni

$$V=90\%*Vn;\ f=47{,}5Hz;$$

$$V=110\%*Vn;\ f=51.5Hz;$$

Le prove avranno durata pari a 30 minuti ciascuna. Durate di tempo inferiori sono ammissibili solo qualora la durata temporale del test non abbia influenza sul risultato della prova.

Qui di seguito sono elencate varie possibilità per testare il gruppo di generazione con la finalità di rendere tali test accessibili alle varie tecnologie considerate, ciascuna con le proprie limitazioni, e ad ogni livello di potenza dei gruppi di generazione considerati.

Durante le prove si dovranno registrare la frequenza, la tensione e la potenza attiva rilevate ai morsetti di uscita del generatore con una cadenza di almeno 1 campione (valore medio, ad esempio su una finestra di 200ms, 10 cicli) al secondo.

Prima dell'inizio della verifica il gruppo di generazione dovrà funzionare in modo normale. Il gruppo di generazione dovrà mantenere le proprie condizioni normali durante e dopo i test funzionando in modo stabile.

Bter.4.1 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza dei gruppi di generazione su rete simulata

Il gruppo di generazione sarà testato come assieme.

La potenza e il fattore di potenza a cui verrà condotta la prova verranno definiti dal costruttore, per esempio la potenza nominale.

Il gruppo di generazione funzionerà controllando la potenza attiva e reattiva per i generatori sincroni e solo la potenza attiva per i generatori asincroni.

Il simulatore di rete dovrà avere taglia uguale o superiore alla potenza massima impiegata durante la prova.

Bter.4.2 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza in sito tramite sorgente di alimentazione esterna

Il gruppo di generazione sarà testato come assieme.

Dovranno essere eseguite le prove descritte nel paragrafo precedente.

Le prove avranno durata pari a 30 minuti ciascuna. Durate di tempo inferiori sono ammissibili solo qualora la durata temporale del test non abbia influenza sul risultato della prova.

La potenza e il fattore di potenza a cui verrà condotta la prova verranno definiti dal costruttore, per esempio la potenza nominale.

La configurazione di test così come il dimensionamento dell'alimentazione esterna dovrà essere discussa e preparata con l'istituto di prova.

In particolare le modalità di sincronizzazione e presa di carico.

Il gruppo di generazione funzionerà controllando la potenza attiva e reattiva per i generatori sincroni e solo la potenza attiva per i generatori asincroni.

L'alimentazione utilizzata durante i test dovrà avere potenza uguale o superiore alla potenza massima impiegata durante la prova. L'alimentazione esterna dovrà essere in grado di variare tensione e frequenza.

Bter.4.3 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza in sito con gruppo di generazione in funzionamento isolato (esclusi generatori asincroni)

Il gruppo di generazione sarà testato come assieme.

Il gruppo di generazione funzionerà in comportamento isolato dalla rete controllando la frequenza e la tensione.

Il gruppo di generazione potrà essere eventualmente testato con l'interruttore di macchina aperto.

Dovranno essere eseguite le prove descritte nel paragrafo precedente.

Le prove avranno durata pari a 30 minuti ciascuna. Durate di tempo inferiori sono ammissibili solo qualora la durata temporale del test non abbia influenza sul risultato della prova.

In questa configurazione le frequenze e le tensioni previste saranno impostate sullo stesso gruppo di generazione.

Bter.4.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza per i singoli componenti del Gruppo di Generazione

La verifica consiste perciò nel comprovare che i singoli componenti possano funzionare nel campo di frequenze e tensioni previste e l'assieme dei singoli componenti possa anch'esso funzionare nelle frequenze e tensioni previste.

Il costruttore deve identificare i componenti del proprio gruppo di generazione sensibili alle variazioni di frequenza e tensioni e rilevanti per il normale funzionamento del gruppo di generazione stesso.

In ogni caso il generatore e il motore primo del gruppo di generazione dovranno essere considerati durante la verifica.

La verifica si svolgerà sulle singole componenti del gruppo di generazione identificate dal costruttore.

Potrà essere dimostrata la rispondenza ai requisiti eseguendo le verifiche come descritte nel seguito sui singoli componenti.

Questo metodo può essere utilizzato per la verifica dei requisiti anche in caso di varianti dove, per esempio, diversi generatori vengono associati ad un certo motore primo.

Bter.4.4.1 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza dei generatori sincroni

Si dovrà verificare che il generatore sia in grado di funzionare come minimo per i due punti di prova descritti nei paragrafi precedenti (Paragrafo Bter.4). Le prove avranno durata pari a 30 minuti ciascuna o dovranno dimostrare la capacità del generatore a funzionare per 30 minuti ai limiti estremi.

In aggiunta alle prove secondo EN 60034, dovranno essere eseguite le prove a vuoto, alle tensioni e frequenze previste nei punti di prova, e le prove in marcia meccanica e in corto circuito ai limiti di frequenza previsti nei punti di prova.

Il generatore potrà essere testato su banco di prova associandolo ad un motore, per esempio presso il costruttore del generatore.

La potenza minima del motore associato al generatore dovrà consentire le prove secondo le modalità indicate.

Durante e dopo le prove il generatore non dovrà manifestare danneggiamenti o criticità quali per esempio rotture meccaniche, alte vibrazioni, alte temperature, etc..

Bter.4.4.2 Prove su generatori rotanti asincroni

Valgono i criteri descritti nel precedente paragrafo.

La prova viene eseguita considerando separatamente i contributi del generatore e del motore primo.

Per quanto riguarda il generatore, questo può essere testato, come motore, collegandolo ad una sorgente di alimentazione a tensione e frequenza variabile. La sorgente di tensione e frequenza avrà un limite di contributo THD in linea con i requisiti di rete o inferiore. Qualora la fonte di alimentazione generi un inquinamento armonico superiori ai valori tipici di THD di rete (e.g. la sorgente di alimentazione è un inverter), ci si può aspettare un incremento superiore delle temperature sul gruppo. Per verificare le perdite addizionali è possibile comparare le perdite a frequenza nominale con il gruppo di generazione collegato alla rete e quelle con il gruppo di generazione alimentato tramite inverter. Altri metodi sono utilizzabili, se equivalenti.

Bter.4.4.3 Verifiche sul motore primo

Il costruttore dovrà portare evidenza della capacità del motore primo di poter raggiungere i limiti di frequenza previsti.

Il motore primo potrà essere testato in frequenza sul banco di prova del costruttore.

Il motore primo potrà inoltre essere testato in sito.

Qualora ci siano ragionevoli impedimenti allo svolgimento delle prove, il costruttore potrà portare evidenza delle capacità di raggiungere le frequenze limite tramite documentazione eventualmente associata a prove, previo accordo con l'operatore di rete.

Bter.4.4.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza dei sistemi ausiliari del gruppo di generazione

Per i componenti ausiliari rilevanti per il funzionamento del gruppo di generazione e sensibili alla tensione e frequenza, il costruttore dovrà fornire data sheet ed informazioni che dimostrino il corretto funzionamento per i punti di prova considerati o di quali contromisure sono prese per evitare lo spegnimento del gruppo di generazione.

Bter.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico

NOTA Le procedure descritte non sono applicabili per quei generatori che usano il generatore elettrico come motore di lancio per il motore primo.

Bter.5.1 Verifica delle condizioni di sincronizzazione

La prova ha lo scopo di verificare che il dispositivo di controllo del generatore abiliti il parallelo e la sincronizzazione alla rete solo quando sono verificate entrambe le seguenti condizioni:

- tensione di rete stabilmente compresa tra 85% e 110 % di Un; frequenza compresa tra 49,90Hz e 50,10Hz (regolazione di default, campo di regolazione compreso tra 49 Hz e 51 Hz).
- tempo minimo di permanenza di tensione/frequenza nei limiti di cui sopra prima di abilitare il parallelo pari a:
  - T=30s, nei casi di partenza degli impianti, oppure alla riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, alla ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni SPI.
  - T=300s, in caso di rientro a seguito intervento della protezione di interfaccia (tempo regolabile a step di 5s, nel campo 0s-900s).

I generatori sincroni ed i generatori asincroni autoeccitati (generatori asincroni in grado di generare tensione ai propri terminali a vuoto) sono dotati di sistema di sincronizzazione che regola la tensione, la frequenza e l'angolo di sfasamento e permettono la sincronizzazione solo quando le differenze di tensione, frequenza ed angolo restano all'interno di intervalli definiti.

I sincronizzatori possono includere i limiti di tensione e frequenza sopra indicati nella loro programmazione o può essere installato un dispositivo esterno che inibisca la sequenza di sincronizzazione qualora la tensione e la frequenza di rete siano al di fuori dell'intervallo o la stessa logica può essere realizzata nel sistema di controllo del gruppo di generazione.

Bter.5.1.1 Procedura per la verifica delle condizioni di sincronizzazione

Questa procedura può essere adottata anche in caso di verifica separata del solo sistema di controllo (certificazione del componente).

Quanto descritto nel seguito si riferisce sia a prove svolte su rete simulata che a prove svolte in campo, per esempio durante la messa in servizio del gruppo di generazione.

Nel caso sia utilizzato un simulatore di rete, vengono modificate la tensione e la frequenza di alimentazione del generatore.

Nel caso invece il generatore sia connesso alla rete pubblica, non potendo influenzare la tensione e la frequenza di rete, le condizioni di tensione e frequenza al di fuori dell'intervallo consentito alla sincronizzazione verranno simulate modificando i parametri di controllo e/o le soglie di lavoro (tensione e frequenza). La modifica dei parametri di tensione e frequenza, qualora venga eseguita sul sistema di controllo, non deve comportare cambiamenti al firmware di controllo del generatore.

La procedura prevede i seguenti passi:

a) si effettui l'accensione del generatore fino a raggiungere le condizioni di tensione e frequenza nominali, verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete – posizione dell'interruttore di accoppiamento del generatore in posizione aperta, nessuna lettura di potenza erogata dal generatore
b) si dovranno simulare condizioni di rete al di fuori degli intervalli accettabili di tensione e frequenza
c) si verifichi che il generatore non si colleghi alla rete ovvero che la sequenza di sincronizzazione non risulti abilitata, per un tempo minimo di almeno 30s
d) modificare i parametri di tensione e frequenza a valori per cui sia consentita la sincronizzazione sulla rete
e) Verificare che la sequenza di sincronizzazione sia inibita per almeno 30s dall'istante in cui i parametri di rete vengono modificati punto d) (si verifichi il permanere dello stato di "aperto" dell'interruttore). Verificare che la sequenza di sincronizzazione sia comunque inizializzata dopo i 30 s (tempo definito dal costruttore).

A questo punto è necessario simulare con il generatore in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima tensione, al fine di verificare che, una volta riportata la tensione nei limiti 90% Un<U<110%Un, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300s.

a) simulare un distacco dalla rete dovuto all'intervento delle protezioni di tensione e frequenza (per esempio modificando la tensione e la frequenza del sistema di rete o modificando le soglie della protezione), verificando che la posizione dell'interruttore del generatore sia "aperto".
b) si riportino le condizioni di funzionamento del gruppo di generazione alle condizioni nominali
c) si verifichi che il gruppo di generazione permette la sincronizzazione una volta trascorsi 300 s da quando tensione e frequenza risultano nei limiti permessi

In alternativa i test possono essere eseguiti sul sistema di controllo del gruppo di generazione verificando il comando a sincronizzare del gruppo di generazione (e.g. con il gruppo di generazione non acceso, ma con sistema di controllo e sincronizzazione attivo).

Bter.5.2 Verifica della erogazione graduale della potenza attiva (presa di carico)

All'atto del parallelo la prese di carico deve avvenire in modo graduale, con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20%*Pn/min, dove Pn è la potenza attiva nominale come dichiarata dal costruttore.

Quanto descritto nel seguito si riferisce sia a prove svolte su rete simulata che a prove svolte in campo.

Durante le sequenze di test si effettueranno le registrazioni della potenza di uscita al generatore con l'analizzatore di rete con una cadenza di un campione ogni secondo. I campioni registrati a partire dall'istante in cui il generatore supera un livello di erogazione di potenza pari a 10%*P_n, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite P<0,333%P_n/s, con uno scarto positivo massimo di +2,5%*P_n.

Dove le condizioni ambientali non permettano al motore primo di raggiungere la potenza attiva massima erogabile PM, il test verrà svolto considerando i punti raggiungibili con in aggiunta il valore massimo di funzionamento raggiungibile durante le condizioni di prova. Questo significa, per esempio [0±5] %, ... [70±5]%, [80±5] %, [Pmax%raggiungibile]. Le condizioni di svolgimento di prova devono però comunque permettere il raggiungimento del 60% della Potenza Attiva massima erogabile PM.

- Qualora il motore primo possa raggiungere e superare la Potenza nominale, il test dovrà verificare i punti anche per i valori superiori.
- Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui la verifica dei punti di presa di carico verrà fatta cominciare.

Nel caso si utilizzi un simulatore di rete a potenza limitata si effettuerà la stessa campagna di acquisizioni, limitando la verifica al primo tratto fino al raggiungimento del limite di potenza del simulatore.

Bter.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva

Bter.6.1 Verifica della capacità di scambio di potenza reattiva

Bter.6.1.1 Verifica della capacità di scambio di potenza reattiva – Generatori Sincroni

La prova descritta nel presente paragrafo ha lo scopo di verificare la capacità di erogare potenza reattiva al variare della potenza attiva da parte del gruppo di generazione, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti in Allegato E.

Questo parafrago è applicabile per gruppi di generazione forniti di generatori sincroni ad eccitazione regolabile ovvero in grado di attuare regolazioni controllate della corrente di eccitazione e quindi della potenza reattiva.

La capacità di scambio di potenza reattiva del gruppo di generazione corrisponde alla curva di capability dei generatori limitata dalle protezioni e dal limitatore di sottoeccitazione del regolatore di tensione.

La curva di capability del generatore deve essere parte della documentazione fornita per il gruppo di generazione.

Il generatore deve avere una curva di capability che permetta il rispetto delle regolazioni come indicate in CEI 0-21 al Paragrafo 8.4.4.2 tenendo conto dei limiti imposti dalla taratura delle protezioni e le limitazioni del regolatore di tensione. Le protezioni dovranno essere tarate in modo da garantire la sicurezza della macchina, ma permettendo la maggior regolazione possibile di potenza reattiva.

Qui di seguito un disegno semplificato delle curve corrispondenti.

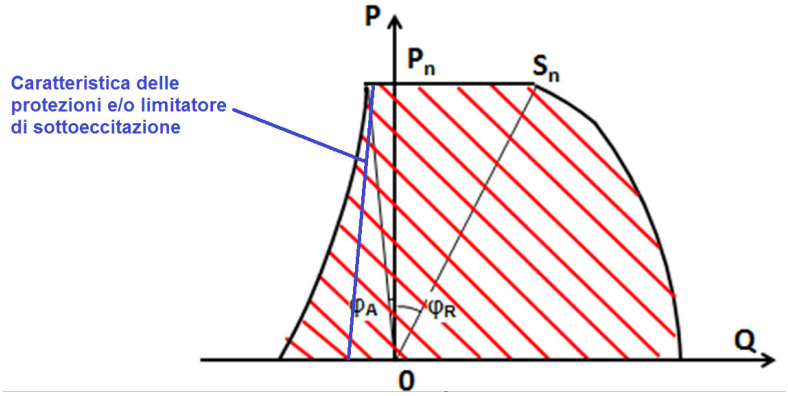


Figura 79 – Capability del Generatore con indicata la caratteristica delle protezioni o del limitatore di sottoeccitazione che definisce (e limiti) il campo di operazione del generatore

I generatori sincroni possono essere raffreddati secondo le classificazioni contenute in EN 60034-6. Qualora il mezzo di raffreddamento primario possa variare la propria temperatura durante la normale operazione del gruppo di generazione, la curva di capability fornita (rappresentante il generatore funzionante alle condizioni nominali) dovrà includere anche la curva corrispondente alla condizione più gravosa tra quelle possibili (per esempio nel caso di generatore raffreddato ad aria ICA01, la condizione più gravosa sarà quella alla temperatura più alta di funzionamento per il luogo in cui verrà installato lo specifico gruppo di generazione).

Sulle curve di capability del generatore dovranno essere indicate le tarature delle protezioni, le limitazioni del regolatore di tensione e la potenza attiva massima (kW) di funzionamento del gruppo di generazione. In alternativa la curva di capability potrà essere accompagnata da documenti che specifichino tali informazioni.

Qualora la potenza massima erogabile dal gruppo di generazione sia funzione di fattori ambientali (e.g. la temperatura per le turbine a gas) o altri fattori (es. Fattori di correzione legati all'altitudine), la curva di capability del generatore potrà essere rappresentata in p.u. e in un documento separato potranno essere rappresentate le curve di potenza del motore primo e del generatore.

In alternativa dovrà essere fornita documentazione adeguata che permetta di associare la potenza del motore primo alla capability del generatore.

La potenza attiva nominale massima o potenza attiva massima erogabile dal gruppo di generazione menzionata nel seguito è da considerarsi la potenza attiva massima erogabile dal gruppo di generazione dichiarata dal costruttore che dovrà definire anche le condizioni a cui tale potenza può essere erogata.

Tutti i punti della curva di capability sono riferiti a generatori operanti alla tensione nominale. Tuttavia poichè la tensione ha un'influenza sulla curva di sottoeccitazione dei generatori sincroni, la taratura delle protezioni dovrà considerare il limite in sottoeccitazione della curva di capability.

Sulla curva di capabilty del generatore a tensione nominale dovranno essere indicati anche il variare dei limiti della stessa per tensioni a +/-10% Un.

Ai fini della prova (requisiti minimi), il costruttore dovrà indicare ed impostare la regolazione di potenza reattiva massima disponibile al variare della potenza attiva erogata, con il fine di rendere possibile una caratterizzazione dei limiti massimi del sistema di generazione.

Bter.6.1.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Generatori Sincroni

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q).

Per la esecuzione della prova vengono date le seguenti prescrizioni.

- Si regoli la potenza attiva erogata dal motore primo a valori definiti dividendo la potenza attiva massima erogabile, in 10 intervalli (11 soglie) [0±5]%; [10±5] %; …; [100±5] % uguali
- La misura della potenza attiva, della potenza reattiva e del fattore di potenza dovrà essere effettuata in condizioni stazionarie, ovvero dopo almeno 1 minuto circa dall'effettuazione della regolazione di potenza attiva (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms)
- Per ognuno degli 11 livelli di potenza attiva si dovranno registrare il valore della potenza reattiva induttiva, quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 1s. Anche il fattore di potenza dovrà essere rilevato e riportato come media ad 1 minuto; il fattore di potenza non dovrà essere registrato per il punto con potenza prossima allo zero, dove la misura risulterebbe poco precisa. La verifica può essere fatta in step successivi semplicemente modificando il set-point di potenza attiva, qualora i limiti di potenza reattiva siano costanti. È lasciata libera scelta nell'esecuzione della verifica.
- Dove le condizioni ambientali non permettano al motore primo di raggiungere la potenza attiva massima erogabile, il test verrà svolto considerando i punti raggiungibili con in aggiunta il valore massimo di funzionamento raggiungibile durante le condizioni di prova. Questo significa, per esempio [0±5] %, … [70±5]%, [80±5] %, [Pmax%raggiungibile]. Le condizioni di svolgimento di prova devono però comunque permettere il raggiungimento del 60% della Potenza Attiva massima erogabile
- Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui verrà verificata la curva di capability. Le condizioni di funzionamento stabile a minima potenza non devono superare il 50% della Massima Potenza Erogabile del gruppo di generazione come dichiarato dal costruttore. Eccezioni legati alla tipologia del gruppo di generazione devono essere dettagliatamente documentate e giustificate. Queste eccezioni devono essere discusse con l'operatore di rete.
- Qualora il punto a potenza prossima allo 0 [0±5] % non permetta letture affidabili il gruppo di generazione non risulti sufficientemente stabile, sarà permesso definire/fissare una soglia minima a cui effettuare le misure da parte del costruttore (e.g. 10% Pn). Infatti il funzionamento del gruppo di generazione come puro compensatore sincrono è da considerarsi un'eccezione.
- Le prove si devono intendere atte a verificare la capacità di assorbire generare potenza reattiva nel campo di funzionamento del gruppo di generazione.

La massima capacità di assorbire potenza reattiva (*Q*min) e di erogare potenza reattiva (*Q*max) risultante dalle prove eseguite come indicato deve essere documentata in forma tabulare

Nella tabella dovranno essere rappresentati il valore della potenza reattiva massima assorbita (comportamento induttivo in sottoeccitazione) ed erogata (comportamento capacitivo in sovraeccitazione) risultante in ciascuno degli 11 punti di misura dovrà essere riportato in una tabella simile all'esempio della seguente Tabella 43.

Tabella 43 – Prove verifica di potenza reattiva massima assorbita ed erogata

% Potenza Massima	Potenza Attiva		Potenza Reattiva Assorbita [Qmin]		Potenza Reattiva erogata [Qmax]		Fattore di potenza [cos fi]	
	[kW]	p.u.	[kVar]	p.u.	[kVar]	p.u.		
0% +/-5%								
10% +/-5%								
20% +/-5%								
30% +/-5%								
40% +/-5%								
50% +/-5%								
60% +/-5%								
70% +/-5%								
80% +/-5%								
90% +/-5%								
100% +/-5%								

La prova si intende superata con esito positivo se il valore rilevato, riportato in un grafico P-Q, e corrispondente ai punti di capability, misurati come indicato nei precedenti capitoli contiene o eccede i limiti indicati in Paragrafo 8.4.4.2.

Le misure di verifica devono dimostrare che il gruppo di generazione può operare in modo stabile all'interno della zona delimitata dai punti di funzionamento e questa zona deve contenere o eccedere i limiti indicati in Paragrafo 8.4.4.2.

Bter.6.1.3 Verifica delle capacità di scambio di potenza reattiva – Generatori Asincroni

Questo paragrafo è applicabile per gruppi di generazione forniti di generatori asincroni.

I generatori asincroni per loro costruzione non erogano potenza reattiva. Tuttavia i gruppi di generazione dotati di generatori asincroni devono rispettare le indicazioni contenute in Allegato E.

Qualora per rispettare le prescrizioni in CEI 0-21 contenute in Allegato E siano necessari dei capacitori di rifasamento, questi ultimi possono essere utilizzati durante le prove. Gli standard di prodotto applicabili per i capacitori di rifasamento possono essere utilizzati qualora rispondano ai requisiti. Il sistema per il controllo della potenza reattiva è considerato come parte integrante del gruppo di generazione. Il sistema di controllo della potenza reattiva può essere collegato con diverse modalità. La modalità di connessione deve permettere la misura e il controllo univoco della potenza reattiva erogata limitatamente al gruppo di generazione.

Le misure dovranno essere svolte variando la potenza attiva come indicato nel caso di gruppi di generazioni dotati di generatori sincroni e considerando le stesse limitazioni relative all'erogazione di potenza attiva.

Le informazioni dovranno essere raccolte per esempio in forma di tabella come quella riportata nell'esempio.

Tabella 44 – Verifica di potenza Attiva e Reattiva massima assorbita ed erogata

% Potenza Massima	Potenza Attiva		Potenza Reattiva		Fattore di potenza [cos fi]	
	[kW]	p.u.	[kVar]	p.u.		
0% +/-5%						
10% +/-5%						
20% +/-5%						
30% +/-5%						
40% +/-5%						
50% +/-5%						
60% +/-5%						
70% +/-5%						
80% +/-5%						
90% +/-5%						
100% +/-5%						

La prova si intende superata con esito positivo se il valore rilevato, rispetta i limiti indicati in Paragrafo 8.5.3.3.

Bter.6.2 Scambio di Potenza reattiva secondo un livello assegnato (set-point esterno) – Generatori Sincroni

Le unità di GD devono partecipare al controllo della tensione di rete, secondo quanto specificato in Allegato E. È prevista anche la possibilità di attuare una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, erogato dal Distributore.

Scopo della prova è verificare la capacità del sistema di controllo del gruppo di generazione di seguire il livello di potenza reattiva assegnato entro i limiti massimi della curva di capability e i setting delle protezioni o limitazioni del regolatore di tensione, sia in assorbimento che in erogazione della potenza reattiva e di verificare l'accuratezza della regolazione.

In assenza di un protocollo definito per lo scambio dei comandi di regolazione, è facoltà del costruttore di stabilire le modalità con cui eseguire i comandi di impostazione del punto di lavoro della potenza reattiva, sia per quanto riguarda il segnale fisico (analogico, su protocollo seriale, ecc.) che per il parametro di regolazione adottato (impostazione secondo un valore assoluto di potenza reattiva Q, oppure come valore del cosφ).

Bter.6.2.1 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Verifica dell'accuratezza della regolazione – Generatori Sincroni

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova in laboratorio, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q).

La procedura riportata di seguito si riferisce alle condizioni di laboratorio, ma può essere utilizzata anche per le misure in campo, ove necessario, sostituendo alla sorgente simulata quella primaria dove siano presenti le condizioni per poter erogare una potenza attiva prossima almeno al 50% della Potenza Massima Erogabile.

Per le prove in campo sarà cura di chi esegue i test svolgere una serie di verifiche preliminare volte ad esaminare l'impatto in termini di variazione di tensione al punto di connessione. Il salto di potenza reattiva dovrà essere impostato in modo conservativo in modo da evitare lo scatto dei regolatori di tensione sotto carico dei trasformatori di distribuzione, tenendo conto che normalmente le tarature del regolatore sotto carico sono impostate per intervenire per variazioni di 1.5%Un. Lo svolgimento dei test dovrà essere coordinato con l'operatore di rete.

La regolazione da segnale esterno è prevista per il controllo della potenza reattiva e/o del cosφ (fattore di potenza) ai morsetti del generatore.

- Si proceda alla regolazione di potenza attiva del gruppo di generazione, portandola a circa il 50% Potenza Massima Erogabile o ad un valore indicato dal costruttore
- Utilizzando le modalità ed il parametro di controllo stabilito dal costruttore, variare la potenza reattiva erogata dal convertitore passando dal valore massimo induttivo in sottoeccitazione (pari a Qmax|cap ≥ +0,2*Sn [corrispondente a cosφ 0.98]) direttamente a zero (Q = 0), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo in sovraeccitazione (almeno pari a Qmax|ind ≤ -0,6*Sn [corrispondente a cosφ 0.8]).
- Mantenere ciascuno dei 3 set-point limite per un tempo di 180s.
- Misurare la potenza reattiva erogata dal generatore, almeno dopo 30s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza reattiva (questo per assicurare che il sistema abbia raggiunto lo stato stazionario).

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 minuto) per la potenza reattiva è pari a:

- ΔQ ≤ ±5% della potenza apparente nominale del generatore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva)
- Δcosφ ≤ ±0,02 (impostazione tramite fattore di potenza)

La prova dovrà essere documentata sia in forma tabellare che grafica, un esempio tabellare è riportato qui di seguito per i generatori sincroni.

Tabella 45 – Prova con set-point Potenza Reattiva e Misurata

	Setpoint Potenza Reattiva [p.u.]	Setpoint Potenza Reattiva [kVar]	Potenza Reattiva Misurata [p.u.]	Potenza Reattiva Misurata [kVar]	Deviazione fra setpoint e misura [%]
Qmin (ind)	-0.36				
0					
Qmax (cap)	0.0396				

Le condizioni ambientali di prova devono essere misurate e registrate sulla documentazione di prova.

Per verificare i limiti di capability come visto nel precedente paragrafo è possibile prevedere diversi salti di set-point.

Bter.6.2.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo

Lo scopo della prova è di misurare il tempo di risposta del generatore ad un gradino applicato al sistema di controllo della potenza reattiva, passando da un livello ad un altro livello con le modalità descritte di seguito ed illustrate in Figura 80.

- Si proceda alla regolazione di potenza attiva del gruppo di generazione, regolandola almeno a 50% della Potenza attiva massima erogabile
- La tensione ai morsetti del generatore dovrà essere quanto più possibile vicino alla tensione nominale

- Si riportino in un grafico analogo a quello esemplare riportato nel seguito i valori misurati come medie a 0,2 s della potenza reattiva durante l'esecuzione di comandi di regolazione della potenza reattiva con variazioni a gradino, nelle condizioni di erogazione della potenza attiva come sopra indicato
- Si rilevi il tempo di risposta (Tr = tempo di assestamento nel grafico di Figura 80), che equivale all'intervallo di tempo che intercorre dall'istante di applicazione del nuovo set-point all'istante in cui la potenza reattiva raggiunge un valore all'interno di un intervallo compreso entro una banda di ±5%* Potenza Nominale del generatore del nuovo valore assegnato.
- Come riportato nella figura di seguito il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza di una variazione del set-point da zero a Qmax|ind (passo 1), da Qmax|ind a Qmax|cap (passo 2) e da Qmax|cap a zero (passo 3).
- Potranno essere valutati limiti inferiori per Qmax|cap (passo 2) qualora ci si avvicini a rischio di instabilità per il gruppo di generazione.

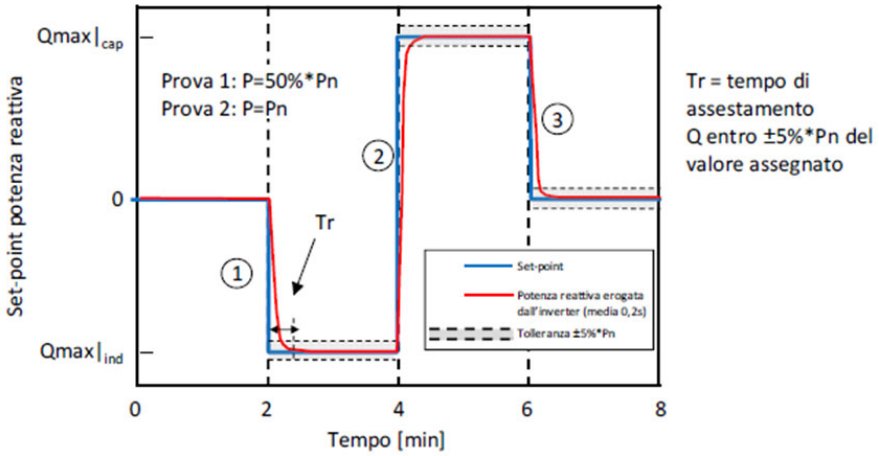


Figura 80 – Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo; set-point (blu), Potenza reattiva erogata dall'inverter (rosso) e Tolleranza(trattegiata)

I valori del tempo di risposta dovranno essere documentati nel test report, che dovrà anche indicare i valori di Qmax|cap, Qmax|ind, della potenza erogata durante la prova ed il metodo utilizzato per inviare il comando di controllo del set-point della potenza reattiva.

Valori intermedi di potenza reattiva inferiore agli estremi Qmax e Qmin possono essere utilizzati per verificare il tempo di risposta ad una variazione a gradini del set-point, per esempio sui gruppi di generazione di potenza superiore a 1 MW per limitare eventuali perturbazioni alla rete a cui è collegato il generatore e limitare gli effetti termici sugli avvolgimenti di rotore.

La prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 secondi in tutte le condizioni di misura.

Le condizioni ambientali di prova devono essere misurate.

Bter.6.3 Regolazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P) – Generatori Sincroni (Generatori con sistema equiparabile ad un sincrono)

Questa Prescrizione è allo studio e la funzione è da considerarsi facoltativa. Questa procedura è stata adattata ai requisiti descritti in Allegato E per i generatori statici.

La logica risulta attiva qualora la tensione sia superiore a Un +5%. Da considerare una funzione di isteresi raggiunta la Un. La misura della tensione è intesa come misura media delle tensioni concatenate.

La logica prevede la regolazione della potenza reattiva in funzione della potenza attiva.

Qui di seguito è proposta una caratteristica di funzionamento

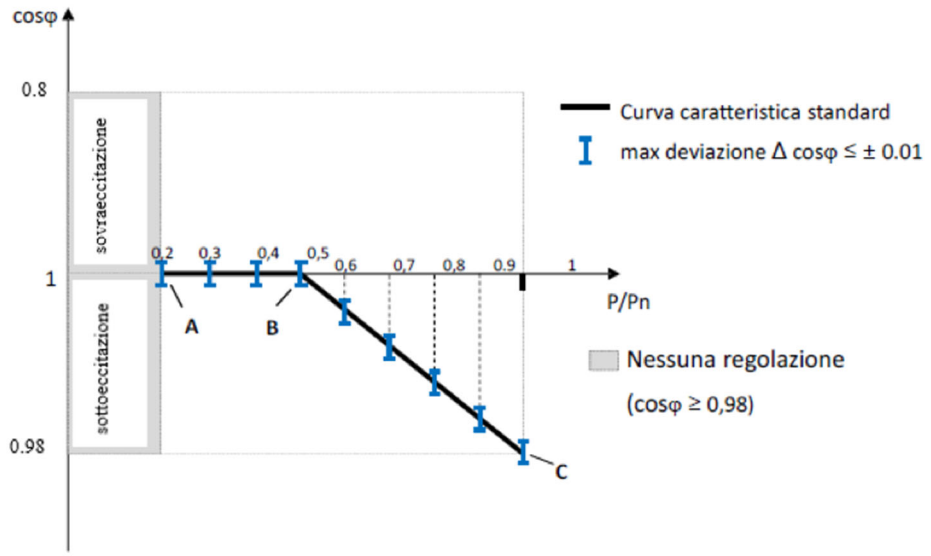


Figura 81 – Variazione del fattore di potenza in funzione della Potenza Attiva

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q). L'uscita del generatore potrà essere collegata alla rete pubblica oppure ad un simulatore.

Le misure effettuate tramite campagna di acquisizioni in campo devono prevedere l'abilitazione della funzione di regolazione secondo la curva "standard", agendo sul generatore in base alle indicazioni fornite dal costruttore. Si provvede quindi a misurare la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza cosφ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella e in un grafico. Le acquisizioni devono essere effettuate per un periodo sufficiente a garantire l'ottenimento di una adeguata serie di punti per ciascun intervallo di potenza attiva 20% +/-5%, 30% +/-5%, 40% +/-5%, ..., 100% +/-5%.

- Dove le condizioni ambientali non permettano al motore primo di raggiungere la potenza attiva massima erogabile, il test verrà svolto considerando i punti raggiungibili con in aggiunta il valore massimo di funzionamento raggiungibile durante le condizioni di prova. Questo significa, per esempio [0±5]%, ... [70±5]%, [80±5]%, [Pmax%raggiungibile]. Le condizioni di svolgimento di prova devono però comunque permettere il raggiungimento del 60% della Potenza Attiva massima erogabile.
- Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui verrà verificata la curva di capability.

La procedura di prova diventa la seguente:

a) Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard" agendo sul sistema di controllo del gruppo di generazione;

b) Si regoli la potenza attiva agendo sul controllo del gruppo di generazione in modo da erogare il 20% della Potenza Massima erogabile.

c) Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza cosφ

d) come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella e in un grafico;

e) Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la potenza attiva erogata agendo sulla regolazione del generatore a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % fino al 100 % della Potenza Massima Erogabile;

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del cosφ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard (Δcosφ max) deve essere compreso tra ±0,02

Qualora la potenza lo permetta le misure possono essere effettuate tramite simulatore di rete, purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore, la regolazione della tensione ai morsetti di uscita AC nel campo compreso tra 0,9*Vn e 1,1*Vn, e sia possibile regolare la potenza reattiva come richiesto. Verranno adottate le stesse modalità di prova previste per le prove eseguite in campo.

Bter.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva

Le seguenti funzioni di regolazione sono valide sia per i generatori sincroni che per i generatori asincroni.

I generatori devono essere dotati di funzioni di regolazione della potenza attiva immessa in rete secondo 3 modalità distinte:

Bter.7.1 Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di Vn, secondo quanto stabilito in 8.5.3.1;

Bter.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovrafrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.5.3.2;

Bter.7.3 Su comando esterno proveniente dal Distributore, e/o in logica centralizzata secondo quanto stabilito in 8.5.3.3;

Bter.7.1 Verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva quando la tensione letta ai morsetti del generatore abbia valori di tensione prossimi al al 110% di Vn.

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva quando la tensione letta ai morsetti del generatore abbia valore compreso fra il 105% Vn e il 110% di Vn incluso.

Si interpreta che questa prova è intesa a evitare il distacco dei gruppi di generazione in caso di sovratensione in eccesso a quanto previsto dalla norma di prodotto. Questa prova può non essere necessaria qualora il generatore sia già disegnato per funzionare in modo continuo per tensioni fino al 110% Vn e nel range di frequenze previsto in CEI 0-21 Paragrafo 8.4.4.

Per eseguire i test è possibile adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova alternativi.

Bter.7.1.1 Prove a piena potenza su rete simulata: applicabile nei casi in cui sia disponibile un simulatore di rete di potenza sufficiente in grado di modificare i parametri di tensione ai morsetti di uscita del generatore nel campo compreso tra Vn e 110% di Vn per i generatori sincroni/asincroni.

Bter.7.1.2 Prova su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo: in questo caso per effettuare le prove è consentito modificare i parametri oppure le tensioni utilizzate dal sistema di regolazione della potenza in caso di sovratensione, in modo da simulare un incremento della tensione ed il successivo rientro della stessa nell'intorno del valore nominale. Tutto ciò è possibile a condizione che il sistema consenta di modificare i parametri con macchina collegata alla rete o comunque non in modalità stand-by.

Durante le prove, le protezioni del gruppo di generazione devono comunque leggere la tensione reale e non la tensione di test.

Bter.7.1.1 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati per generatori sincroni – Prove su rete simulata

Con riferimento al metodo di prova su rete simulata si proceda come segue:

- si colleghi il generatore alla sorgente simulata purché questa consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti dello stesso nel campo compreso tra Vn e 1,10*V_n;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva P(V), secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova);
- si imposti il simulatore di rete in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia pari a Potenza erogabile dal gruppo di generatore nelle condizioni di prova;
- si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del generatore sia pari al 112%*V_n;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 10 minuti dall'istante di applicazione della tensione 112%*V_n verificare che la potenza attiva erogata dal generatore sia stata ridotta di un valore minore o uguale al 20% della potenza nominale, secondo quanto indicato dal costruttore; verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova).

Bter.7.1.2 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati per generatori sincroni – Prove eseguite in parallalelo alla rete pubblica

Con riferimento al metodo di prova su rete pubblica si proceda come segue:

- Il gruppo di generazione sarà in parallelo alla rete e la potenza attiva erogata dal gruppo di generazione sarà superiore almeno a P_{min} +20%P_{max}, per permettere la verifica della riduzione di potenza attiva;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva P(V) secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova) e si regoli il parametro di intervento della funzione P(V) attuale misurato ad un valore suggerito dal costruttore ad esempio 98%*V_n (valore che corrisponde alla massima riduzione di potenza attiva, ovvero ad un valore di tensione reale di 110% U_n);
- la logica deve permettere il raggiungimento del valore di Pmin ad una tensione pari al 100% U_n (o ad un valore inferiore se suggerito dal costruttore);
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 2 minuti dalla attivazione della funzione verificare che la potenza attiva erogata dal gruppo di generazione sia stata ridotta, compatibilmente con la tecnologia del gruppo di generazione;
- qualora, durante la prova su rete pubblica la tensione letta ai morsetti dell'apparecchiatura diminuisca più del'2% di Vn, purché non superiore al 4%*Vn, regolare la soglia di intervento ad un valore tale da mantenere attiva la funzione di regolazione, e ripetere la prova;
- verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si riporti il valore di intervento della funzione P(V) al valore impostato prima della attivazione della funzione;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- si verifica che la potenza attiva erogata si riporti al valore iniziale;
- si ripristinino le condizioni pre-test.

La prova si considera superata qualora sia possibile misurare la riduzione della potenza erogata nelle tempistiche previste.

Bter.7.2 Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrafrequenza sulla rete

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrafrequenza. Le sequenze di prova e i corrispondenti risultati saranno rappresentati in un grafico rappresentante la potenza attiva P in funzione della frequenza Hz. Si dovranno eseguire due sequenze di misure per due differenti valori di Potenza Attiva. Il primo valore dovrà essere compreso fra l'85% e il 100%. Il secondo valore dovrà essere prossimo al 50%. Qualora il 50% della potenza massima erogabile corrisponda o si avvicini (+/-10%) alla potenza minima erogabile del gruppo di generazione, potrà essere considerato un valore differente per eseguire la sequenza B, ovvero un valore intermedio tra il valore di potenza massima erogabile e la potenza minima di esercizio, per esempio 65% Pmax.

Nel seguito i test sono descritti considerando valori di potenza pari al 100% della potenza massima erogabile (sequenza A) e al 50% della potenza massima erogabile (sequenza B). In caso vengano utilizzati valori di potenza differente, I valori indicati nel seguito dovranno essere ricalcolati in modo opportuno. Il nuovo calcolo dovrà essere riportato in modo esplicito nella documentazione di test.

È possibile adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova alternativi in ragione della disponibilità della fonte primaria e delle condizioni ambientali o di una sorgente simulata in grado di erogare la potenza nominale del generatore e della eventuale disponibilità di un simulatore di rete di taglia adeguata,

Bter.7.2.1 Prove su rete simulata: per quanto riguarda il circuito di prova vale quanto riportato in N.3.1, applicabile nei casi in cui sia disponibile un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza ai morsetti di uscita del generatore nel campo compreso tra 50Hz e 51,5Hz.

Bter.7.2.2 Prove su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo: in questo caso per effettuare le prove è consentito modificare i parametri di frequenza nel sistema di controllo, in modo da simulare un incremento progressivo della frequenza ed il successivo rientro della stessa nell'intorno del valore nominale (p.es modificando il valore della frequenza nominale). Tutto ciò è possibile a condizione che il sistema consenta di modificare i parametri con macchina collegata alla rete in un range di frequenza compreso fra 50 e 51.5 Hz. I segnali di frequenza (velocità) utilizzati dal sistema di sicurezza del gruppo di generazione (controllo dell'overspeed) non dovranno essere sovrascritti.

Bter.7.2.1 Esecuzione delle prove – Prove eseguite su rete simulata

Con riferimento al metodo di prova su rete simulata si proceda come segue:

- si colleghi il generatore alla sorgente simulata purché questa consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della frequenza ai morsetti dello stesso nel campo richiesto;
- fissare tutti i parametri della rete simulata ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del generatore in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza erogata dal generatore sia un valore compreso fra l'85% e il 100% di Pmax (sequenza A), ovvero ad un valore prossimo a 50% della Potenza Massima erogabile come indicato in 7.2 (sequenza B);
- il valore di droop per i test, qualora non sia stato indicato dall'operatore di rete, dovrà essere impostato al 5% e al 2.6%;
- la banda morta durante i test sarà impostata a 200 mHz;
- l'errore di frequenza permesso sui punti di misura sarà di +/-0.05 Hz;

verificare la presenza di una banda morta impostabile da 0 – 600mHz regolando il parametro al massimo valore (600mHz) e incrementando la frequenza di rete fino a 590mHz sopra il valore nominale rilevando che la potenza non diminuisce. Una volta svolta la prova, il valore iniziale dovrà essere ripristinato.

– eseguire le misure su 6 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

  punto 1/ f = 50 Hz;

  punto 2/ f = 50 Hz + 0,15 Hz;

  punto 3/ f = 50 Hz + 0,40 Hz;

  punto 4/ f = 50 Hz + 0,60 Hz;

  punto 5/ f = 50 Hz + 1,45 Hz;

  punto 6/ f = 50 Hz + 0,3 Hz;

Per ogni punto sarà necessario registrare temporalmente l'andamento della potenza erogata e verificare che il tempo di assestamento della potenza sia inferiore a 30 secondi misurati dal momento in cui viene impostata la di frequenza.

Al termine della sequenza riportare la frequenza al valore nominale (f=50 Hz) per la verifica delle condizioni di ripristino graduale della erogazione massima (Sequenza A), ovvero al 50% della potenza massima (Sequenza B).

Bter.7.2.2 Esecuzione delle prove – Prove eseguite in parallelo alla rete pubblica

Qualora il test venga svolto con il gruppo di generazione in parallelo alla rete, la procedura è analoga a quanto indicato in Bter.7.2.1 a patto di sostituire la frequenza "reale" come misurata ai morsetti di uscita del generatore con quella di prova come indicate nei passaggi precedenti sovrascrivendola nel sistema di controllo del gruppo di generazione.

Dove le condizioni ambientali non permettano al motore primo di raggiungere la potenza attiva massima erogabile, il test verrà svolto a partire dal valore massimo di potenza attiva raggiungibile durante le condizioni di prova. Le condizioni di svolgimento di prova devono però comunque permettere il raggiungimento del 60% della Potenza Attiva massima erogabile.

Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, una volta raggiunto il minimo tecnico (dichiarato dal costruttore) all'aumentare della frequenza simulata il gruppo di generazione dovrà scollegarsi dalla rete o rimanere al minimo tecnico secondo quanto prescritto dall'operatore di rete. Nel primo caso dovrà essere verificato che effettivamente l'interruttore venga aperto raggiunto il minimo tecnico e l'ultimo punto dovrà essere verificato con una prova aggiuntiva dove la frequenza di controllo non dovrà essere fatta scendere al di sotto del minimo tecnico (dichiarato dal costruttore). Entrambe le condizioni dovranno essere testate.

Bter.7.2.3 Esito delle prove per generatori sincroni/asincroni

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con due curve rappresentanti rispettivamente la Sequenza A e la Sequenza B, come riportato a titolo esemplificativo nella figura seguente

Tabella 46 – Punti di Test e associate potenze attese durante le prove considerando un valore di droop 5% e nessun limite tecnico

Punti	f	P/Pmax seq. A	P/Pmax seq. B
1	50	100%	50%
2	50.15	50%	50%
3	50.3	96%	46%
3bis	50.4	92%	42%
4	50.6	84%	34%
4bis	50.9	72%	22%
5	51.45	50%	0%
6	50.3	96%	46%
7	50	100%	50%

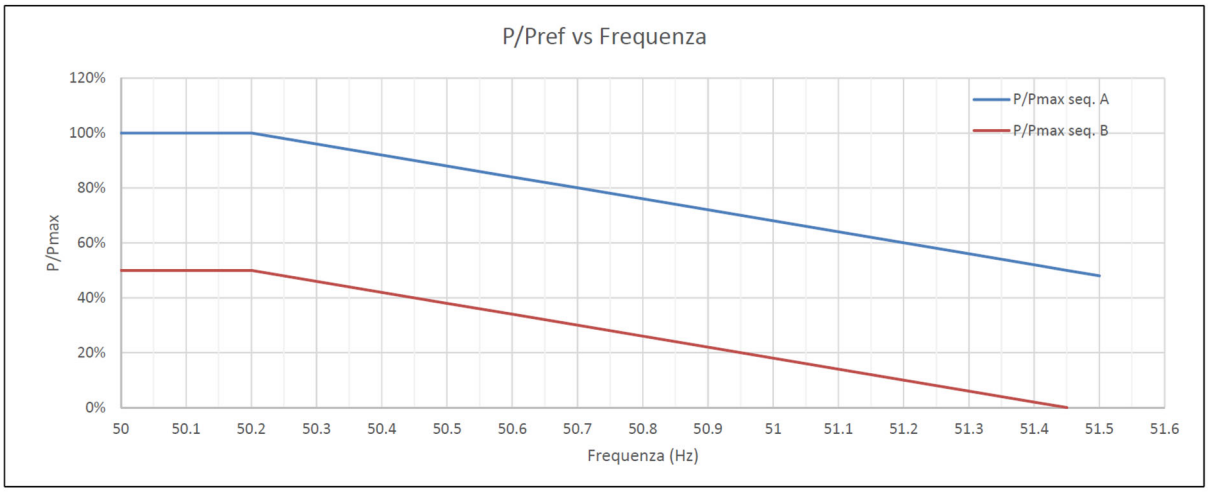


Figura 82 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5% e nessun limite tecnico

Tabella 47 – Punti di Test e associate potenze attese durante le prove considerando un valore di droop 2.6% e nessun limite tecnico

Punti	f	P/Pmax seq. A	P/Pmax seq. B
1	50	100%	50%
2	50.2	100%	50%
3	50.3	92%	42%
3bis	50.4	85%	35%
4	50.6	69%	19%
4bis	50.9	46%	0%
5	51.45	4%	0%
6	50.3	92%	42%
7	50	100%	50%

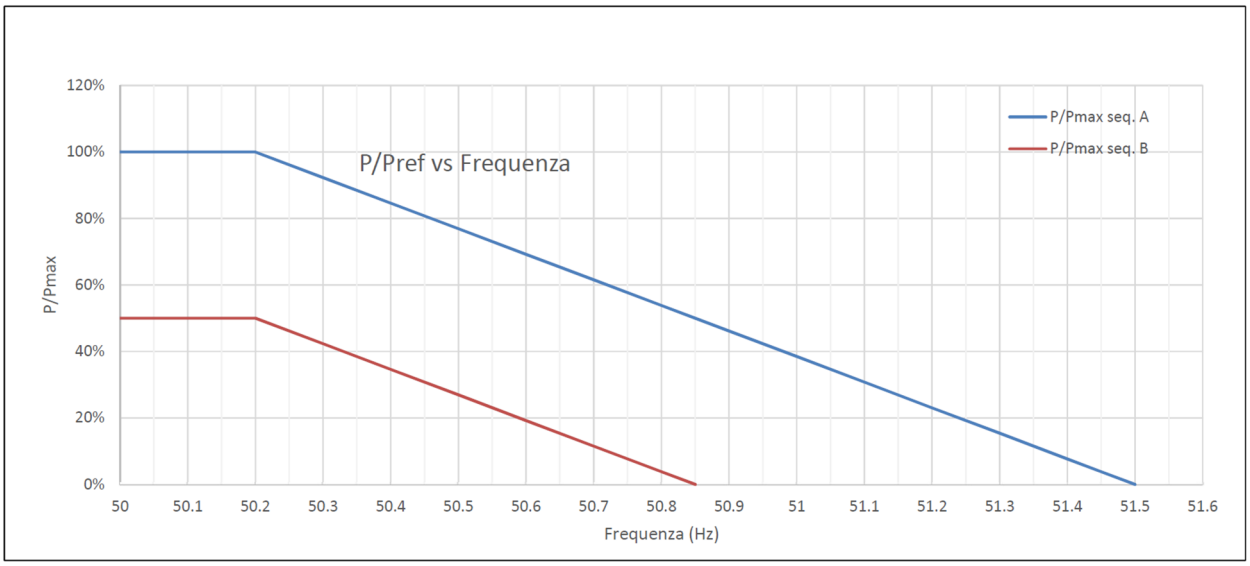


Figura 83 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 2.6% e nessun limite tecnico

Tabella 48 – Punti di Test e associate potenze attese durante le prove considerando un valore di droop 5%, minimo tecnico a 50%Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax

Punti	f	P/Pmax seq. A	P/Pmax seq. B
1	50	100%	65%
2	50.15	100%	65%
3	50.3	96%	61%
3bis	50.4	92%	57%
4	50.6	84%	50%
4bis	50.9	72%	50%
5	51.45	50%	50%
6	50.3	96%	61%
7	50	100%	65%

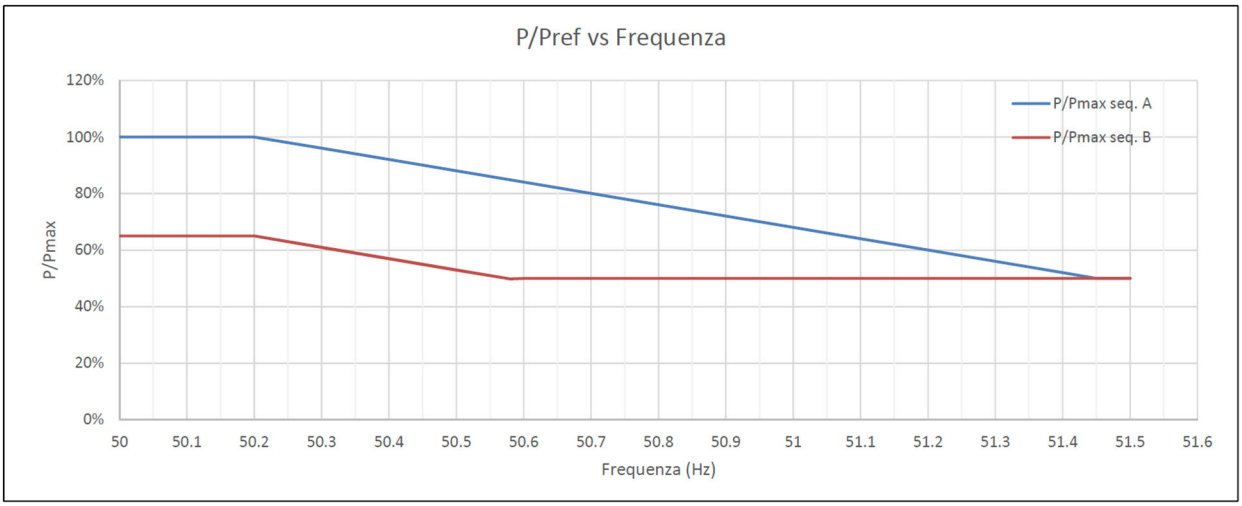


Figura 84 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax

Tabella 49 – Punti di Test e associate potenze attese durante le prove considerando un valore di droop 2.6%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax

Punti	f	P/Pmax seq. A	P/Pmax seq. B
1	50	100%	65%
2	50.2	100%	65%
3	50.3	92%	57%
3bis	50.4	85%	50%
4	50.6	69%	50%
4bis	50.9	50%	50%
5	51.45	50%	50%
6	50.3	92%	57%
7	50	100%	65%

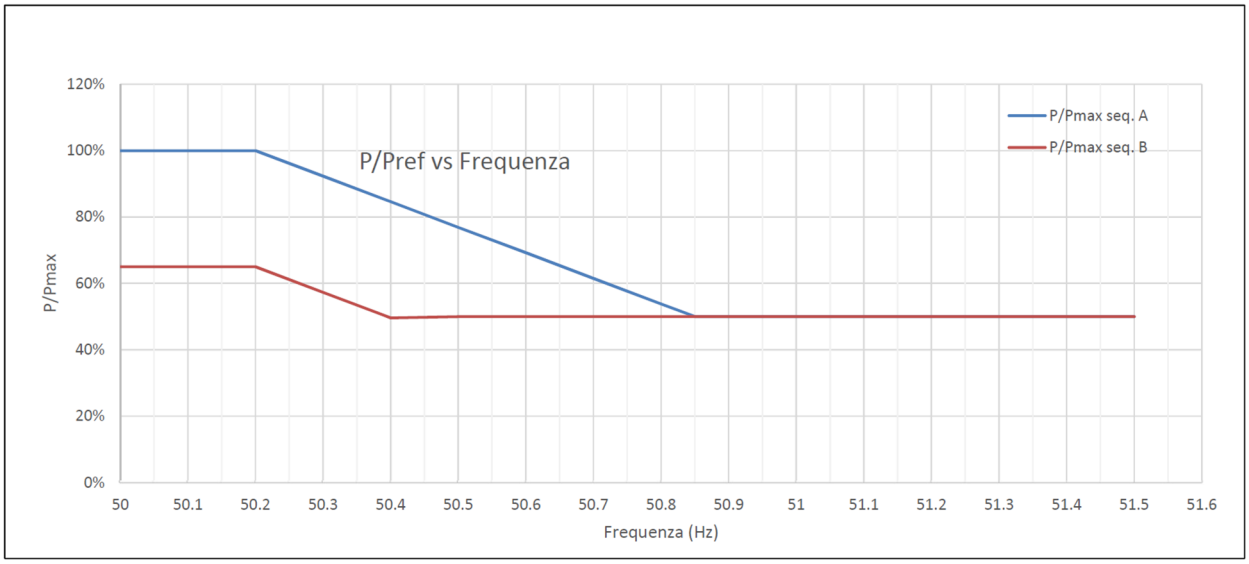


Figura 85 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 2.6%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 60%Pmax

Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la Sequenza A e la Sequenza B.

La prova si considererà superata se per le sequenze A e B sono soddisfatte entrambe le condizioni di seguito riportate:

- per ciascuno dei 6 punti da P1 a P6 lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a ± 2,5% della Massima Potenza erogabile;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in Bter.7.2.1), il generatore dovrà ripristinare l'erogazione al valore precedente il transitorio (pari a Pmem) in maniera seguendo una rampa che dovrà essere documentata in sede di prova;
- per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui il generatore supera un livello di erogazione di potenza pari a 10%*Pmax erogabile.

Bter.7.3 Verifica della risposta dinamica del gruppo di generazione a una variazione a gradino del set-point della potenza attiva

La verifica può essere utilizzata anche per verificare la capacità del generatore di seguire set-point di potenza provenienti da una fonte remota. In tal caso le variazioni di potenza attiva dovranno essere fornita da comandi esterni e non introducendole attraverso il sistema di controllo del gruppo di generazione (controllo locale).

La capacità di ridurre la potenza attiva generata a seguito di segnale da remoto deve essere testata concordando con il costruttore del generatore la modalità di ricezione e trattamento del segnale.

La procedura qui di seguito riportata può essere testata sia tramite rete simulata sia con il generatore collegato alla rete elettrica.

Per svolgere la prova sarà impiegata la procedura qui di seguito riportata.

- Si partirà impostando il generatore in modo da produrre il 100% della Potenza Massima erogabile nelle condizioni di prova.
- Dopo 1 minuto di funzionamento si richiederà di ridurre la potenza al 90%.
- Si darà 1 minuto di tempo al generatore per eseguire il comando, dopodiché si dovrà misurare il valore di potenza attiva (media su 1 minuto). Lo scostamento rispetto al set-point nel minuto di misurazione dovrà essere di ±2,5%Pn, perché la prova possa ritenersi superata.
- Successivamente, si proseguirà richiedendo di ridurre la potenza di un ulteriore 10%, rimanendo a tale valore per altri 2 minuti, e così fino a raggiungere il valore di circa lo 0% di Potenza attiva.

La misurazione relativa al set-point 10%*P*n dovrà rientrare nell'intervallo tra 12,5% della Potenza Massima erogabile e 0 con facoltà di spegnimento perché la prova possa ritenersi superata.

Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui verrà considerata come ultimo limite inferiore.

I risultati della prova dovranno essere riportati su una tabella simile alla seguente:

Inoltre, si dovrà riportare i risultati su un grafico contenente l'andamento del set-point, l'andamento dei valori delle potenze medie misurate, le tolleranze sui valori delle potenze medie misurate rispetto ai set-point.

Nel grafico esemplificativo seguente si può trovare in nero l'andamento dei set-point e in rosso i valori medi della potenza per ciascuna misura, che devono tutti rientrare entro le aree grigie di tolleranza perché il test possa considerarsi superato.

Bter.7.3.1 Verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione di potenza

La verifica si effettua regolando il parametro di limitazione della potenza attiva dal 100% al 10% della Potenza Attiva massima erogabile al tempo t0

Il tempo di assestamento (o settling time) è l'intervallo di tempo dall'istante t0 di applicazione del gradino di limitazione della potenza attiva 100% -> 10% (o minima potenza attiva di funzionamento) della Potenza Attiva massima erogabile all'istante in cui la potenza rientra stabilmente entro una fascia di tolleranza pari a ±2.5% della Potenza Attiva massima erogabile rispetto al nuovo valore impostato.

Il tempo di assestamento massimo misurato deve essere inferiore a 1 minuto o uguale o inferiore al tempo necessario a ridurre la potenza rispettando la rampa di carico prevista per la corrispondente tecnologia.

Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui verrà eseguito il test (con eventuale apertura dell'interrutore di macchina qualora richiesto dall'operatore di rete).

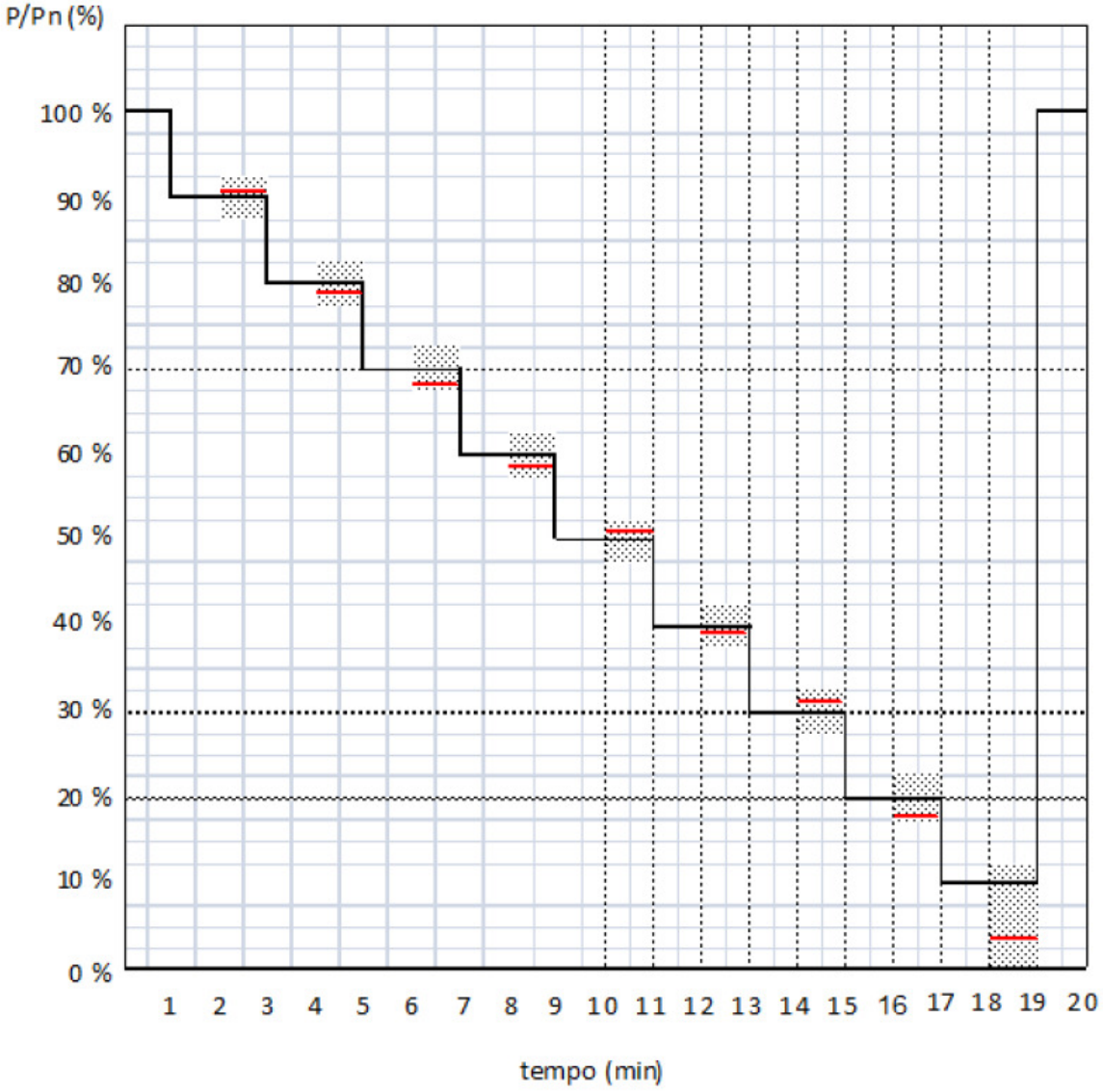


Figura 86 – Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno per generatori totanti

Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)

Queste prove hanno come scopo di verificare che il generatore risponda ai requisiti di immunità alle variazioni di tensione secondo il profilo tensione-tempo indicato nella Figura 87. (generatori sincroni) e Figura 88. (generatori asincroni), in base a quanto riportato in 8.5.1.a.

In caso di certificazioni esistenti, tali certificazioni sono accettabili purché le prove siano state eseguite con metodi di prova equivalenti e requisiti uguali o più restrittivi.

In particolare le prove dovranno verificare che siano soddisfatti i seguenti requisiti funzionali.

Comportamento in sottotensione (caratteristica UVRT):

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona di colore bianco al di sopra e lungo i punti della caratteristica UVRT (V-t) indicata in Figura 87 (generatori sincroni) o in Figura 88 (generatori asincroni), dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Tali valori sono espressi in percentuale della tensione nominale MT (concatenata). In questa zona il generatore dovrà rimanere connesso alla rete senza subire alcun danno, ma è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva erogata durante il guasto;
- nella zona sottostante il generatore può scollegarsi dalla rete (area in grigio – "zona di distacco ammesso");
- la logica di funzionamento deve essere del tipo "1 su 3", ovvero è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni concatenate per garantire il comportamento previsto dalla curva di Figura 87 o Figura 88
- dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, nel minor tempo possibile ma non superiore a 30 sec, con una tolleranza massima del ± 10 % della potenza nominale del generatore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore);

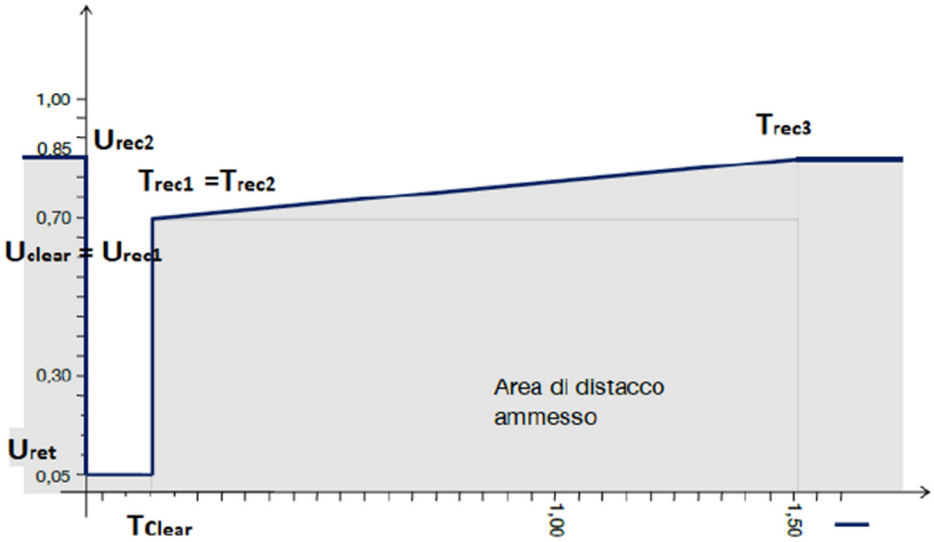


Figura 87 – Profilo di fault-ride-through generatori sincroni

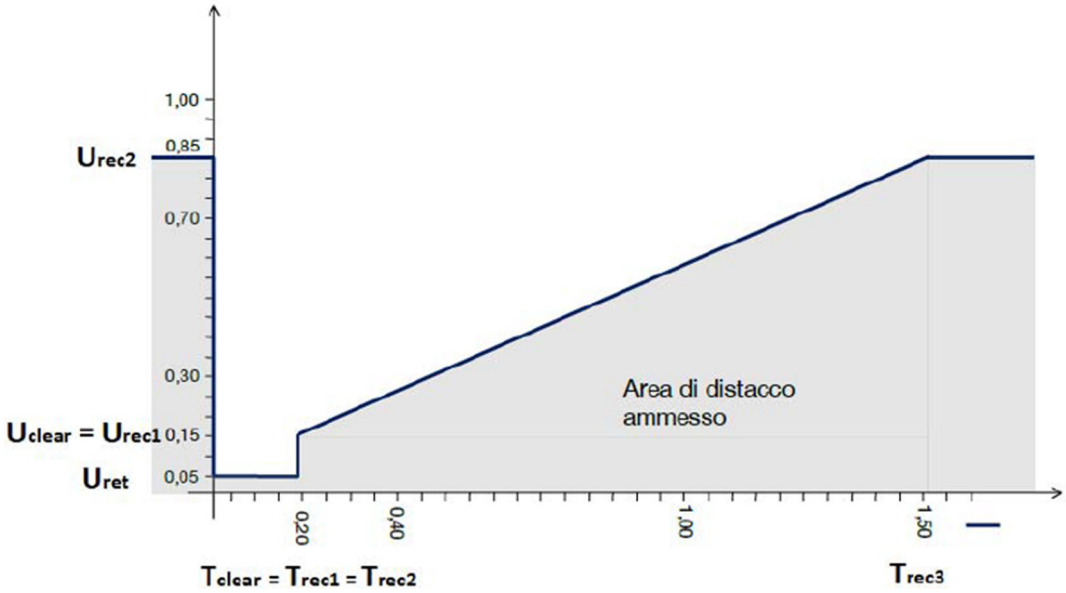


Figura 88 – Profilo di fault-ride-through generatori asincroni

Bter.8.1 UVRT – modalità di esecuzione delle prove

Lo scopo di queste prove è di verificare che il generatore sia in grado di riconoscere correttamente gli abbassamenti transitori della tensione di rete e di superarli mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l'erogazione della potenza attiva e reattiva "pre-transitorio" entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra 85% e 110% del valore nominale.

L'analisi della corrente erogata durante il transitorio e gli istanti immediatamente precedenti e successivi ad esso, permetterà anche di verificare le prestazioni che in futuro saranno richieste per il supporto dinamico alla rete elettrica.

I test verificheranno il gruppo di generazione completo e potranno essere eseguiti con diverse modalità:

- Test in campo mediante utilizzo di simulatore di cortocircuiti
- Test in laboratorio tramite opportuno simulatore di rete

Bter.8.1.1 Verifiche Mediante utilizzo di simulatore di cortocircuiti

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le sequenze di test riportate nelle Tabella 50. e Tabella 51, da eseguire con il generatore funzionante rispettivamente:

- A carico parziale, tra il 10% ed il 50% della potenza nominale
- al di sopra del 90 % della potenza nominale o della potenza disponibile durante i test

Sarà quindi necessario effettuare almeno 12 sequenze di prova distinte, corrispondenti a 3 livelli di tensione residua da replicare per simulare i casi di guasti trifase simmetrici e bifase di tipo asimmetrico. Ciascuna sequenza si dovrà poi ripetere con il generatore operante a due livelli di potenza iniziale erogata (a: 10%*Pn ÷ 50%*Pn; b: >90%*Pn).

Per ognuna delle sequenze a) e b), prima di procedere alla simulazione dell'abbassamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 50. o Tabella 51, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti o il tempo necessario come da raccomandazioni del costruttore.

La protezione di interfaccia dovrà essere disabilitata oppure regolata al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova.

Il sistema di simulazione del guasto deve produrre gli abbassamenti di tensione con profilo riportato in Tabella 50 e Tabella 51 e secondo le Figura 87 e Figura 88 in condizioni di funzionamento a vuoto.

Qualora il generatore sia equipaggiato con un trasformatore di isolamento, le misure devono essere effettuate sul "lato rete" dello stesso.

Tabella 50 – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	0,05 ± 0,05 ($V1/V_n$)	= 150 ± 20	
1a – guasto asimmetrico bifase	0,05 ± 0,05 ($V1/V_n$)	= 150 ± 20	
2s – guasto simmetrico trifase	0,75 ± 0,05 ($V2/V_n$)	= 600 ± 20	
2a – guasto asimmetrico bifase	0,75 ± 0,05 ($V2/V_n$)	= 600 ± 20	
3s – guasto simmetrico trifase	0,85 ± 0,05 ($V3/V_n$)	= 1500 ± 20	
3a – guasto asimmetrico bifase	0,85 ± 0,05 ($V3/V_n$)	= 1500 ± 20	
4 – guasto asimmetrico bifase in BT	0,05 ± 0,05 ($V1/V_n$)	= 150 ± 20	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms

Tabella 51 – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	0,10 ± 0,05 ($V1/V_n$)	= 200 ± 20	
1a – guasto asimmetrico bifase	0,10 ± 0,05 ($V1/V_n$)	= 200 ± 20	
2s – guasto simmetrico trifase	0,25 ± 0,05 ($V2/V_n$)	= 400 ± 20	
2a – guasto asimmetrico bifase	0,25 ± 0,05 ($V2/V_n$)	= 400 ± 20	
3s – guasto simmetrico trifase	0,50 ± 0,05 ($V3/V_n$)	= 850 ± 20	
3a – guasto asimmetrico bifase	0,50 ± 0,05 ($V3/V_n$)	= 850 ± 20	
4s – guasto simmetrico trifase	0,75 ± 0,05 ($V4/V_n$)	= 1300 ± 20	
4a – guasto asimmetrico bifase	0,75 ± 0,05 ($V4/V_n$)	= 1300 ± 20	
5 – guasto asimmetrico bifase BT	0,10 ± 0,05 ($V4/V_n$)	= 200 ± 20	
6 – guasto asimmetrico bifase BT	0,50 ± 0,05 ($V4/V_n$)	= 850 ± 20	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms

Bter.8.1.1.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

Di seguito sono descritti i requisiti per il dimensionamento del circuito di prova e la verifica della compatibilità delle infrastrutture della rete disponibile al punto di connessione per la esecuzione dei test, qualora la prova sia eseguita tramite il simulatore di cortocircuiti riportato in IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08, Paragrafo 6.5 e 7.5), basato sul principio del partitore di tensione (vedi Figura 89).

Requisiti generali:

- il circuito di prova utilizzato deve consentire la esecuzione di ciascuna sequenza in modo tale che il gradino di tensione risultante da ognuna delle sequenze sia indipendente dall'angolo di fase della tensione di rete;
- il circuito di prova non deve causare interruzioni oppure irregolarità al profilo di tensione e di potenza durante l'esecuzione di ciascuna sequenza.

Le prove possono essere effettuate utilizzando ad esempio il circuito di prova riportato in Figura 89. Gli abbassamenti di tensione sono riprodotti da un circuito che simula un cortocircuito collegando le 3 oppure le 2 fasi a terra tramite una impedenza (Z2), oppure collegando le 3 o 2 fasi insieme tramite la stessa impedenza. Gli interruttori S1 ed S2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

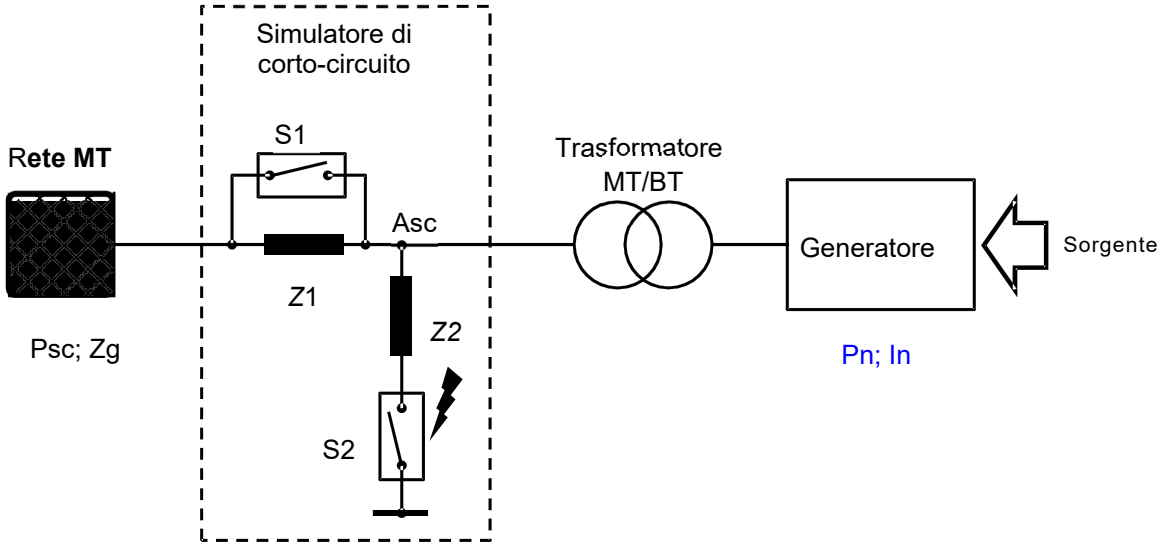


Figura 89 – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

- l'impedenza Z1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. Il dimensionamento di Z1 deve quindi consentire di eseguire tutte le sequenze di prova limitando la massima corrente di cortocircuito prelevata dalla rete a valori tali da non provocare una riduzione eccessiva della tensione a monte (in particolare nel caso peggiore, e cioè con tensione residua 5%*Vn). Considerando al più una riduzione di tensione di rete accettabile del 5% durante l'esecuzione dei test, il valore minimo di Z1 dovrà essere pari ad almeno 20*Zg, ove Zg è l'impedenza di cortocircuito della rete misurata al punto di connessione del circuito di prova fornita dal distributore;

- al fine di rendere realistica la prova è tuttavia necessario che la potenza apparente di cortocircuito disponibile al nodo di connessione del generatore (Asc), ovvero ai capi di Z2, sia almeno pari a 5*Pn, 10-12*Pn per turbine a gas e per turbine a vapore, ove Pn è la potenza nominale del generatore (valore minimo Asc>5*Pn, consigliato Asc=5-6*Pn, Asc>10-12*Pn per turbine a gas e per turbine a vapore). Questo fa si che durante l'esecuzione dei test di cortocircuito il contributo di corrente proveniente dalla rete rimane dominante rispetto a quello impresso dal generatore. Per esempio con Z1 tale che Asc=10*Pn, il contributo alla corrente in Z2 proveniente dal generatore è circa 1/3 o oltre del contributo proveniente dalla rete attraverso Z1. È perciò necessario verificare l'impatto sulla rete durante i test e la loro compatibilità con i limiti massimi permessi, dovuti ai forti incrementi di corrente durante l'abbassamento di tensione ed in caso optare per una delle opzioni alternative. Inoltre è opportuno che le impedenze Z1 e Z2, di natura induttiva, siano caratterizzate da un rapporto X/R almeno pari a 3, questo al fine di riprodurre i valori minimi tipici di X/R riscontrati sulle linee elettriche AT ma anche in MT.
- le due condizioni riportate sopra definiscono quindi i limiti minimo e massimo che Z1 può assumere in base alla potenza di cortocircuito disponibile dalla rete (Psc) e alla taglia del generatore. Le due condizioni combinate insieme definiscono anche i criteri limite per la scelta della infrastruttura di rete idonea alla esecuzione dei test con il circuito delle impedenze. Considerando un valore tipico di Z1 tale che Asc=5*Pn ed una riduzione di tensione di rete durante la sequenza più severa (prove 1s e 1a in Tab. 33) pari al 5%, il punto di connessione del circuito dovrà disporre di una potenza di cortocircuito reale Psc almeno pari a 100*Pn (valore minimo 60*Pn nel caso limite di Asc=3*Pn);
- un interruttore di bypass S1 viene solitamente impiegato per evitare il surriscaldamento della impedenza serie Z1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza;
- La chiusura di S1 deve essere subordinata all'apertura di S2 tramite opportuni interblocchi.
- la caduta di tensione viene creata collegando a terra o verso un'altra fase l'impedenza Z2 tramite l'interruttore S2. Il valore di Z2 deve essere calcolato per produrre una tensione ai suoi capi pari ai valori di tensione residua specificati in Tab. 6Bter. (condizioni a vuoto);
- i valori delle impedenze serie (Z1) e di cortocircuito (Z2) utilizzati nella campagna di misure ed il relativo rapporto X/R devono essere specificati nel rapporto di prova, insieme alla descrizione del circuito utilizzato. Inoltre la potenza di cortocircuito della rete, resa disponibile al livello di tensione a cui viene effettuata la prova, deve essere documentato;
- come rete c.a. si intende rete trifase in media tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di connessione MT, con potenza di cortocircuito sufficiente per eseguire in sicurezza le prove in accordo alle presenti linee guida e nel rispetto delle prescrizioni imposte dal Distributore. Compatibilmente con la disponibilità di un trasformatore MT/BT di taglia adeguata è possibile eseguire le prove collegando il circuito di simulazione sul lato BT del trasformatore. In tal caso per il calcolo delle impedenze si dovrà tenere conto delle caratteristiche del trasformatore;
- la chiusura e apertura dell'interruttore S2 determina la durata degli eventi di abbassamento della tensione, pertanto il suo controllo deve essere accurato sia nelle simulazioni di guasti bifase che in quelli trifase. L'interruttore può essere ad esempio un dispositivo elettromeccanico oppure un dispositivo elettronico controllato basato su componenti a stato solido, purché con caratteristiche di commutazione simili ad un interruttore MT;
- in assenza di generatore, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme ai grafici di Figura 87 e Figura 88 La durata del transitorio di abbassamento della tensione deve essere misurato dall'istante di chiusura a quello di riapertura dell'interruttore S2. Le tolleranze tratteggiate in Figura 90. tengono conto degli scostamenti e ritardi nei tempi di chiusura e apertura del dispositivo e della pendenza di discesa e salita della tensione. Eventuali scostamenti rispetto al grafico riportato sotto vanno adeguatamente documentati e giustificati nel rapporto di prova.

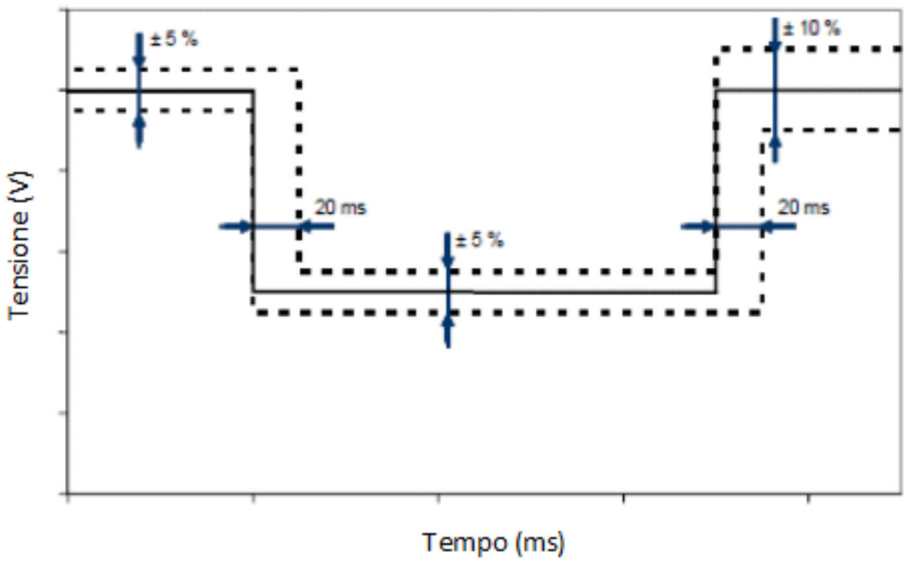


Figura 90 – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)

NOTA Le misure effettuate secondo il metodo del simulatore di cortocircuiti basato sul partitore di impedenze rappresenta un carico significativo sia per il generatore che soprattutto per la rete. Pertanto è necessario porre in atto tutte le contromisure necessarie, incluso la predisposizione di adeguati dispositivi di protezione sia lato rete che lato generatore. Qualora la prova comporti l'impegno di una percentuale rilevante della potenza Psc di cortocircuito disponibile al punto di prelievo ove è collegato il circuito (>5%Psc), è opportuno concordare preventivamente con il Distributore sia il piano di test (fasce orarie, intervallo minimo tra una sequenza e la successiva, etc....), che il circuito e i dispositivi di protezione da adottare o optare per una delle alternative di test disponibili.

Bter.8.1.2 Metodi di prova alternativi – simulatore di rete

Il circuito di prova descritto nel paragrafo precedente e suggerito dalla norma IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08, pag. 6.5 e 7.5) per la simulazione dei guasti sulla rete e dei conseguenti abbassamenti transitori di tensione è fornito a titolo di esempio, in quanto altre topologie circuitali sono ammissibili, purché in grado di riprodurre ai capi del generatore gli stessi gradini di tensione previsti nella Tabella 46.

Infatti in linea di principio, pur considerando che il circuito descritto al Paragrafo Bter.8.1.1.1 simula in maniera fedele anche il comportamento della rete durante un guasto trifase o bifase, quello che è rilevante per gli scopi di questa norma è la verifica dell'impatto che i transitori hanno sul generatore in prova, non sulla rete elettrica.

Pertanto sono ammessi circuiti o dispositivi alternativi al simulatore di cortocircuiti riportato in IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08) basato sul principio del partitore di tensione, purché:

- questi riproducano abbassamenti di tensione di forma e durata conforme a quanto riportato in Tabella 50 e Tabella 51., in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di discesa e risalita della tensione, come riportato Figura 87 e Figura 88. (comparabili a quelli degli interruttori di media tensione);
- il comportamento della terna trifase durante l'applicazione del guasto simulato si possa modellare con la stessa accuratezza;
- i fronti dei transitori di tensione siano indipendenti dall'angolo di fase della tensione di rete;

- siccome i guasti sulla rete elettrica comportano in genere un salto dell'angolo di fase delle tensioni, in aggiunta all'effetto di riduzione di ampiezza durante il transitorio, è necessario che il sistema di simulazione alternativo utilizzato sia capace di generare anche salti di fase durante l'applicazione dei gradini di tensione(86).

In particolare sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete, come rappresentato in Figura 91

Questi sono composti fondamentalmente da una sorgente di tensione a bassa resistenza interna combinata con amplificatori a larga banda (lineari o del tipo a commutazione forzata) in grado di riprodurre fedelmente 3 tensioni sinusoidali a contenuto armonico controllato, con ampiezza, frequenza fondamentale e relazione di fase regolabili entro ampi margini.

Esistono in particolare versioni di tipo cosiddetto "rigenerativo", basate su topologie switching bidirezionali, in grado quindi di gestire flussi di potenza attiva e reattiva sia entranti che uscenti dai morsetti di uscita. Questi modelli sono in genere collegati alla rete elettrica potendo erogare o assorbire potenza a tensioni e frequenza diverse (lato DUT in Figura 91), pur mantenendo un assorbimento o erogazione in ingresso verso la rete a 50Hz con fattore di potenza unitario e bassissimo contenuto armonico.

Qualora si utilizzi un simulatore di rete, purché in grado di gestire la corrente di corto circuito generata durante la prova, quest'ultimo deve:

3) garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni;
4) essere fornito delle impedenze Z_1, Z_2 e Z_3, Z_N in modo da riprodurre le componenti ohmica e induttiva della impedenza di cortocircuito tipiche della rete. Sono utilizzati i valori minimi di impedenze indicati in Bter.8.1.1.1.
5) Essere in grado di riprodurre tensioni di fase e relativi angoli di sfasamento analoghi a quelli che si producono sul lato BT dei trasformatori in ragione del gruppo vettoriale (tipicamente Dy), in presenza di guasti asimmetrici bifase presenti sul lato MT (lato rete pubblica)(87).

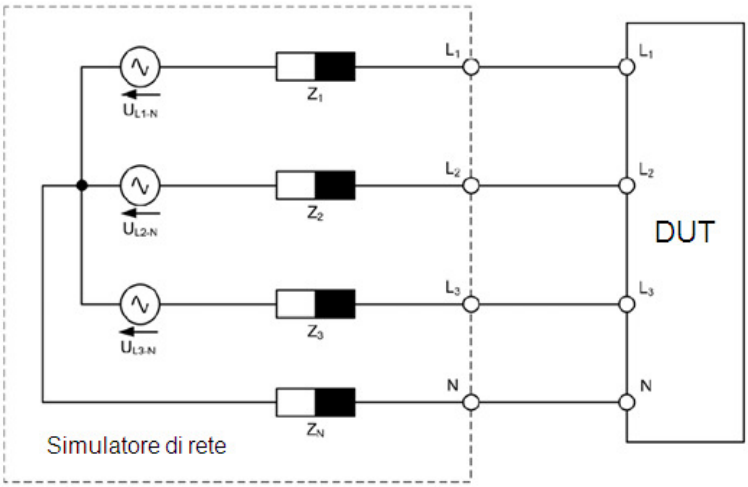


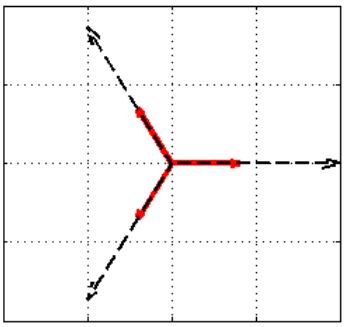
Figura 91 – Schema circuitale con simulatore di rete

(86) Per questo si faccia riferimento al calcolo dei valori in ampiezza e fase della terna di tensioni durante l'applicazione dei gradini, riportato a titolo informativo in Allegato R".

(87) Come riportato in Allegato R.

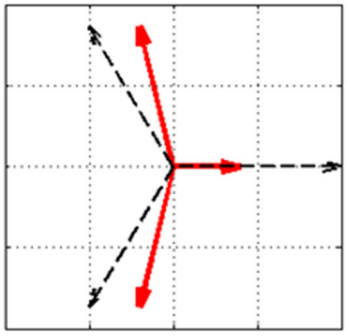
Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tabella 46, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:

1) guasto simmetrico trifase (Tabella 50, prove 1s, 2s, 3s e Tabella 51, prove 1s, 2s, 3s, 4s)



2) guasto asimmetrico bifase (Tabella 50, prove 1a, 2a, 3a e Tabella 51, prove 1a, 2a, 3a, 4a)

Un guasto in MT, che provoca in BT una variazione oltre che di ampiezza anche della relazione di fase delle tensioni (il caso considerato prevede la presenza di un trasformatore Dy per il collegamento del generatore alla linea MT o alla cabina secondaria).



Durante il guasto asimmetrico bifase, l'ampiezza residua delle 3 tensioni e gli sfasamenti tra le fasi dovranno essere conformi ai valori riportati nella tabella seguente

Tabella 52 – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT

Prova No. (rif. Tabella 51)	V/V_{nom} (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		$u_1/u_{1,nom}$	$u_2/u_{2,nom}$	$u_3/u_{3,nom}$	φ_{u1}	φ_{u2}	φ_{u3}
1a	0,05 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,05 ± 0,05	28°	-148°	120°
2a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	-127°	120°
3a	0,85 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,85 ± 0,05	14°	-134°	120°
condizioni normali	1	1	1	1	0°	-120°	120°

Tabella 53 – *Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti* asimmetrici bifase sul lato primario in MT

Prova No. (rif. Tabella 52)	V/V_{nom} (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		$u_1/u_{1,nom}$	$u_2/u_{2,nom}$	$u_3/u_{3,nom}$	φ_{u1}	φ_{u2}	φ_{u3}
1a	0,10 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,87 ± 0,05	0,10 ± 0,05	27°	-147°	120°
2a	0,25 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,25 ± 0,05	22°	-142°	120°
3a	0,50 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,50 ± 0,05	14°	-134°	120°
4a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	-127°	120°
condizioni normali	1	1	1	1	0°	-120°	120°

Queste alterazioni si propagano sul lato in bassa tensione del trasformatore elevatore con valori di ampiezza delle singole tensioni ed angolo di fase che sono dipendenti dalle caratteristiche del trasformatore utilizzato per il collegamento alla rete del sistema di generazione, in particolare gruppo vettoriale ed impedenza. Tuttavia si è considerato qui il caso di gran lunga più ricorrente nelle applicazioni reali, in quanto i trasformatori adottati sono in genere quelli di taglia e tipologia normalizzata, con gruppo vettoriale Dy (o a questo gruppo assimilabile per caratteristiche di sfasamento). Pertanto si è ritenuto opportuno specificare sia le ampiezze che le relazioni di fase delle 3 tensioni da impostare nel simulatore per la esecuzione delle prove relative a guasti asimmetrici bifase (sequenze 1a/2a/3a in Tabella 50. e sequenze 1a/2a/3a/4a in Tabella 51) al fine di fornire un set di condizioni univoche e ripetibili per i casi in cui si intenda adottare il circuito di prova con il simulatore.

I laboratori accreditati per lo svolgimento del presente test presso propria sede, potranno eseguire il test presso il costruttore, con strumentazione di misura propria. Nel caso il Costruttore possegga le attrezzature per l'esecuzione del test; sarà cura dei laboratori di prova la verifica anche della rispondenza delle attrezzature alle richieste normative.

Bter.8.2 Documentazione

In linea generale, a prescindere dal circuito di prova utilizzato, il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- Andamento temporale di potenza attiva P, potenza reattiva Q, tensioni di fase ai morsetti di uscita (V_r, V_s e V_t) e relative correnti di fase, come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ad ogni ciclo (20 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima dell'inizio della prova e termina almeno dopo 1000 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva). Le potenze vanno calcolate utilizzando le sole componenti a 50 Hz di tensione e corrente. Il transitorio di tensione finisce quando la tensione rientra stabilmente oltre l'85% del valore di tensione nominale. Per le correnti di fase, oltre al valore rms mediato su un periodo si dovrà registrare e documentare anche il valore di picco per ciascuna fase.
- Nello stesso periodo di osservazione si dovranno riportare gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase (eventualmente con dettaglio ingrandito dell'andamento durante i fronti di salita e discesa di tensione).
- Nel rapporto di prova si dovrà descrivere anche il metodo di calcolo utilizzato per determinare la potenza, il fattore di potenza e la corrente reattiva.

La descrizione estensiva delle modalità di acquisizione e di registrazione dei parametri elettrici rilevati durante la esecuzione dei test di insensibilità agli abbassamenti di tensione è presente nella Norma IEC 61400-21.

Bter.9 Metodo per la modellizzazione e validazione del modello matematico di un gruppo di generazione sincrono)

Questo articolo è allo studio.

Allegato C
(normativo)

Conformità delle apparecchiature

La rispondenza delle apparecchiature ai requisiti elencati nella Norma CEI 0-21 deve essere attestata da “Dichiarazione di conformità”.

Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell’Articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall’Utente al Gestore della rete di distribuzione all’atto della connessione.

La “Dichiarazione di conformità” dell’apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all’identificazione del dispositivo.

Le prove possono in alternativa avvenire:

- presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, oppure
- presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati sotto la sorveglianza di un ente di certificazione accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065.

Si deve inoltre prevedere l’attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall’Utente al Gestore della rete di distribuzione all’atto della connessione.

Il Paragrafo C.1 riporta un esempio di possibili tabelle da usare nei rapporti di prova del SPI.

C.1 Esempio di tabelle per test report SPI

Di seguito viene dato un esempio di tabella (Tabella 54) riassuntiva relativa alla misura di soglie, tempi e rapporti di ricaduta per una PI esterna, nel caso di PI integrata nel convertitore i campi relativi a tempi e rapporti di ricaduta possono essere lasciati vuoti.

Tabella 54 – Rilievi su protezione di interfaccia

Prova a temperatura ambiente 20 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [Hz]	Richiesta [Hz] ± 20 mHz	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]
Frequenza Soglia	Min		49,8		77 ≤ t ≤ 123		1 ≤ r ≤ 1,015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		50,2		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0,998		50 ≤ tr ≤ 150

Prova a temperatura ambiente 20 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [V]	Richiesta [V] ± 5 %	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]
Tensione Soglia	Min		184(69)		1 560 ≤ t ≤ 1 640		1 ≤ r ≤ 1,015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		276(66)		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0,998		50 ≤ tr ≤ 150

Prova a temperatura 10 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [Hz]	Richiesta [Hz] ± 20 mHz	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [m69s]
Frequenza Soglia	Min		49,8		77 ≤ t ≤ 123		1 ≤ r ≤ 1.015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		50,2		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0.998		50 ≤ tr ≤ 150

Prova a temperatura 10 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [V]	Richiesta [V] ± 5 %	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]
Tensione Soglia	Min		184(69)		1 560 ≤ t ≤ 1640		1 ≤ r ≤ 1,015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		276(66)		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0,998		50 ≤ tr ≤ 150

Prova a temperatura +55 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [Hz]	Richiesta [Hz] ± 20 mHz	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]
Frequenza Soglia	Min		49,8		77 ≤ t ≤ 123		1 ≤ r ≤ 1,015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		50,2		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0,998		50 ≤ tr ≤ 150

Prova a temperatura + 55 °C		Soglie di intervento		Tempo di intervento		Rapporto di ricaduta		Tempo di ricaduta	
		Rilevate [V]	Richiesta [V] ± 5 %	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]	Rilevato	Richiesta	Rilevato [ms]	Richiesta [ms]
Tensione Soglia	Min		184(73)		1 560 ≤ t ≤ 1 640		1 ≤ r ≤ 1,015		50 ≤ tr ≤ 150
	Max		276(66)		77 ≤ t ≤ 123		1 ≥ r ≥ 0,998		50 ≤ tr ≤ 150

Allegato D
(informativo, allo studio)

Segnali su protocollo CEI EN 61850

D.1 Generalità

Nella prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione verso il paradigma delle smart grid, è necessario definire un insieme di segnali finalizzati al governo della rete di distribuzione in presenza di una massiccia quantità di Generazione Distribuita (GD).

Tali segnali dovranno consentire di

- erogare i servizi di rete attraverso la modulazione della potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal DSO,
- distaccare i generatori in caso di ricezione del relativo segnale di teledistacco,
- abilitare/inibire le soglie di frequenza del SPI,
- fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura.
- ecc.

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W, per i quali è previsto un sistema in esecuzione fissa non regolabile dall'utente.

Allegato E
(normativo)

Partecipazione delle unità di Generazione Distribuita (GD) al controllo della tensione

E.1 Generalità

Il presente allegato contiene le logiche di controllo locali, nonché i segnali di regolazione da remoto, necessari alla partecipazione delle unità GD al controllo della tensione.

Attualmente le logiche descritte ed i valori indicati per la tensione e la potenza reattiva si riferiscono al funzionamento richiesto ai generatori statici indicati nel Paragrafo 8.4.4.2 e verificati mediante le prove di cui in B.1.2.1.

Per i generatori sincroni, analoghe prescrizioni sono allo studio. In ogni caso per i gruppi di generazione sincroni di potenza superiore a 11,08 kW secondo l'Articolo 17.2 del Regolamento UE 2016/631 "un gruppo di generazione sincrono è dotato di un sistema permanente di controllo automatico dell'eccitazione in grado di fornire tensione costante sui morsetti dell'alternatore seguendo un setpoint selezionabile senza instabilità sull'intero range operativo del gruppo di generazione sincrono."

Tali logiche saranno attivate a richiesta del DSO.

La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal DSO al produttore contestualmente alla connessione.

Per lo scambio di potenza reattiva, il tempo entro cui è necessario raggiungere il 90 % della variazione di potenza reattiva richiesta deve essere pari a 1 s e il tempo entro cui è necessario raggiungere il 100 % della variazione di potenza reattiva richiesta deve essere pari a 10 s.

E.2 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P)

Secondo quanto stabilito in 8.4.4.2 ed in 8.5.2, tutti gli impianti di generazione, connessi alla rete tramite uno o più inverter, devono partecipare al controllo della tensione tramite assorbimento di potenza reattiva.

L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva.

In questi casi il tipo ed i valori nominali della regolazione della potenza reattiva dipendono dalle caratteristiche di rete e possono quindi essere prescritti individualmente dal DSO, purché all'interno dei limiti della capability "triangolare" dei convertitori, come schematicamente rappresentato in 8.4.4.2 tramite la Figura 92 (zona tratteggiata).

Tuttavia, soprattutto per gli impianti di piccola taglia, è opportuno stabilire meccanismi di controllo della potenza reattiva che, sulla base di una logica locale, integrata nel controllo degli inverter, consentano di limitare la tensione ai morsetti di uscita agendo in modo automatico sulla base di una curva di regolazione preimpostata e definita all'interno della capability triangolare.

Seguendo questo criterio, gli inverter devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale, secondo un valore funzione dei seguenti metodi:

- Secondo una curva caratteristica del fattore di potenza in fuzione della potenza attiva = f(P) (curva di tipo a) in Figura 92) oppure
- Ad un fattore di potenza cosφ fisso ed impostabile fino al limite massimo di capability pari a 0,9 (curva di tipo b) in Figura 92).

Al fine di garantire un comportamento omogeneo di tutti i generatori distribuiti sulle reti di bassa tensione è stato stabilito quanto segue:

- Tutti i convertitori devono integrare come impostazione di default la curva caratteristica standard $\cos\varphi = f(P)$ riportata in Figura 92 (tipo a)) definita univocamente dalla interpolazione lineare di quattro punti, rispettivamente A, B e C, D, impostati come segue:
  - A: $P = 0{,}2\ P_n$; $\cos\varphi = 1$
  - B: $P = 0{,}5\ P_n$; $\cos\varphi = 1$
  - C: $P = P_n$; $\cos\varphi = 0{,}9$
  - D: $P \leq 0{,}2\ P_n$; $\cos\varphi = 1$

  La curva caratteristica standard di tipo b) è definita dai punti C e D, impostati come segue
  - C: $P = P_n$; $\cos\varphi = 0{,}9$
  - D: $P = 0{,}05\ P_n$; $\cos\varphi = 0{,}9$
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal DSO al produttore contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento.
- Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica "standard" di tipo a), previa richiesta del DSO, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purché eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
- Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito.
- Il DSO può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard di tipo a) in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Nell'esempio tratteggiato in Figura 92 la variante della curva di tipo a) rispetto allo standard consiste in una modifica del livello di potenza attiva in cui inizia la regolazione in assorbimento di potenza reattiva (punto A con $P = 0{,}05\ P_n$).

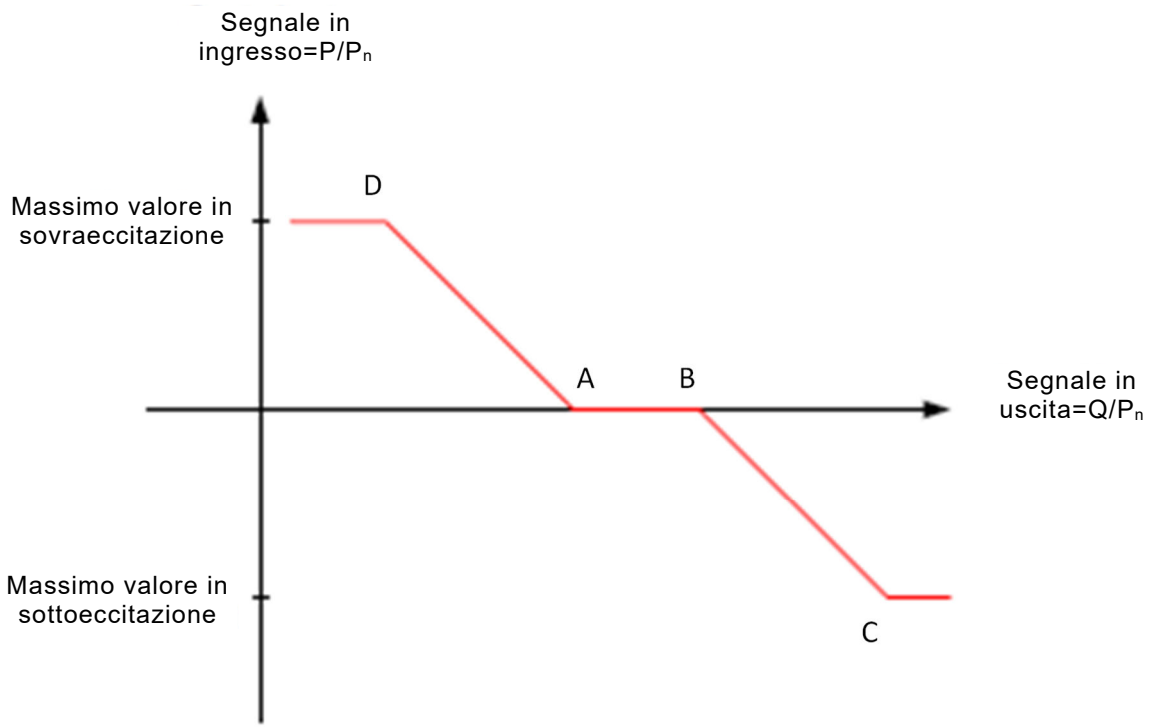
Poiché sulle reti BT la produzione di potenza attiva innalza la tensione nel punto di connessione e su tutta la linea alla quale il generatore è connesso, la attivazione della modalità di funzionamento $\cos\varphi = f(P)$ è abilitata in funzione di una tensione di lock-in superiore alla tensione nominale (per esempio pari a $1{,}05\ V_n$), il cui valore è comunicato dal DSO nel regolamento di esercizio.

Il valore di lock-in deve essere regolabile tra V_n e $1{,}1\ V_n$ con intervalli di 0,01.

Il valore di lock-out (ad esempio pari a $0{,}98\ V_n$) deve essere regolabile tra $0{,}9\ V_n$ e V_n con intervalli di 0,01.

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s (si veda a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.3).

L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.



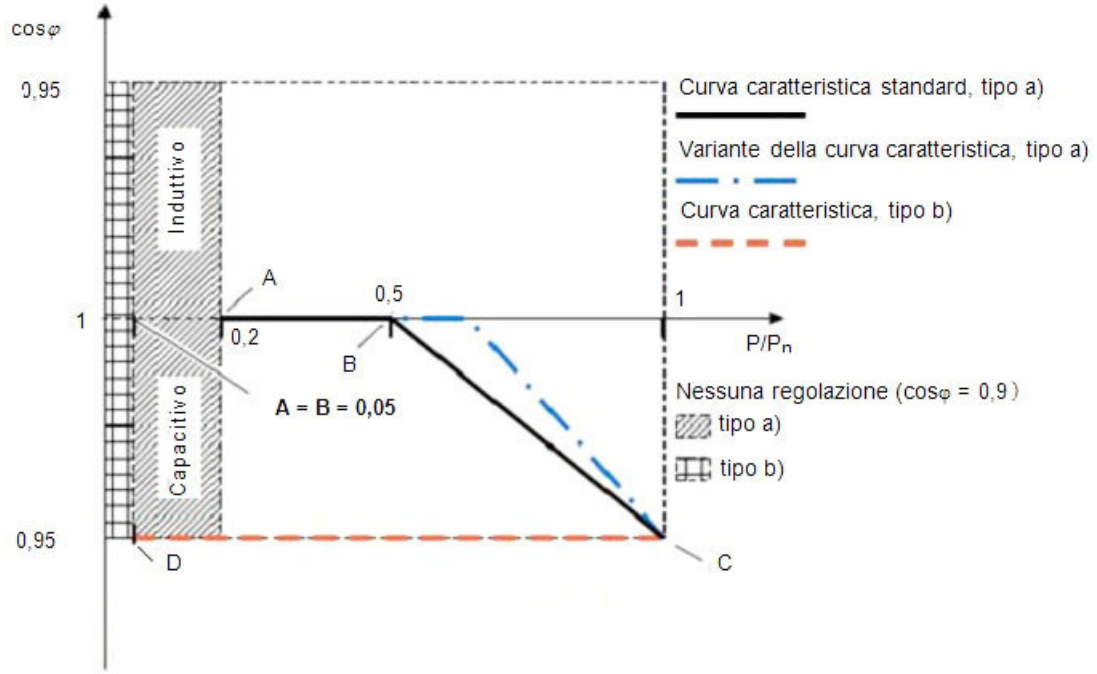


Figura 92 – Curva caratteristica standard cosφ = f(P) e varianti, definite su tre punti

Modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P), rispettivamente tipo a) e b):

- Al superamento del punto di lavoro P/P_n = 0,5 (curva tipo a)), ovvero P/P_n = 0,05 (curva tipo b)), l'inverter verifica se la tensione ai suoi morsetti è superiore al valore "critico" per il Lock-In (per esempio pari a 1,05 V_n, comunque un valore inferiore al limite di funzionamento stabile secondo CEI EN 50160).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Figura 92 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cosφ unitario fino a che la tensione misurata ai morsetti rispetta il limite V < 1,05 V_n.
- Per livelli di potenza superiori a 0,5 P_n (curva tipo a)), ovvero a 0,05 P_n (curva tipo b)), qualora la tensione (verificata almeno ogni secondo) superi il valore critico, il convertitore attiverà la regolazione di reattivo (lock-in), posizionando il punto di lavoro P-Q sulla curva caratteristica standard in base al livello attuale della potenza attiva entro 10 s.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa solo quando:
  - la potenza attiva P erogata rientra sotto i valori di lock-out in potenza, pari al 50 % di P_n (curva tipo a)) ovvero pari al 5 % di P_n (curva tipo b)), indipendentemente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure
  - la tensione rientri sotto il valore di lock-out di tensione, per esempio pari a 1,00 V_n.

NOTA Il controllo della potenza reattiva comporta una maggiore dissipazione nella rete di bassa tensione. Come stabilito nel presente paragrafo, tale dissipazione può essere ridotta al minimo attivando la regolazione automatica della potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P) solo al superamento di un livello critico della tensione rilevata ai morsetti di uscita del convertitore. L'impianto di produzione opera quindi in assorbimento di reattivo solo se eroga potenza attiva e solo quando la tensione misurata ai morsetti di uscita è prossima ai limiti stabiliti.

E.2.1 Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V)

Limiti di applicabilità: inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW.

La regolazione ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 s a 30 s con step di 1 s (default setting: 3 s) e presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P-Q secondo quanto specificato al Paragrafo 8.4.4.2.

In aggiunta a quanto previsto in E.2, gli inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW devono consentire anche la erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita, secondo la curva caratteristica Q = f(V) di Figura 93 – Curve caratteristiche standard Q = f(V).

Questo tipo di regolazione è tale da richiedere un funzionamento del generatore fino al limite stabilito per la capability "rettangolare", secondo quanto specificato al Paragrafo 8.4.4.2 (vedi anche Figura 92). Nella Figura 93, la convenzione utilizzata per lo scambio di Potenza reattiva è quella dei generatori e cioè:

- Potenza reattiva positiva: il generatore eroga potenza reattiva erogando una corrente in ritardo rispetto alla tensione
- Potenza reattiva negativa: il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione

Pertanto, in base a quanto stabilito in 8.4.4.2, ai fini della applicazione di questi metodi di regolazione "in tensione", l'erogazione o assorbimento di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V) si intende convenzionalmente finalizzata alla prestazione da parte dell'Utente Attivo di un servizio di rete richiesto dal DSO. Pertanto, questa modalità di funzionamento sarà attivata solo su richiesta del DSO e secondo una regolamentazione e le condizioni economiche che verranno stabilite dalla ARERA.

Seguendo questo criterio, gli inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a 11,08 kW devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale, secondo un valore funzione della tensione rilevata ai morsetti del generatore ed al massimo pari a 0,4843 della potenza nominale dell'impianto, in base alla curva "standard, Q = f(V)" di Figura 92. In particolare, facendo riferimento alla caratteristica di tipo b), il valore potenza reattiva di funzionamento del generatore è variabile (funzione del cosφ) in modo da avere la Q di figura. Il parametro k è richiesto solo per i sistemi di accumulo. Il relativo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure, in subordine, dall'utente.

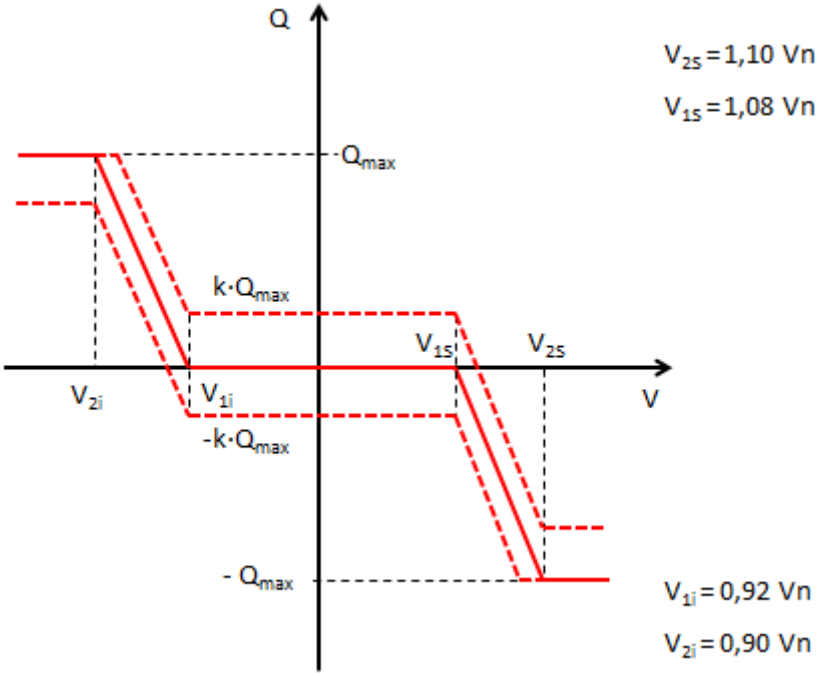


Figura 93 – Curve caratteristiche standard Q = f(V) [88]

La curva caratteristica Q = f(V) è definita univocamente dai seguenti parametri:

- I valori di V1 e V2, definiti dal DSO, purché entro i limiti di:
- $V_n < V_{1s}$; $V_{2s} < V_{max}$; $V_n > V_{1i}$; $V_{2i} > V_{min}$;
- $V_{min} \geq 27.S1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9\ V_n$)
- $V_{max} \leq 59.S1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1\ V_n$)
- $-Q_{min}$ e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di capability "rettangolare" stabiliti in 8.4.4.2 e verificati mediante le prove di cui in B.1.2.1 (comunque non inferiori in modulo al 48,43 % di P_n).
- k variabile tra -1 e 1. Per i sistemi fotovoltaici k = 0 per i sistemi di accumulo k = 0÷1 in funzione dell'indicazione del DSO. In assenza di adeguata comunicazione con l'impianto di generazione, il parametro k è stabilito all'atto della configurazione dell'impianto. L'utente può, viceversa, variarne il valore nel rispetto del regolamento di esercizio sottoscritto.
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal DSO all'Utente Attivo contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento, in presenza di una regolamentazione emessa da parte di ARERA.

(88) Ulteriori Informazioni sono contenute in "Voltage Regulation Issues For Smart Grid"; Gabriele Monfredini, Maurizio Delfanti, Marco Merlo, Alberto Cerretti, Ettore De Berardinis; Cigrè International Symposium; Bologna, 13-15 September 2011.

- Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica “standard” Q = f(V), previa richiesta del DSO, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purché eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
- Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell’impianto nei limiti riportati di seguito.

Il DSO, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse, purché riconducibili a quella riportata a titolo esemplificativo in Figura 92 tramite impostazione dei parametri V_{1i}, V_{2i}, V_{1s}, V_{2s}, secondo i criteri e limiti su esposti. Per la misura della tensione, finalizzata alla funzione Q(V), deve essere seguita una delle seguenti modalità:

- sequenza positiva della terna di tensioni concatenate misurate;
- media del valore efficace delle tensioni concatenate;
- misura delle tensioni di ciascuna fase per calcolare la potenza reattiva di ciascuna fase.

Il tempo di risposta del sistema che realizza la funzione Q(V) deve corrispondere alla risposta di un filtro del primo ordine con costante di tempo configurabile nel campo 3 s ÷ 60 s. Il tempo necessario a raggiungere il 95 % del nuovo valore di Q, funzione del nuovo valore di V, sarà quindi 3 volte la costante di tempo configurata.

La modalità di funzionamento in regolazione automatica di reattivo secondo la curva Q = f(V) (Figura 93), viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di lock-in (per esempio pari a 0,20 P_n), il cui valore è comunicato dal DSO nel regolamento di esercizio.

Il valore di lock-in di potenza deve essere regolabile tra 0,1 P_n e P_n ad intervalli di 0,1 P_n.

La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di lock-out di potenza, pari a 0,05 P_n o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purché non superiore a 0,05 P_n).

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall’inverter entro 10 s (si veda a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.4).

L’implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.

Modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard Q = f(V):

- Per la curva di Figura 93: al superamento del punto di lavoro $V > V_{1s}$, oppure $V < V_{1i}$, l’inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-In (per esempio pari a 0,2 P_n).
- Per la curva di Figura 93: al superamento del punto di lavoro $V > V_{2s}$, oppure $V < V_{2i}$, l’inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-In (per esempio pari a 0,2 P_n).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Figura 93 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cosφ unitario fino a che la potenza erogata permane al di sotto del limite di lock-in $P < 0,2\ P_n$.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa solo quando:
  - la potenza attiva P erogata scende stabilmente sotto il 5 % di P_n, Lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure
  - la tensione misurata è all’interno del range di V_{1s}, V_{1i}.

E.3 Regolazione centralizzata

In presenza di una regolazione centralizzata, sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza reattiva o di cosφ da erogare da parte dell'unità GD nei limiti della capability rettangolare. La capacità di erogare potenza reattiva secondo un set-point definito a mezzo di un segnale esterno è richiesta per tutti gli inverter in impianti di taglia complessiva superiore a 11,086 kW.

Questo tipo di regolazione è tale da richiedere, potenzialmente, un funzionamento del generatore in punti esterni alla capability "triangolare" (cosφ istantaneo inferiore a 0,9) e fino al limite stabilito per la capability "rettangolare", secondo quanto specificato al Paragrafo 8.4.4.2 (vedi anche Figura 92).

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W.

Allegato F
(normativo)

Limitazione della potenza attiva delle unità di Generazione Distribuita (GD)

F.1 Generalità

Il presente allegato contiene le logiche di controllo locali, nonché i segnali di regolazione da remoto, necessari alla limitazione della erogazione di potenza attiva di tutti i gruppi di generazione di almeno 800 W.

F.2 Limitazione in logica locale

La limitazione in logica locale, essendo alternativa alla disconnessione dalla rete, deve essere attivabile dall'Utente attivo e, qualora attivata, può operare secondo una funzione scelta dal costruttore, pur di non prevedere gradini nell'erogazione della potenza attiva.

A tutela dell'utente attivo è necessario che sia l'attivazione sia l'intervento della funzione di limitazione della potenza attiva in logica locale siano opportunamente segnalate dall'inverter, secondo modalità scelte dal costruttore.

Se il generatore è dotato di sistema di accumulo, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete compatibilmente con il suo stato di carica.

F.3 Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione

Nel range di frequenza compreso tra 47,5 Hz ed un valore regolabile tra 50 Hz e 52 Hz (soglia di attivazione con valore di default pari a 50,2 Hz), tutti gli impianti di produzione di potenza massima pari o superiore a 800W devono mantenere una produzione costante al valore della potenza attiva target, che corrisponde alla massima potenza erogabile come indicato al Paragrafo 8.4.4 e, in particolare, alla Figura 20.

In presenza di transitori di frequenza sulla rete di trasmissione, l'immissione di potenza attiva sarà regolata secondo la legge di controllo di seguito riportata, come raffigurato nel grafico di Figura 94.

Definiti:

- Statismo s: Lo statismo "s" deve essere regolabile tra 2 % e 12 %, con un valore di default pari al 2,6 % per i parchi di generazione e tra il 4 % e il 5 % per i gruppi di generazione sincroni. Per i generatori ORC lo statismo deve essere non superiore al 4 %.
- P_{imax}: potenza attiva erogata all'istante di superamento dei 50,2 Hz (valore memorizzato).
- P_{nom}: potenza nominale del sistema di generazione.
- P_{imin}: potenza minima raggiunta durante il transitorio di sovrafrequenza, definita univocamente dalla potenza P_{imax} erogata al superamento della soglia di attivazione (50,2 Hz), dallo statismo s impostato e dall'entità della sovrafrequenza, misurata rispetto alla soglia di attivazione (50,2 Hz) (vedi il grafico di Figura 94).

Al superamento della soglia di attivazione (default pari a 50,2 Hz) tutti gli impianti di produzione devono ridurre la potenza P_{imax} immessa in rete secondo lo statismo s in funzione dell'entità dello scarto in frequenza positivo.

La riduzione della potenza immessa in rete dal valore P_{imax} al valore definito dall'entità della sovrafrequenza (rispetto ai 50,2 Hz preso come riferimento) secondo lo statismo s impostato, deve avvenire in modo lineare con tempi in genere inferiori a 1 s e comunque non superiori a 2 s. La precisione della misurazione di frequenza deve essere di almeno 10 mHz.

Per i generatori ORC la riduzione della potenza attiva dovrà essere effettuata a partire da 50,2 Hz con uno statismo non superiore al 4 % in un tempo non superiore a 10 s. In alternativa, è consentito che tali generatori cessino l'erogazione di potenza attiva al superamento di 50,5 Hz.

Per i gruppi di generazione aventi per motore primo motori a combustione interna, la riduzione della potenza attiva avverrà con un gradiente di almeno 66 % Pn/min (1,11 % Pn/s).

I gruppi di generazione devono essere in grado di ridurre la loro Potenza attiva fino al loro minimo tecnico; il minimo tecnico non può essere superiore al 50 % P_n.

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, si dovrà limitare la potenza erogata al valore minimo raggiunto durante il transitorio di sovrafrequenza, fino a che la frequenza non si attesta stabilmente nella banda (50 ± 0,1) Hz (taratura di default) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi.

Trascorsi i 300 secondi di attesa, si potrà riportare il limite della potenza erogabile al valore memorizzato e precedente il transitorio, pari a P_{imax}, seguendo una rampa lineare con pendenza pari a 20 % * P_{imax} / min ma comunque non inferiore a 5 % * P_{nom}/min, ovvero tale da ripristinare in modo graduale (lineare) la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari o al più inferiore a 5 min.

Una volta raggiunto il limite della potenza erogata prima del transitorio, qualora la potenza disponibile dalla sorgente primaria sia superiore a P_{imax}, si potrà adeguare l'erogazione al nuovo livello di potenza disponibile con lo stesso gradiente, oppure con un gradiente lineare positivo massimo non superiore a 20 % P_{nom}/min.

Il seguente esempio (Figura 95) riassume in forma grafica il funzionamento del regolatore che gestisce il ripristino della erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovrafrequenza. In particolare, il transitorio di riassestamento che decorre dall'istante in cui termina il periodo di attesa (300 s) alla potenza minima (P_{min}) raggiunta durante il transitorio di sovrafrequenza e l'istante in cui si raggiunge il valore attuale della potenza disponibile (fino a P_{nom}) è pari a $T_1 + T_2$ e non supera il valore limite di 20 min ($T_1 \leq 5$ min; $T_2 \leq 15$ min).

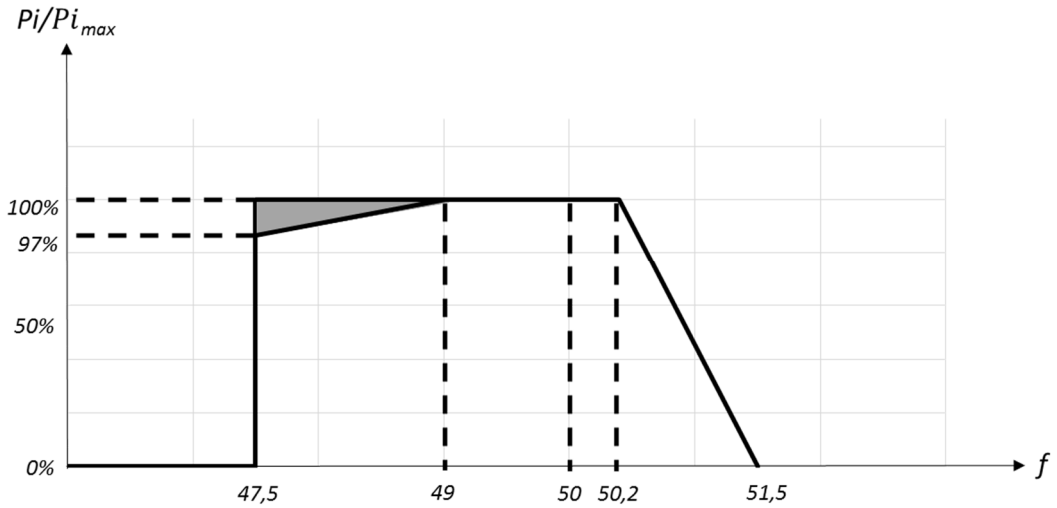


Figura 94 – Curva di riduzione della potenza attiva in sovrafrequenza

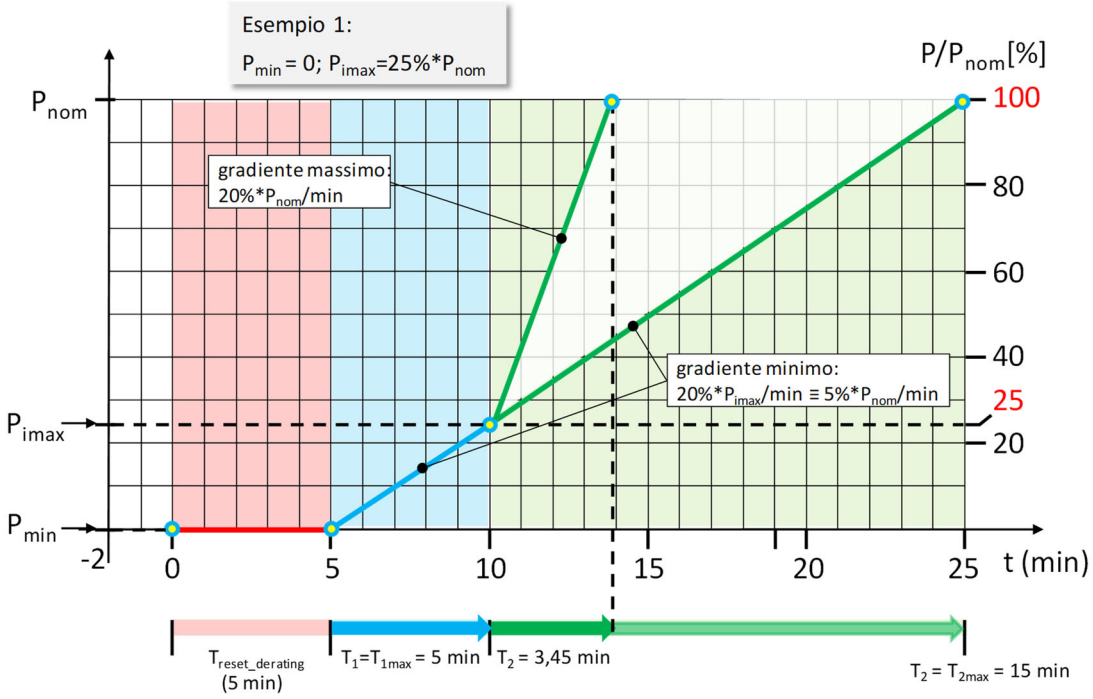


Figura 95 – Funzionamento del regolatore che gestisce il ripristino della erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovrafrequenza

La funzione di limitazione della potenza attiva per transitori di sovrafrequenza ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 s a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

Per i sistemi di accumulo, la funzione di limitazione della potenza attiva è valida anche per transitori di sottofrequenza ed ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 s a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

F.4 Limitazione per effetto di una logica centralizzata

In presenza di una regolazione centralizzata, sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza attiva da limitare da parte dell'unità GD. Tale modalità dovrà essere attivabile solo in impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW. I possibili valori dei set-point inviati dal gestore di rete saranno espressi come percentuale della potenza nominale degli inverter, in gradini di ampiezza massima pari al 10 % P_n. Potranno quindi verificarsi 10 possibilità di riduzione rispetto alla potenza nominale. Se l'inverter si troverà già a un livello di potenza più basso rispetto a quello richiesto, non dovrà ridurre ulteriormente la potenza stessa. Il livello di potenza richiesto dal set-point dovrà essere raggiunto entro 1 min dalla ricezione del segnale, e con una tolleranza pari al ± 2,5 % P_n. Nel caso di set-point pari a 10 % P_n, la tolleranza sarà compresa tra il 12,5 % P_n e 0 % P_n, e l'inverter avrà quindi facoltà di disconnettersi.

Allegato G
(normativo)

Regolamento di esercizio di impianti di produzione in parallelo con rete BT del DSO

Nel presente allegato sono riportate tutte le informazioni che devono essere scambiate tra DSO e Utente nel processo di connessione. Il complesso di tali informazioni deve essere riportato nel contratto per la connessione.

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.

Alcuni dei suddetti dati possono essere resi disponibili agli Utenti anche prima della stipula del contratto, qualora siano necessari alla progettazione degli impianti.

G.1 Dati dell'Utente attivo

DATI IDENTIFICATIVI UTENTE PRODUTTORE (titolare dei rapporti con "DSO" ed avente la disponibilità dell'impianto di produzione):

Nome, cognome:_____

Luogo e data di nascita: _____

Codice fiscale e partita IVA
(se coincidente con il titolare del contratto di fornitura)_____

Punto di connessione dell'impianto alla rete BT a 230/400 V di "DSO":

Indirizzo:_____

Località: _____

Comune:_____Pr._____

Codice POD: _____

Codice rintracciabilità pratica di connessione:_____

Potenza contrattuale della fornitura di energia elettrica in prelievo:_____[kW]

Uso: _____

G.2 Generalità

Gli elementi di impianto e le apparecchiature a monte del punto di connessione sono di proprietà del "DSO", mentre sono di proprietà dell'Utente produttore tutti gli elementi a valle.

L'Utente produttore si impegna a non manomettere o manovrare gli impianti e le apparecchiature del "DSO".

Si precisa che solo i gruppi generatori indicati dall'Utente produttore nel presente regolamento possono funzionare in parallelo con la rete del "DSO"; è vietato il collegamento a tale rete di generatori diversi da essi.

In caso di qualunque variazione rispetto a quanto indicato nel presente documento l'Utente produttore si impegna a contattare il "DSO" per rinnovare il regolamento ed i relativi allegati.

Ogni modifica dello schema d'impianto, riportato in allegato, dovrà essere preventivamente autorizzata da “DSO”.

L’Utente produttore prende atto del fatto che possibili innovazioni tecnologiche o normative potranno in futuro indurre richieste di varianti o aggiunte a quanto riportato nel presente documento e si impegna ad agevolare l'attuazione di tali richieste per quanto di sua competenza.

L’Utente produttore inoltre si impegna a comunicare tempestivamente al “DSO” qualsiasi iniziativa od evento che, per qualsiasi motivo, possa comportare modifica, anche parziale, di quanto esposto nel presente regolamento di esercizio ed a evitare l'attuazione di tale modifica sino a che non abbia ottenuto il consenso da “DSO”, attenendosi comunque alle condizioni che eventualmente vincolassero tale consenso.

Qualora l’Utente produttore non rispetti le prescrizioni riportate nel presente regolamento e/o nella Norma CEI 0-21, l’allacciamento potrà essere soggetto a sospensione o a limitazione sino al ripristino delle condizioni prescritte.

Il DSO può esercitare il diritto di verificare in ogni momento il rispetto delle prescrizioni e di quanto dichiarato nel presente regolamento e nei relativi allegati, con facoltà di effettuare propri controlli.

In caso di cessazione del contratto di connessione l’Utente produttore si impegna a contattare il DSO al fine di distaccare la fornitura ed a mettere in sicurezza il collegamento elettrico dei propri impianti.

G.3 Esercizio del parallelo “distributore DSO” - Utente attivo

G.3.1 Condizioni generali

L’Utente produttore dichiara che l'esercizio in parallelo dei gruppi di generazione avviene sotto la sua responsabilità e nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) il collegamento non deve causare disturbi alla tensione di alimentazione ed alla continuità del servizio sulla rete “DSO” (in caso contrario, si deve interrompere automaticamente e tempestivamente);

b) il “DSO” può effettuare più rilanci di tensione per esigenze di esercizio della propria rete, sia automaticamente, che manualmente, in tempi che, al minimo, possono arrivare a 400 ms dal mancare della tensione sulla rete(89). Tali rilanci non sono condizionati dalla verifica della presenza o meno di generatori sulla parte di rete disalimentata;

c) in caso di mancanza di tensione sulla rete del “DSO”, l'impianto dell’Utente produttore non può immettervi potenza, né mantenere in tensione parti della rete di DSO separate dalla rete di distribuzione pubblica, se non entro i limiti di funzionamento della SPI previsti nella Norma CEI 0-21;

d) in caso di ricezione di segnali impartiti dal “DSO” nonché di qualunque evento anomalo (comprese le variazioni di frequenza, tensione e gli squilibri della potenza generata) il funzionamento complessivo dell'impianto dell’Utente e dei generatori in esso presenti deve rispondere alle prescrizioni della Norma CEI 0-21 con le modalità in essa previste (insensibilità agli eventi della tensione, interruzione automatica del parallelo, ecc.);

(89) La durata delle sequenze di rilanci ha tempi molto variabili. È opportuno, in caso di dispositivi che ricolleghino automaticamente l’impianto di produzione, impostare un adeguato tempo di attesa, dell’ordine di qualche minuto.

e) in caso di disponibilità di altre connessioni di rete (quali ad es. punti di alimentazione di emergenza, ecc..), l'Utente dovrà mantenerle elettricamente separate da quella oggetto del presente regolamento in modo da evitare paralleli anche transitori, a meno che questi siano indicati esplicitamente e regolati di conseguenza secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-21;

f) i valori indicati da DSO o prescritti dalla Norma CEI 0-21 per le regolazioni dei sistemi di protezione e per i sistemi di controllo dei generatori (inclusi i controlli di inverters connessi fra rete di distribuzione e fonte di energia primaria) non possono essere modificati dall'Utente; viceversa l'Utente è tenuto ad adeguare le regolazioni ed i parametri in questione dietro richiesta da parte DSO o modifica di quanto prescritto nella normativa tecnica;

g) il Cliente si impegna a non manomettere o manovrare gli impianti e le apparecchiature del DSO;

h) l'impianto di produzione non deve determinare squilibri tra le fasi maggiori di 6 kW.

Il valore massimo della potenza che può essere immessa nella rete del DSO, come riportato nel preventivo di allacciamento, è pari a _____ kW.

Il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione, è pari a _____ kW.

In caso di superamento della potenza disponibile in immissione in almeno due distinti mesi nell'anno, si applica quanto previsto dalle disposizioni dell'ARERA (TICA).

G.3.2 Impianto

La seguente descrizione dell'impianto e le caratteristiche dei dispositivi impiegati sono conformi allo schema allegato.

– sistema elettrico alimentante: monofase □□ / trifase □□

– tensione nominale (in corrente alternata) complessiva dell'impianto di produzione: _____ [V_n]

– potenza nominale (in corrente alternata) complessiva dell'impianto di produzione _____ [kW/kVA]

– fonte/i primaria/e di generazione (solare, eolica, idroelettrica, termica, biogas, etc.) _____

– contributo alla corrente di cortocircuito complessiva dell'impianto di produzione (Ampere): _____

L'esercizio in parallelo con la rete è previsto per il/i seguente/i generatore/i:

– Tipologia (statico c.c./c.a., statico c.a./c.a., rotante sincrono, rotante asincrono non autoeccitato, autoeccitato, ecc.):

_____

– Marca (costruttore):

_____

– Modello/i:

_____

– Matricola/e:

_____

– Versione/i FW (degli apparati di conversione statici o dei sistemi di regolazione dei gruppi rotanti):

_____

– N. Poli (in c.a.): □ 2 □ 3 □ 4

– Potenza unità di generazione (kVA o kW): _____

– Numero unità: _____

– Q0 (solo per asincroni autoeccitati): _____ [kvar]

– Potenza condensatori (solo per asincroni autoeccitati): _____ [kvar]

– Modalità di inserimento condensatori (solo per asincroni autoeccitati):

_____

– Servizio dei generatori (funzionamento continuo, parallelo breve di sicurezza, di riserva, ecc.):

_____

– Modalità di avvio (manuale con motore primo, automatica da rete, automatica a mancanza di tensione, ecc.):

_____

– Interblocco di funzionamento: □ elettrico □ meccanico □ assente.

La limitazione della componente continua della corrente immessa in rete entro i valori prescritti dalla Norma CEI 0-21 è ottenuta mediante:

□ protezione conforme ai requisiti della Norma CEI 0-21, implementata internamente al sistema di controllo del convertitore

□ trasformatore di isolamento a 50 Hz interno al/ai inverter

□ trasformatore di isolamento a 50 Hz esterno al/ai inverter

□ non sono presenti sistemi elettrici in c.c.

Il sistema di controllo dello squilibrio di potenza è:

□ assente (perché l'impianto di produzione è monofase o trifase di potenza fino a 6 kW)

□ presente e conforme ai requisiti della Norma CEI 0-21

Il/i dispositivo/i di interfaccia (DDI) con la rete è: □ **interno al/i convertitore/i**
□ esterno al/i convertitore/i

ed è asservito al seguente

Sistema di protezione di interfaccia (SPI) conforme ai requisiti della Norma CEI 0-21:

– Marca (costruttore):

_____

– Modello/i:

_____

– Matricola/e:

_____

– Versione/i FW:

_____

– Integrazione in altri apparati (es. sistemi di conversione): □ SI (n. apparati ____) □ NO

Lo scambio di energia reattiva con la rete dell'impianto di produzione (incluso l'eventuale sistema di rifasa mento), avviene secondo le seguenti modalità:

	FASCIA ORARIA		
	F1	**F2**	**F3**
cos φ			

G.4 Sicurezza e disposizioni operative

Il personale del "DSO" può eseguire tutte le manovre necessarie al servizio della propria rete anche senza preavviso.

Le sospensioni della fornitura di energia elettrica e le interruzioni accidentali di uno o più conduttori non costituiscono in ogni caso inadempienza imputabile al "DSO". Il "DSO", inoltre, ha la facoltà di interrompere il parallelo qualora l'esercizio delle proprie reti sia compromesso da perturbazioni provocate dall'impianto dell'Utente produttore o da inefficienza delle sue apparecchiature.

Ai fini della sicurezza del personale, durante l'esecuzione dei lavori o di altri interventi presentanti pericolo di contatto con elementi in tensione, l'Utente produttore (o chi per esso sia nominato Responsabile Impianto - RI) deve osservare le prescrizioni della legislazione vigente e delle Norme CEI EN 50110 -1 e CEI 11-27; in particolare, per gli interventi che interessano parti confinanti o che comunque richiedono l'esclusione congiunta di impianti o loro parti afferenti, sia alle installazioni del "DSO", inclusi i gruppi di misura, che a quelle dell'Utente produttore, quest'ultimo (o chi per esso – Responsabile Impianto) deve prendere accordi con il personale autorizzato di "DSO", per la messa in sicurezza degli impianti.

Inoltre, in occasione di attività lavorative del personale del "DSO" in installazioni elettriche interne all'ambiente dove è situato l'impianto dell'Utente produttore, quest'ultimo dovrà fornire al personale del "DSO" dettagliate informazioni sui rischi specifici presenti nell'ambiente in cui il predetto personale sarà destinato ad operare e sulle misure di prevenzione e di emergenza adottate in relazione alla propria attività.

Per la esecuzione delle attività nell'impianto, l'Utente assicurerà al "DSO" l'assistenza di una persona che fungerà da Riferimento per il sito (RIF), allo scopo di:

- trasmettere tutte le informazioni inerenti ai "rischi specifici" che esistono nel luogo di lavoro;
- fornire tutte le notizie necessarie per la sicurezza delle attività nel sito e dei vari collaboratori;
- ragguagliare compiutamente circa l'esistenza di particolari norme o modalità di sicurezza;
- curare i rapporti relativi al coordinamento tra tutti i Responsabili delle attività nel sito di eventuali altre Imprese presenti in impianto.

A tale scopo, l'Utente produttore riporta nella tabella seguente i nominativi delle persone di riferimento (RIF) e/o Responsabile Impianto (RI) autorizzate per gli eventuali interventi di messa in sicurezza dell'impianto di produzione preliminari allo svolgimento delle suddette attività. L'Utente produttore si impegna, inoltre, a segnalare tempestivamente ogni variazione in merito.

Nome e cognome	Recapito (telefono/Mobile/E-mail/Fax)	Qualifica
		□ RIF □ RI
		□ RIF □ RI

G.5 Manutenzione, adeguamento impiantistico, verifiche e disservizi

All'attivazione dell'impianto e nel periodo di vigenza del regolamento di esercizio l'Utente produttore è tenuto a eseguire i controlli necessari ed una adeguata manutenzione dei propri impianti al fine di non arrecare disturbo alla qualità del servizio della rete.

Le attività di manutenzione sono, infatti, un requisito fondamentale per mantenere costantemente efficiente l'impianto (in particolare il dispositivo di interfaccia) e quindi garantire il rispetto dei principi generali di sicurezza e qualità della tensione di alimentazione, previsti da leggi e normative vigenti.

Esse sono un preciso obbligo richiamato dalla legge (Articolo 15 del D.lgs. 09/04/2008 n. 81 e Articolo 8 del DM 22/01/08 n. 37) e possono essere svolte in conformità alle norme e guide CEI di riferimento (ad es. la Guida CEI 64-14 e la Norma CEI 64-8 per gli impianti in BT, ecc..).

Il controllo e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto competono all'Utente produttore relativamente agli elementi di sua proprietà.

L'Utente attivo si impegna a mantenere efficiente il sistema di protezione d'interfaccia, nonché a verificarne la funzionalità e la rispondenza a quanto richiesto dal DSO relativamente alle regolazioni delle soglie d'intervento con un controllo preliminare alla connessione e, successivamente, per gli impianti di potenza > 11,08 kW, con un controllo ogni 5 anni verificando mediante cassetta prova relè tutte le funzionalità delle protezioni. I risultati del test con cassetta di prova dovranno essere inviati dall'Utente al Gestore in modalità elettronica come definito dal Gestore stesso.

Tali verifiche rientrano nella categoria "Prove di verifica in campo", così come definite dalla Norma CEI 0-21, Articolo A.1 e vanno effettuate, quando necessario, con le cassette prova relè di cui in H.1.2.

Inoltre, si impegna ad informare tempestivamente Il DSO di qualsiasi intervento effettuato su tali apparecchiature nonché su altre apparecchiature che abbiano riflesso sull'esercizio della rete da parte di DSO e ad aggiornare gli allegati al presente regolamento.

L'Utente attivo prende atto del fatto che possibili innovazioni tecnologiche o normative potranno in futuro indurre richieste di varianti o aggiunte al presente regolamento e si impegna ad agevolare l'attuazione di tali richieste per quanto di sua competenza.

L'Utente produttore si impegna inoltre a rendersi disponibile per garantire l'effettuazione delle opportune verifiche (su SPI in particolare) anche in seguito a:

- eventuali modifiche ai valori delle tarature delle protezioni di interfaccia che si rendono necessarie per inderogabili esigenze di rete (tali modifiche saranno successivamente ufficializzate con l'aggiornamento della documentazione);
- eventuali modifiche del regolamento di esercizio che si rendano necessarie in conseguenza di nuove normative in materia o di innovazioni tecnologiche.

In caso di eventi straordinari, disservizi, anomalie nella qualità della tensione rilevata sulla rete e/o presunte anomalie dei gruppi di misura di proprietà dell'Utente produttore, il DSO ha la facoltà di richiedere che alcuni controlli siano ripetuti dall'Utente produttore in presenza del proprio personale, ovvero si riserva di effettuare, in qualsiasi momento, la verifica di funzionamento dei sistemi di protezione di interfaccia.

Qualora si rilevino irregolarità nelle regolazioni delle protezioni, il DSO potrà addebitare le spese sostenute per le proprie attività di verifica all'Utente produttore, il quale dovrà effettuare tutti gli interventi necessari per rimettere in regola il proprio impianto.

Parimenti potranno essere addebitati all'Utente produttore i danni ad impianti del DSO e/o di Terzi imputabili a regolazioni diverse da quanto prescritto e riportato nel presente regolamento.

I controlli occasionali e periodici dei sistemi di protezione saranno eseguiti comunque sotto la responsabilità del Produttore.

Il DSO, ogniqualvolta lo ritenga opportuno (ad es. in seguito ad anomalie rilevate sulla rete), potrà richiedere all'Utente produttore una dichiarazione inerente il controllo delle regolazioni impostate e sullo stato di installazione e manutenzione delle apparecchiature, riservandosi di verificare quanto da questi dichiarato.

L'Utente produttore produrrà adeguata documentazione che certifichi la verifica di quanto originariamente prescritto nel regolamento di esercizio e nei documenti contrattuali, che possa essere stato modificato da interventi sugli impianti da lui effettuati e non segnalati.

Nell'ambito del presente regolamento fa fede la seguente dichiarazione compilata e firmata da professionista iscritto all'albo o dal responsabile tecnico di una impresa abilitata ai sensi della legge vigente. Tale dichiarazione attesta la verifica del corretto funzionamento dell'impianto.

Ai fini dell'effettuazione di alcune delle verifiche di cui in seguito, in particolare quelle con l'impianto in funzione (ad es. regolare funzionamento in chiusura ed in apertura del/i dispositivo/i di interfaccia e/o degli eventuali dispositivi di rincalzo, se previsti) richieste da una o da entrambe le parti, potrà/dovrà essere redatto, se necessario, un apposito regolamento di esercizio per il "parallelo provvisorio" dell'impianto.

Il sottoscritto, (Cognome e Nome)

_____

in qualità di tecnico della (Ragione sociale della ditta di appartenenza)

_____

operante nel settore

_____

avente estremi di abilitazione professionale

_____

ai sensi della legge

_____

sotto la propria personale responsabilità dichiara che l'impianto elettrico descritto nel presente regolamento è stato eseguito in modo conforme alla Norma CEI 0-21 ed è stato verificato secondo le norme e guide CEI vigenti. In particolare, sono state svolte le seguenti verifiche (le sezioni in grigio sono opzionali e sono compilate se ne sussistono le condizioni).

1	Impianto conforme alla documentazione progettuale e agli schemi elettrici allegati (esame documentale, esame a vista, eventuali prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO
2	I componenti ed il macchinario sono conformi (esame documentale) alle prescrizioni di sicurezza ed alle relative norme CEI in quanto muniti di: – Marchi (marchio IMQ o altri) attestanti la conformità alle norme – Relazioni di conformità rilasciati da enti riconosciuti	□ SI □ NO
3	Il sezionamento dei circuiti è conforme alla Norma CEI 64-8 (esame documentale, esame a vista, eventuali prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO
4	Il comando e/o l'arresto di emergenza è stato previsto dove necessario (esame documentale, esame a vista, eventuali prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO □ NP
5	Le caratteristiche dell'impianto sono conformi a Norma CEI 0-21 ed al regolamento di esercizio (esame documentale)	□ SI □ NO
6	Le caratteristiche del/i sistema di protezione di interfaccia sono conformi alla Norma CEI 0-21 ed al regolamento di esercizio (esame documentale)	□ SI □ NO
7	Le caratteristiche dei generatori costituenti l'impianto di produzione sono conformi alle curve di FVRT da indicate nella Norma CEI 0-21 (esame documentale)	□ SI □ NO
8	La verifica con impianto in funzione del regolare funzionamento in chiusura ed in apertura del/i dispositivo/i di interfaccia ha avuto esito favorevole (prova)	□ SI □ NO □ NP
9	La verifica del regolare funzionamento dei dispositivi di interblocco ha avuto esito favorevole (esame documentale, esame a vista, eventuali prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO □ NP
10	Impossibilità di mettere a terra il neutro BT della rete "DSO" (esame documentale, esame a vista, eventuali prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO □ NP
11	Verifica dei gruppi di misura secondo la Norma CEI 13-71 (se previsto e se tale attività è a cura del Produttore) e conferma prova di teleleggibilità (esame documentale, esame a vista, prove e verifiche in impianto)	□ SI □ NO □ NP

Verifica delle regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (tramite cassetta di prova su SPI esterni, autotest su SPI integrati) effettuate in conformità alla Norma CEI 0-21, Articolo A.4 (esame documentale, esame a vista, prove e verifiche in impianto).

Verifica della corretta impostazione delle logiche di regolazione della potenza reattiva indicate dal DSO.

	Protezione	Soglia Norma CEI 0-21	Soglia impostata	Tempo Norma CEI 0-21	Tempo di intervento rilevato	
	(59.S1)	1,10	V	≤ 3 s		
	(59.S2)	1,15 V_n	V	0,2 s	……..s	□ SI □ NO
	(27.S1)	0,85 V_n	V	1,5 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	(27.S2)	0,15 V_n	V	0,2 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	(81>.S1)	50,2 Hz	Hz	0,1 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	(81<.S1)	49,8 Hz	Hz	0,1 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	(81>.S2)	51,5 Hz	Hz	0,1 s ÷ 5 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	(81<.S2)	47,5 Hz	Hz	0,1 s ÷ 5 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	Telescatto			0,05 s	……..s	□ SI □ NO □ NP
	Autotest					□ SI □ NO □ NP
	Segnale locale	ON-OFF				

I tempi di intervento devono essere rilevati da opportuno file, non modificabile dall'Utente, prodotto dalla cassetta prova relè o dall'inverter (ammissibile solo in caso di SPI integrato) oppure dal display dell'inverter. La stampa del file ed l'eventuale supporto informatico con il file stesso deve essere allegato alla presente relazione. In caso di rilievo dei dati dal display dell'inverter, devono essere allegate le foto del display con i dati chiaramente leggibili per ciascuna delle prove da effettuare.

NP = non previsto.

Regolazione potenza reattiva

Funzione	Da attivare	Parametri	Valore	Default
Curva caratteristica cosφ=f(P)	☐Sì ☐No	Tensione di lock-in:		1,05 Vn
		Tensione di lock-out:		Vn
Curva caratteristica Q=f(V)	☐ Sì ☐No	V1i:		1,08 Vn
		V2i:		1,1 Vn
		V1s:		0,92 Vn
		V2s:		0,9 Pn
		Lock-in di potenza attiva:		0,2 Pn
		K (solo storage)		±0,1
Variazione di potenza attiva in presenza di transitori sulla rete		Soglia OF:		50,2 Hz
		Soglia UF (solo storage)		49,8 Hz

Il dichiarante (timbro e firma) _____

Data verifica …/…. /….

G.6 Misura dell'energia

L'Utente produttore si impegna a consentire l'accesso del personale del DSO ai gruppi di misura, secondo quanto previsto nei documenti contrattuali, per le attività di installazione, manutenzione, verifica, lettura e sigillatura.

Inoltre, l'Utente produttore si impegna a garantire il mantenimento nel tempo delle condizioni di sicurezza previste dalla normativa di legge vigente e dalla Norma CEI 0-21 per il locale ove è collocato il/i sistema/i di misura.

In caso di spostamento dei gruppi di misura dell'energia (prodotta e/o scambiata con la rete), richiesto dall'Utente produttore, l'Utente stesso prende atto di dover condividere con il "DSO" il posizionamento dei gruppi di misura, qualora il relativo servizio di misura è affidato al "DSO", ai sensi delle delibere dell'ARERA vigenti.

L'Utente produttore dichiara altresì di:

□ presenziare (per proprio conto o con terzo di sua fiducia) alla installazione dei gruppi di misura effettuata dal "DSO".

□ installare e verificare, ai sensi della Guida CEI 13-71, i seguenti gruppi di misura dell'energia, essendo il responsabile delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, ai sensi delle delibere dell'ARERA vigenti, e non avendo richiesto al "DSO" di svolgere le medesime attività.

Contatore/i dell'energia misurata

□ attiva scambiata con la rete: classe di precisione: _____

□ attiva prodotta: classe di precisione: _____

□ reattiva scambiata con la: classe di precisione: _____

□ reattiva prodotta: classe di precisione: _____

Marca e modello:

_____

Matricola e versione FW:

_____

Eventuali Riduttori (TA)

Marca e modello:

_____

Classe di precisione: _____

Costante di trasformazione: _____

Eventuali dispositivi antifrode presenti (sigilli, cavi schermati, ecc.):

_____

Inoltre, l'Utente produttore si impegna a comunicare tempestivamente al DSO i guasti ai gruppi di misura e a concordare le date degli interventi programmati (per manutenzione, sostituzione componenti, verifica, rimozione sigilli, ecc.). Le verifiche periodiche dei gruppi di misura sono eseguite a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, in conformità alla Guida CEI 13-71.

Gli oneri relativi alle attività di verifica periodica sono a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione dei sistemi di misura.

G.7 Condizioni particolari

Il “DSO” ha la facoltà di installare nel punto di connessione, se ritenuto necessario, apparecchiature di registrazione e controllo per la verifica del funzionamento dei dispositivi di protezione e misura, anche al fine della ricostruzione della dinamica degli eventuali disservizi. È facoltà di “DSO”, qualora ritenuto necessario, installare nel punto di connessione un dispositivo, anche tele-controllato, di sezionamento, manovra e interruzione per la protezione della rete da sovraccarichi di potenza eccedenti il limite stabilito nei documenti contrattuali.

G.8 Decorrenza e durata del regolamento

Il presente regolamento decorre dalla data indicata, restando valido anche in caso di cessazione del contratto fino alla (eventuale) rimozione dei gruppi di misura dell’energia ed al distacco della fornitura.

G.9 Allegati

a) Dichiarazione di conformità dell’impianto elettrico di generazione alle prescrizioni contenute nella Regola Tecnica di Connessione, costituita dalla Norma CEI 0-21, ai sensi della legislazione vigente.

b) Schema elettrico

c) Dichiarazione di verifica del sistema di protezione

d) Elenco e recapiti del personale autorizzato (da inviare a DSO in occasione di variazioni)

e) Eventuale scheda sui rischi specifici relativi alle attività del DSO nel punto di connessione,

Data …/…/……

FIRMA per l’Utente produttore (titolare dei rapporti con “DSO”):

Allegato Gbis
(normativo)

Regolamento di esercizio di impianti di produzione < 0,8 kW in parallelo con rete BT del DSO

Gbis.1 Dati dell'Utente attivo

DATI IDENTIFICATIVI

L'Utente Produttore (titolare dei rapporti con "DSO"):

Nome, cognome: **……**

luogo e data di nascita: **……**

Codice fiscale o partita iva: **……..**

Indirizzo: **……..,** comune: **……..**, CAP **……**, prov. **….**

di seguito anche produttore, in qualità di (barrare l'opzione corrispondente):

telefono: **……**, cellulare: **……..**, mail: **……**

titolare/avente la disponibilità degli impianti di produzione di energia elettrica in qualità di:

☐ proprietario,

☐ titolare di altro diritto reale di godimento,

☐ amministratore del condominio sulla base di mandato dell'assemblea condominiale,

☐ altro del/della (società/impresa/ente/associazione/condominio, ecc.)

consapevole delle responsabilità e delle sanzioni penali previste dall'Articolo 76 del DPR n. 445/2000 per false attestazioni e dichiarazioni mendaci, dichiara quanto segue:

- **è stato connesso, alla rete elettrica di "DSO", un impianto di produzione avente Potenza nominale pari a …..kW, da fonte……., ubicato in Via ……. n° …., .Comune di ……, Provincia ……, CAP …….**
- **Codice POD del punto di connessione alla rete del "DSO": IT ……**
- **L'impianto di produzione sopraindicato è conforme alla Norma CEI 0-21.**

Il Produttore con la presa visione ed approvazione del presente regolamento si impegna poi a rispettare quanto sotto riportato.

Condizioni generali

Il presente regolamento regola gli aspetti tecnici inerenti e le modalità di esercizio e manutenzione della connessione alla rete BT di “DSO” alla tensione 230/400V, dell’impianto di produzione di seguito descritto. Gli elementi di impianto e le apparecchiature a monte del punto di connessione sono di proprietà di “DSO”, mentre sono di proprietà dell’Utente produttore tutti gli elementi a valle.

L’Utente produttore si impegna a non manomettere o manovrare gli impianti e le apparecchiature di “DSO”.

Si precisa che solo il gruppo di produzione indicato dall’Utente produttore nel presente regolamento può funzionare in parallelo con la rete di “DSO”; è vietato il collegamento a tale rete di generatori diversi da esso.

In caso di qualunque variazione rispetto a quanto indicato nel presente documento l’Utente produttore si impegna a contattare “DSO” per rinnovare il regolamento ed i relativi allegati.

Ogni modifica dello schema d'impianto, dovrà essere concordato e preventivamente autorizzata da “DSO”.

Qualora l’Utente produttore non rispetti le prescrizioni riportate nel presente regolamento e/o nella norma CEI 0-21, l’allacciamento potrà essere soggetto a sospensione sino al ripristino delle condizioni prescritte.

“DSO” può esercitare il diritto di verificare in ogni momento le prescrizioni e di quanto dichiarato nel presente regolamento ed ha facoltà di effettuare controlli sull’ impianto.

Il Produttore dichiara che l'esercizio in parallelo con la rete “DSO” del proprio gruppo di generazione avviene sotto la sua responsabilità e nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) il collegamento non deve causare disturbi alla tensione di alimentazione e ed alla continuità del servizio sulla rete di “DSO”; in caso contrario, il collegamento si deve interrompere automaticamente e tempestivamente. Il generatore non deve comunque provocare disturbi che possano inibire i sistemi di telegestione dei gruppi di misura elettronici, previsto dalle delibere vigenti (Del. ARERA 292/06), eventuali sistemi di telescatto od altri telecomandi/tele segnali che utilizzino la banda di frequenza assegnata ad uso esclusivo dei Distributori, per la trasmissione dei segnali sulla rete BT (3 kHz - 95 kHz).
b) in caso di mancanza di tensione sulla rete di “DSO”, l'impianto del Produttore non può immettervi potenza, né mantenere in tensione parti della rete di “DSO” separate dalla rete di pubblica distribuzione.

La descrizione dell’impianto e le caratteristiche dei dispositivi impiegati sono conformi alla Norma CEI 0-21

Manutenzione, adeguamento impiantistico, verifiche e disservizi

All’attivazione dell’impianto e nel periodo di vigenza del regolamento di esercizio l’Utente produttore è tenuto a eseguire i controlli e la manutenzione dei propri impianti al fine di non arrecare disturbo alla qualità del servizio della rete.

Le attività di manutenzione sono, infatti, un requisito fondamentale per mantenere costantemente efficiente l’impianto (in particolare il dispositivo di interfaccia) e quindi garantire il rispetto dei principi generali di sicurezza e qualità della tensione di alimentazione, previsti da leggi e normative vigenti.

Sicurezza e disposizioni operative

Il personale di “DSO” può eseguire tutte le manovre necessarie al servizio della propria rete anche senza preavviso.

Le sospensioni della fornitura di energia elettrica e le interruzioni accidentali di uno o più conduttori di fase non costituiscono in ogni caso inadempienza imputabile a “DSO”.

“DSO” inoltre ha la facoltà di interrompere il parallelo qualora l'esercizio delle proprie reti sia compromesso da perturbazioni provocate dall'impianto dell’Utente produttore o da inefficienza delle sue apparecchiature.

Decorrenza e durata del regolamento

Il Produttore prende atto che “DSO” fornirà il servizio di connessione all’impianto di produzione a decorrere dalla data comunicata dallo stesso.

Da quel momento, l’impianto di produzione deve considerarsi a tutti gli effetti in parallelo alla rete di “DSO”, che risulta sollevata da qualsiasi responsabilità derivante dall’esercizio dell’impianto di produzione.

Prendono visione del Regolamento di Esercizio:

- Produttore/Cliente finale (titolare o legale rappresentante)
- *“DSO”*

Data……

Allegato H
(normativo)

Caratteristiche della cassetta prova relè

H.1 Caratteristiche della cassetta

Funzioni minime richieste alla cassetta:

Tipo di relè	IEEE N°
Massima/Minima tensione	27/59
Frequenza	81
Relè di scatto	94

H.1.1 Caratteristiche minime della cassetta prova relè per le prove di tipo(90)

Uscite di tensione:

- ≥ 3 con tensione di fase massima in uscita non inferiore a 300 V;
- regolazione indipendente delle uscite: da 0 al massimo;
- distorsione (THD): ≤ 0,2 %;
- precisione delle uscite: ≤ ±0,5 %
- Potenza d'uscita (a 300 V): almeno 10 VA per fase;

Angoli di sfasamento delle uscite di tensione:

- regolabili da: 0° - 360°;
- risoluzione: ≤ 0,5°;
- precisione: ≤ ±0,5°.

Generatore di frequenza:

- frequenza regolabile: da c.c. (0 Hz) a 2 000 Hz;
- riproduzione di transitori: fino a 3 kHz;
- precisione: ≤ ±0,1 %;(valore dichiarato dal costruttore della cassetta)
- risoluzione: ≤ 5 mHz; (valore dichiarato dal costruttore della cassetta)
- possibilità di generare forme d'onda con armoniche sovrapposte;
- gradiente di frequenza programmabile tra ±0,1 Hz/s e ±999 Hz/s.

Misura dei tempi:

- su ingressi digitali con contatti puliti e non, con tensioni fino a 275 V in c.c. e 240 V in c.a.;
- risoluzione: ≤ 0,5 ms;
- precisione: ≤ ±0,5 %.

(90) Questo strumento può essere utilizzato anche per l'effettuazione delle prove in campo.

Contatti ausiliari:

– Due contatti ausiliari consentono di simulare i comandi di telescatto e di presenza/assenza del segnale di comunicazione, e di verificare la temporizzazione del telescatto.

Memorizzazione automatica dei risultati:

Stampa del risultato nel formato previsto. I risultati di prova non devono essere modificabili da parte dell'operatore.

H.1.2 Caratteristiche minime della cassetta prova relè per le prove in campo(91)

Uscite di tensione:

– ≥ 3 con tensione di fase massima in uscita non inferiore a 300 V;
– regolazione indipendente delle uscite: da 0 al massimo;
– distorsione (THD+N) 0,3 %; (valore dichiarato dal costruttore della cassetta);
– precisione delle uscite: ±0,5 % (valore dichiarato dal costruttore della cassetta)
– Potenza d'uscita (a 300 V): almeno 10 VA per fase;
– 120° tra le tre tensioni;
– Risoluzione: 1° (valore dichiarato dal costruttore della cassetta);
– precisione delle uscite: ±1° (valore dichiarato dal costruttore della cassetta).

Generatore di frequenza:

– frequenza regolabile: da 40 Hz a 60 Hz;
– precisione: ±0,01 %;(valore dichiarato dal costruttore della cassetta)
– risoluzione: ≤ 5 mHz; (valore dichiarato dal costruttore della cassetta)

Misura dei tempi:

– su ingressi digitali con contatti puliti e non, con tensioni fino a 275 V in c.c. e 240 V in c.a.;
– risoluzione: 1 ms; (valore dichiarato dal costruttore della cassetta)
– precisione: ±0,1 % (valore dichiarato dal costruttore della cassetta).

Contatti ausiliari:

– Due contatti ausiliari consentono di simulare i comandi di telescatto e di presenza/assenza del segnale di comunicazione, e di verificare la temporizzazione del telescatto.

Memorizzazione automatica dei risultati:

Stampa del risultato nel formato previsto. I risultati di prova non devono essere modificabili da parte dell'operatore.

(91) Questo strumento non può essere utilizzato per l'effettuazione delle prove di tipo.

Allegato I
(informativo)

Valutazione dell'angolo alla richiusura

In generale, al fine di valutare eventuali effetti di una richiusura da parte del DSO con generatore ancora connesso, deve essere valutato l'angolo di sfasamento che può presentarsi alla richiusura tra la tensione di rete e quella presente ai morsetti del generatore (α), come di seguito descritto:

- a seguito di un'apertura di un organo di manovra MT del DSO cui segue una richiusura automatica la frequenza della rete di distribuzione e quella del generatore sono indipendenti,
- qualora si verifichi un funzionamento in isola del generatore su parte della rete del DSO le due tensioni, della rete del DSO e della isola "governata dal generatore, possono differire,
- il massimo angolo di sfasamento, espresso in gradi [°], fra tensione della rete di distribuzione e tensione della isola "governata dal generatore al momento della richiusura automatica da parte del DSO stesso è:
- $\alpha = \Delta f \cdot t_{rr}$, ove:
- t_{rr} = tempo di attesa alla richiusura rapida da parte del DSO, espresso in s
- Δf = regolazioni delle soglie 81 > e/o 81 < (la verifica va fatta per entrambe, se diverse).

Le indicazioni precedenti sono necessarie per valutare la differenza di fase che può essere presente in caso di parallelo causato da una richiusura e quindi permettono all'utente attivo di valutare gli effetti sui propri impianti di generazione, al fine di mettere in atto tutte le misure opportune a salvaguardia del macchinario.

I requisiti di questo paragrafo non si applicano agli impianti di potenza inferiore a 800 W, per i quali è previsto un sistema in esecuzione fissa non regolabile dall'utente.

La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.
Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano
Stampa in proprio
Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 Luglio 1956
Direttore Responsabile: Ing. G. Molina

Comitato Tecnico Elaboratore
CT 316-Connessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

Via Saccardo, 9
20134 Milano
Tel. 02.21006.1
Fax 02.21006.210
cei@ceinorme.it
www.ceinorme.it