

*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*

La presente Variante alla Norma CEI 0-21:2019-04 introduce l'Allegato Bter relativo alle prove per la verifica della conformità dei generatori rotanti.



---

## DATI IDENTIFICATIVI CEI

---

*Norma italiana* CEI 0-21;V1

*Classificazione* CEI 0-21;V1

*Edizione*

---

## COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

---

*Nazionali*

*Europei*

*Internazionali*

*Legislativi*

*Legenda*

---

## INFORMAZIONI EDITORIALI

---

*Pubblicazione* Variante

*Stato Edizione* In vigore

*Data validità* 01-01-2021

*Ambito validità* Nazionale

*Fascicolo* 17817

*Ed. Prec. Fasc.* Nessuna

*Comitato Tecnico* CT 316-Conessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

*Approvata da* Presidente del CEI

*In data* 14-12-2020

*In data*

*Sottoposta a* Inchiesta pubblica come Progetto C.1256

*Chiusura in data* 20-04-2020

*ICS*



*Inserire il seguente Allegato Bter*

## **Allegato B ter** (normativo)

### **Conformità dei gruppi di generazione rotanti**

#### **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 istituto 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.

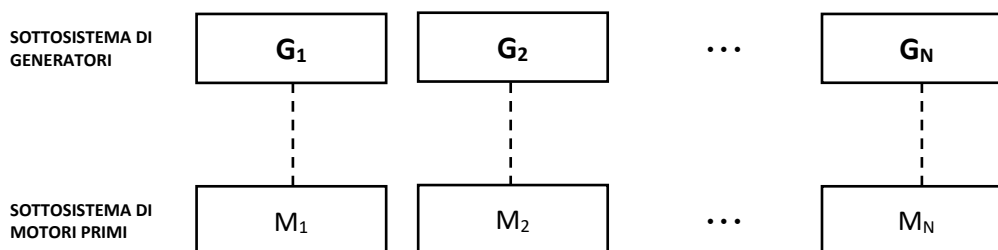
Il gruppo di generazione può essere considerato come definito nei seguenti componenti principali:

- 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 1Bter – 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  $P_{gen}/V^{10}$  (radice 10) <  $P_{gentestato}$  <  $P_{gen} \cdot V^{10}$  (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 1Bter - Prove aggiuntive in caso di variante**

Capitolo 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 dovr  essere dotato di marcatura CE.

In particolare, dovranno essere prodotti i fascicoli tecnici richiesti per valutare la conformit  agli aspetti di Compatibilit  Elettromagnetica e di Sicurezza Elettrica.

Inoltre, lo stesso dovr  aver superato con esito positivo le seguenti prove dove applicabili.

Bter.3 Misure per la qualit  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 EA, o, in alternativa, presso il Cliente, tramite prove eseguite sull'insieme del gruppo di generazione dal laboratorio accreditato. 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 Tab. 2Bter. 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 Tab. 2Bter, purché opportunamente documentati nel rapporto o nei rapporti di prova

**Tabella 2Bter – Condizioni di Riferimento in Laboratorio**

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25°C ± 5°C
Pressione atmosferica	98kPa ± 10kPa
Umidità relative	85%RH ± 10%RH
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato del costruttore
Frequenza	50 Hz (nel campo 47,5Hz – 51,5Hz, ove applicabile)
Forma d'onda della 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 Tab. 2Bter 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 capitolo 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):

- 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);
- 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;
- 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 capitolo descrive le modalità di verifica delle capacità dei gruppi di generazione in frequenza e tensione, come richiesto in CEI 0-21 capitolo 8.4.4.

I range di tensione e frequenze sono i seguenti:

$$85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

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

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

$$\text{Generatori sincroni} \quad 92\%V_n \leq V \leq 108\%V_n$$

$$\text{Generatori asincroni} \quad 90\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

Frequenze

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

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

$$V=92\%*V_n; f=47,5\text{Hz};$$

$$V=108\%*V_n; f=51.5\text{Hz};$$

Punti di prova per i generatori asincroni

$$V=90\%*V_n; f=47,5\text{Hz};$$

$$V=110\%*V_n; f=51.5\text{Hz};$$



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 capitolo 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 capitolo 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  $U_n$ ; 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  $90\% U_n < U < 110\% U_n$ , il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300s.

- f) 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".
- g) si riportino le condizioni di funzionamento del gruppo di generazione alle condizioni nominali
- h) 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 presa di carico deve avvenire in modo graduale, con un gradiente positivo della potenza non superiore al  $20\% \cdot P_n / \text{min}$ , dove  $P_n$  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  $10\% \cdot P_n$ , 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  $+2,5\% \cdot P_n$ .

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  $[0 \pm 5]\%$ , ...  $[70 \pm 5]\%$ ,  $[80 \pm 5]\%$ ,  $[P_{max} \text{raggiungibile}]$ . 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.

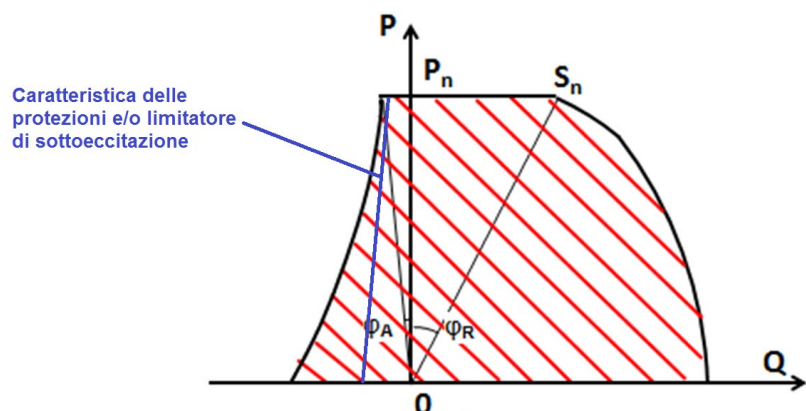
Questo capitolo è applicabile per gruppi di generazione forniti di generatori sincroni ad eccitazione regolabile ovvero in grado di attuare regolazioni controllate della corrente di eccitazione e quindi della potenza reattiva.

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 capitolo 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 2Bter. - 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 capability del generatore a tensione nominale dovranno essere indicati anche il variare dei limiti della stessa per tensioni a  $\pm 10\% U_n$ .

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)  $[0\pm 5]\%$ ;  $[10\pm 5]\%$ ; ...;  $[100\pm 5]\%$  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  $[0\pm 5]\%$ , ...  $[70\pm 5]\%$ ,  $[80\pm 5]\%$ ,  $[P_{max}\% \text{raggiungibile}]$ . 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  $[0\pm 5]\%$  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%  $P_n$ ). 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 di Tabella seguente.


**Tabella 3Bter. – 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 capitolo 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 capitolo 84.4.2.

#### **Bter.6.1.3 Verifica delle capacità di scambio di potenza reattiva – Generatori Asincroni**

Questo capitolo 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 4Bter. – 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 capitolo 8.8.5.3.

**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  $\cos\phi$ ).

**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 preliminari 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  $\cos \varphi$  (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  $Q_{max|cap} \geq +0,2 \cdot S_n$  [corrispondente a  $\cos \varphi 0.98$ ]) direttamente a zero ( $Q = 0$ ), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo in sovraeccitazione (almeno pari a  $Q_{max|ind} \leq -0,6 \cdot S_n$  [corrispondente a  $\cos \varphi 0.8$ ]).
- 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:

- $\Delta Q \leq \pm 5\%$  della potenza apparente nominale del generatore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva)
- $\Delta \cos \varphi \leq \pm 0,02$  (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 5Bter. – 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.

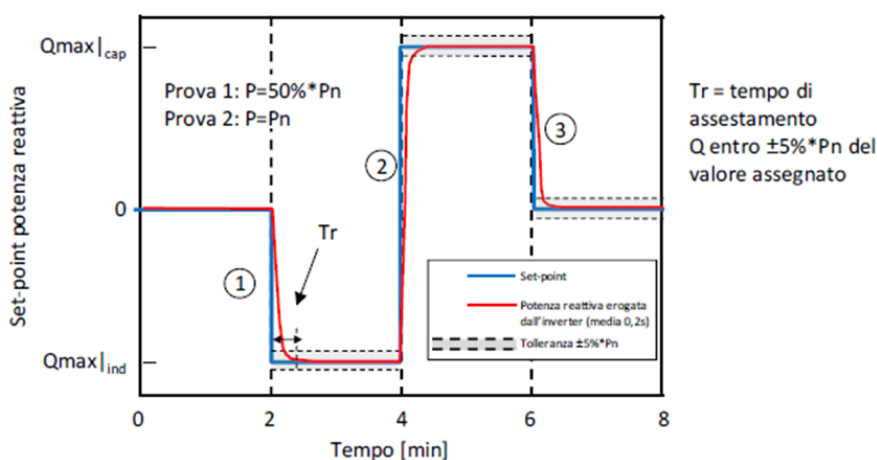
#### **Bter.6.2.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo**

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 Fig. 3Bter.

- 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 ( $T_r$  = tempo di assestamento nel grafico di Fig. 3Bter.), 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  $\pm 5\%$  \* 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  $Q_{\max|ind}$  (passo 1), da  $Q_{\max|ind}$  a  $Q_{\max|cap}$  (passo 2) e da  $Q_{\max|cap}$  a zero (passo 3).
- Potranno essere valutati limiti inferiori per  $Q_{\max|cap}$  (passo 2) qualora ci si avvicini a rischio di instabilità per il gruppo di generazione.



**Figura 3Bter. – 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(tratteggiata)**

I valori del tempo di risposta dovranno essere documentati nel test report, che dovrà anche indicare i valori di  $Q_{\max|cap}$ ,  $Q_{\max|ind}$ , 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  $Q_{\max}$  e  $Q_{\min}$  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 $\cos\phi = f(P)$ – Generatori Sincroni (Generatori con sistema equiparabile ad un sincro)**

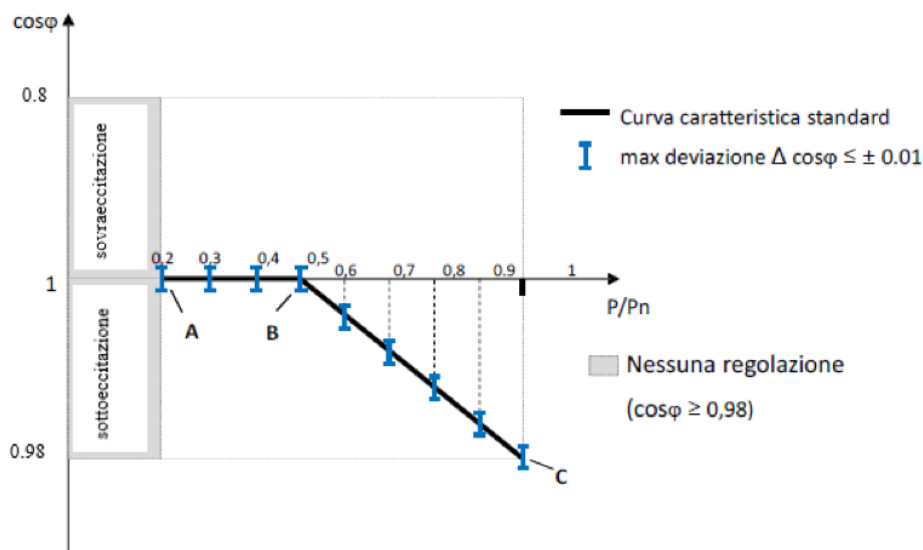
Questa Prescrizione è allo studio e la funzione è da considerarsi facoltativa. Questa procedura è stata adattata ai requisiti descritti in Allegato E per i generatori statici.

La logica risulta attiva qualora la tensione sia superiore a  $U_n + 5\%$ . Da considerare una funzione di isteresi raggiunta la  $U_n$ . 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 4Bter. - 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  $\cos\phi$  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  $\cos\phi$
- 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  $\cos\phi$  rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ( $\Delta\cos\phi$  max) deve essere compreso tra  $\pm 0,02$

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  $0,9 \cdot V_n$  e  $1,1 \cdot V_n$ , 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  $V_n$ , secondo quanto stabilito in 8.5.3.1;

Bter.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovrافrequenza 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  $V_n$ .

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%  $V_n$  e il 110% di  $V_n$  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%  $V_n$  e nel range di frequenze previsto in CEI 0-21 capitolo 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  $V_n$  e 110% di  $V_n$  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  $V_n$  e  $1,10 \cdot V_n$ ;
- 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  $112\% \cdot V_n$ ;
- 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  $112\% \cdot V_n$  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 parallelo 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  $98\% \cdot V_n$  (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  $P_{min}$  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  $V_n$ , purché non superiore al  $4\% \cdot V_n$ , 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 sovrافrequenza sulla rete**

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrافrequenza. 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  $\pm 10$  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.

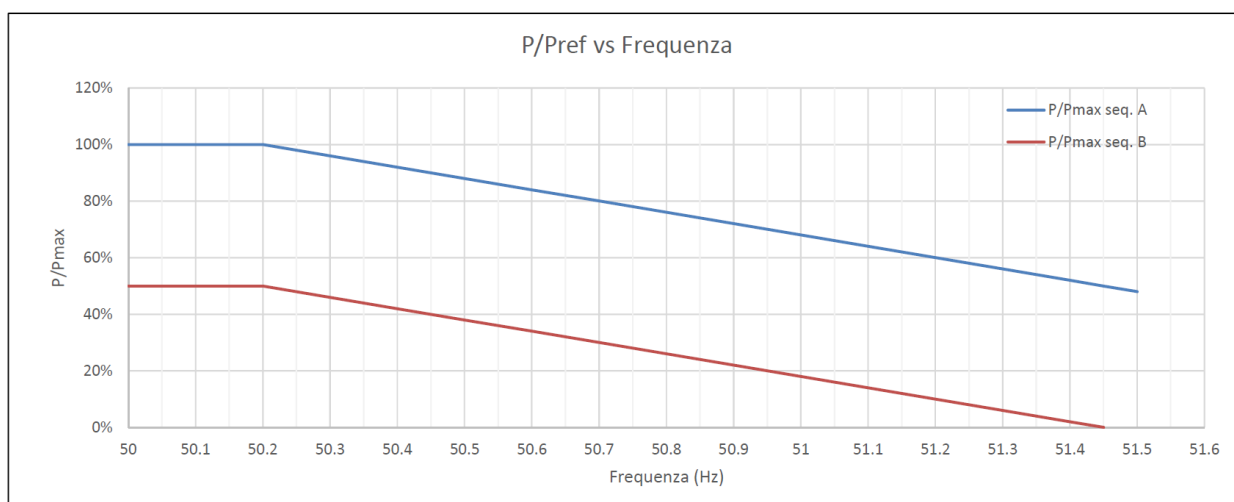
#### **Bter.7.2.3 Esito delle prove per generatori sincroni/asincroni**

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 6Bter. – 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%



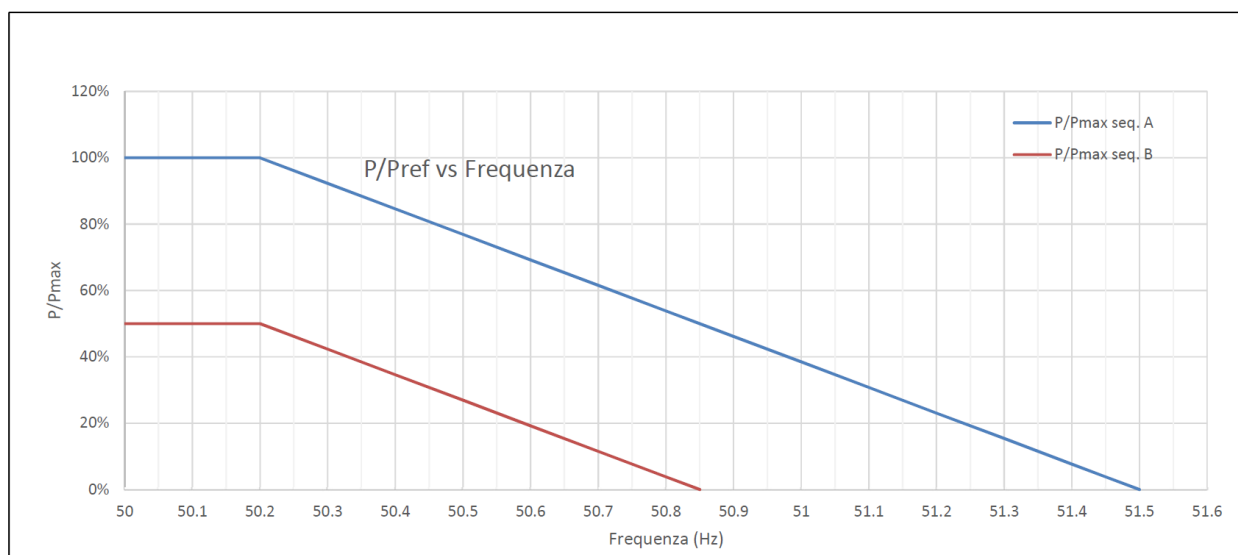
**Figura 5Bter. – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5% e nessun limite tecnico**





**Tabella 7Bter. – 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%

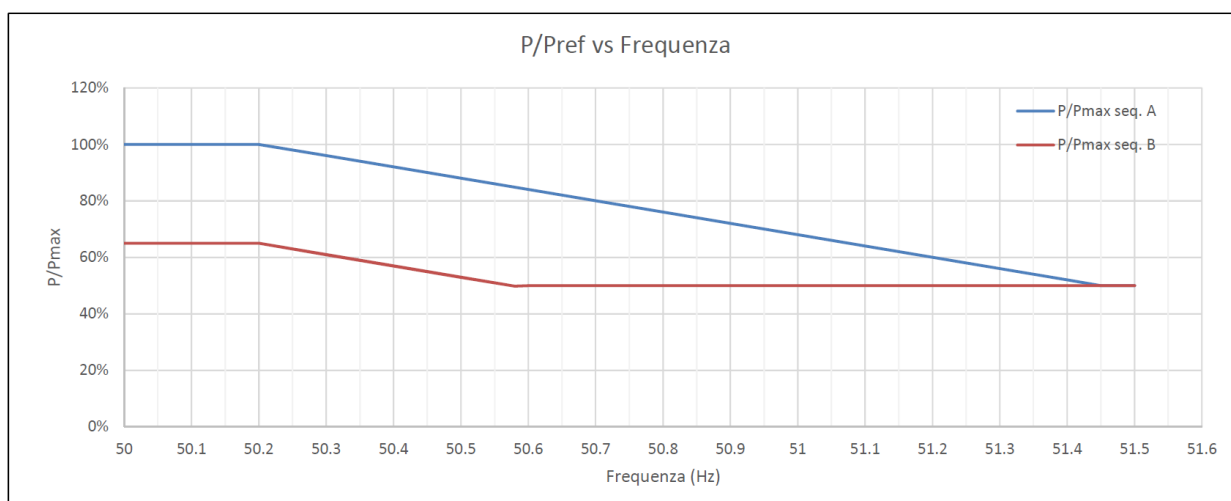


**Figura 6Bter. – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 2.6% e nessun limite tecnico**



**Tabella 8Bter. – 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%

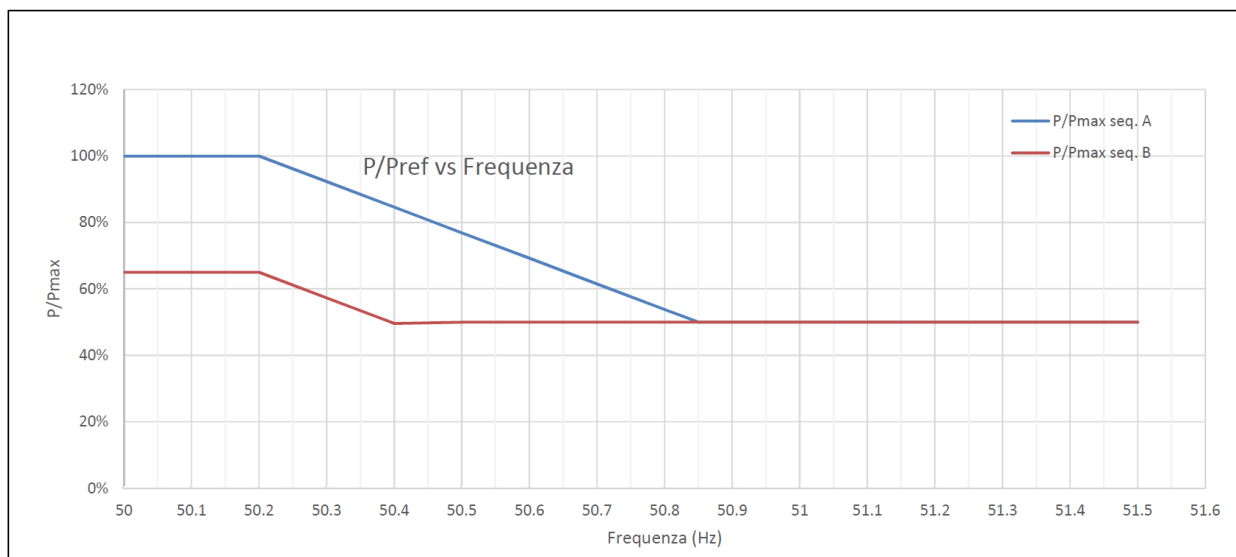


**Figura 7Bter. – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax**



**Tabella 9Bter. – 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 8Bter. – 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  $\pm 2,5\%$  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  $P_{mem}$ ) 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  $10\% \cdot P_{max}$  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  $\pm 2,5\%P_n$ , 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**

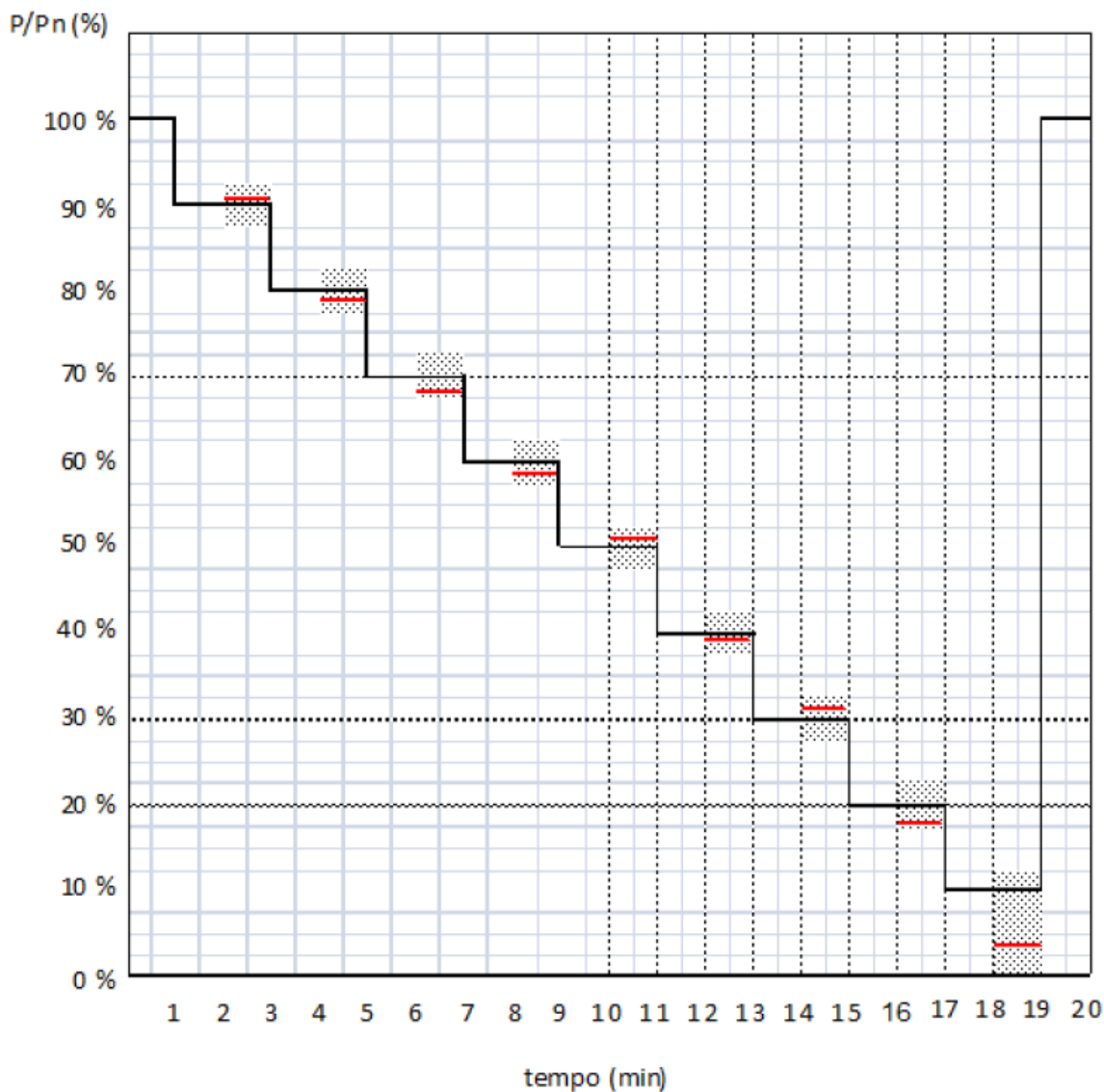
La verifica si effettua regolando il parametro di limitazione della potenza attiva dal 100% al 10% della Potenza Attiva massima erogabile al tempo  $t_0$

Il tempo di assestamento (o settling time) è l'intervallo di tempo dall'istante  $t_0$  di applicazione del gradino di limitazione della potenza attiva 100%  $\rightarrow$  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  $\pm 2.5\%$  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'interruttore di macchina qualora richiesto dall'operatore di rete).



**Figura 9Bter. – 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 Fig. 7Bter. (generatori sincroni) e Fig. 8Bter. (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 LVRT):

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona di colore bianco al di sopra e lungo i punti della caratteristica LVRT (V-t) indicata in Fig. 10Bter. (generatori sincroni) o in Fig. 11Bter. (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 Fig. 10Bter. o Fig. 11Bter.;
- 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  $\pm 10\%$  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);

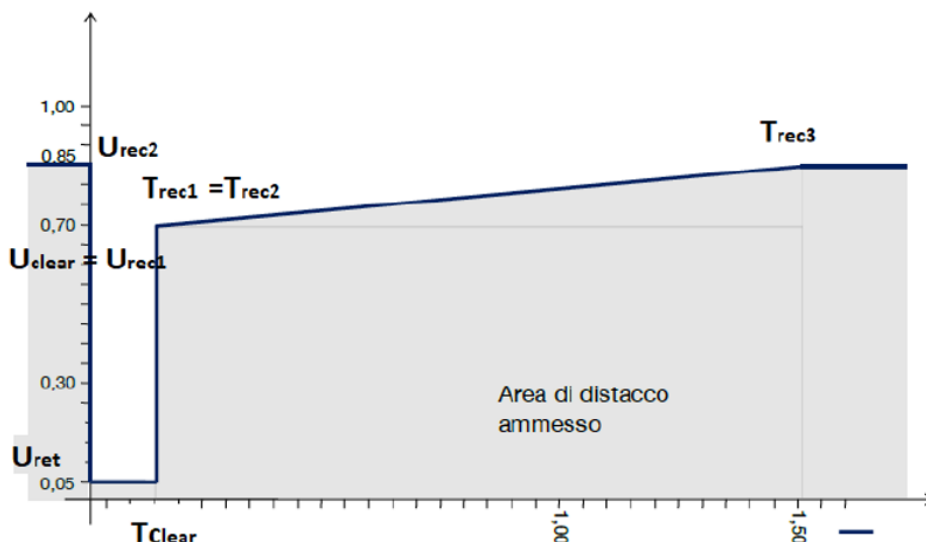
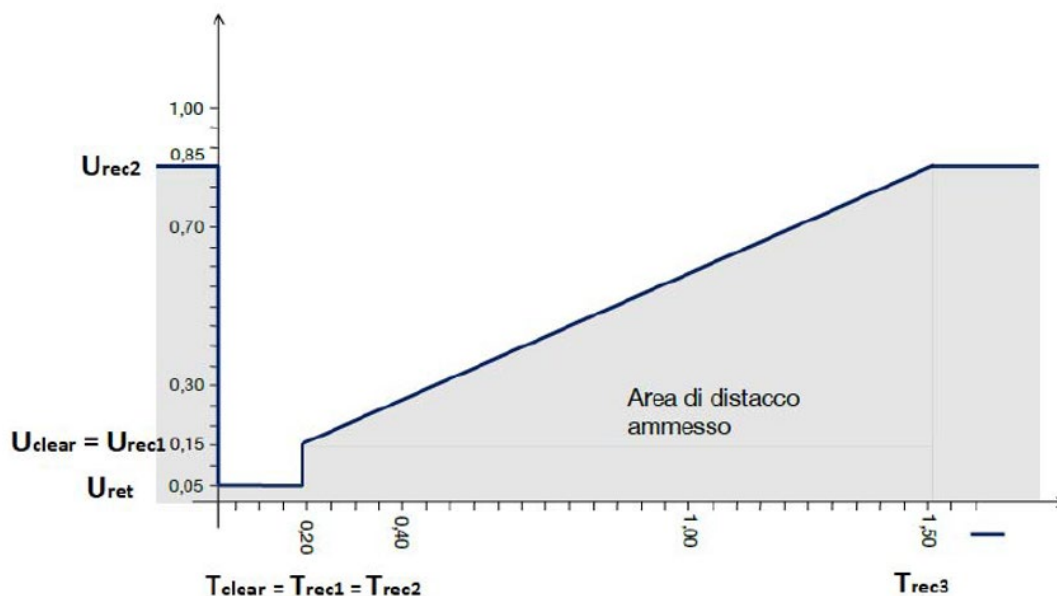


Figura 10Bter. – Profilo di fault-ride-through generatori sincroni



**Figura 11Bter. – Profilo di fault-ride-through generatori asincroni**

#### **Bter.8.1 LVRT – 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 Tab. 10Bter. e 11Bter., 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:  $10\% \cdot P_n \div 50\% \cdot P_n$ ; b:  $>90\% \cdot P_n$ ).

Per ognuna delle sequenze a) e b), prima di procedere alla simulazione dell'abbassamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tab. 10Bter. o 11Bter., 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 Tab. 10Bter. e Tab 11Bter. e secondo le Fig. 10Bter. e Fig 11Bter. 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 10Bter. – 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

**Tabella11Bter. – 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



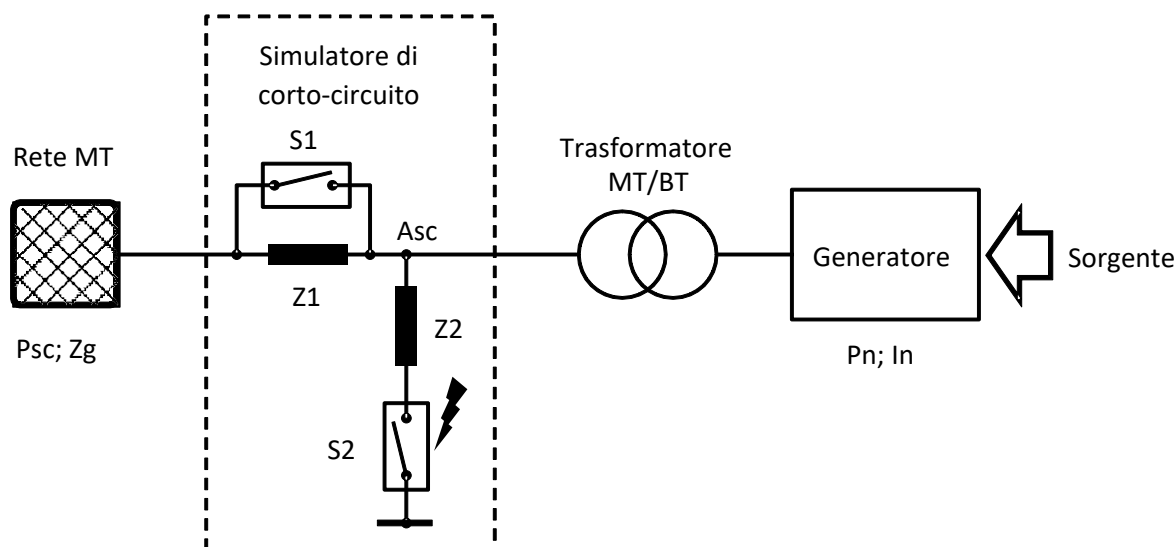
### Bter.8.1.1.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

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, sez. 6.5 e 7.5), basato sul principio del partitore di tensione (vedi Fig. 12Bter.).

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 Fig. 12Bter. 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  $S_1$  ed  $S_2$  servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

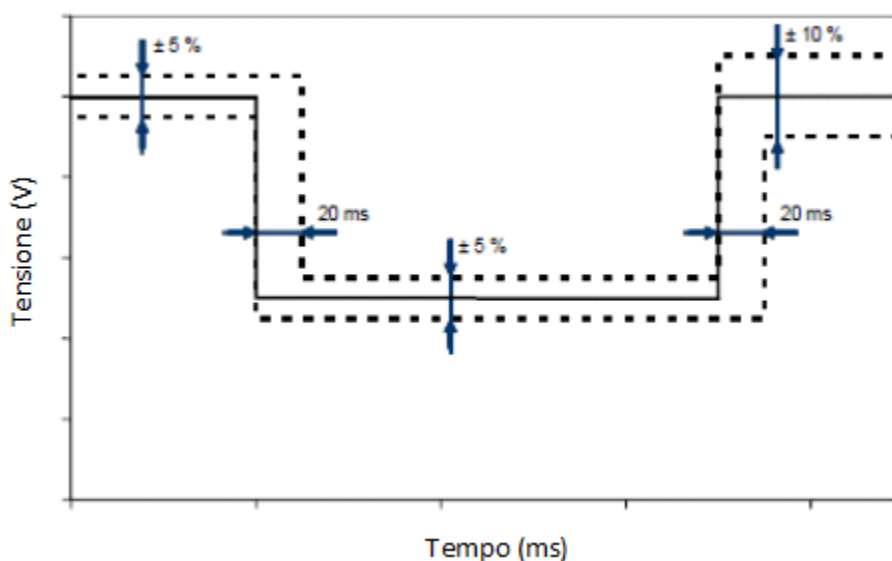


**Figura 12Bter. – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione**

- l'impedenza  $Z_1$  serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. Il dimensionamento di  $Z_1$  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  $5\% \cdot V_n$ ). Considerando al più una riduzione di tensione di rete accettabile del 5% durante l'esecuzione dei test, il valore minimo di  $Z_1$  dovrà essere pari ad almeno  $20 \cdot Z_g$ , ove  $Z_g$  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  $5 \cdot P_n$ ,  $10-12 \cdot P_n$  per turbine a gas e per turbine a vapore, ove  $P_n$  è la potenza nominale del generatore (valore minimo  $Asc > 5 \cdot P_n$ , consigliato  $Asc = 5-6 \cdot P_n$ ,  $Asc > 10-12 \cdot P_n$  per turbine a gas e per turbine a vapore). Questo fa sì 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  $Asc = 10 \cdot P_n$ , 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 ( $P_{sc}$ ) 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  $Asc = 5 \cdot P_n$  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  $P_{sc}$  almeno pari a  $100 \cdot P_n$  (valore minimo  $60 \cdot P_n$  nel caso limite di  $Asc = 3 \cdot P_n$ );
- 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 involuppo della tensione durante la simulazione conforme ai grafici di Fig. 10Bter. e Fig. 11Bter. 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 Fig. 13Bter. 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 13Bter. – 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  $P_{sc}$  di cortocircuito disponibile al punto di prelievo ove è collegato il circuito ( $>5\%P_{sc}$ ), 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 capitolo precedente e suggerito dalla norma IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08, sez. 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 Tab. 6Bter.

Infatti in linea di principio, pur considerando che il circuito descritto al par. 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 Tab. 10Bter. e Tab. 11Bter., in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di discesa e risalita della tensione, come riportato in Fig. 10Bter. e Fig. 11Bter. (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<sup>(1)</sup>.

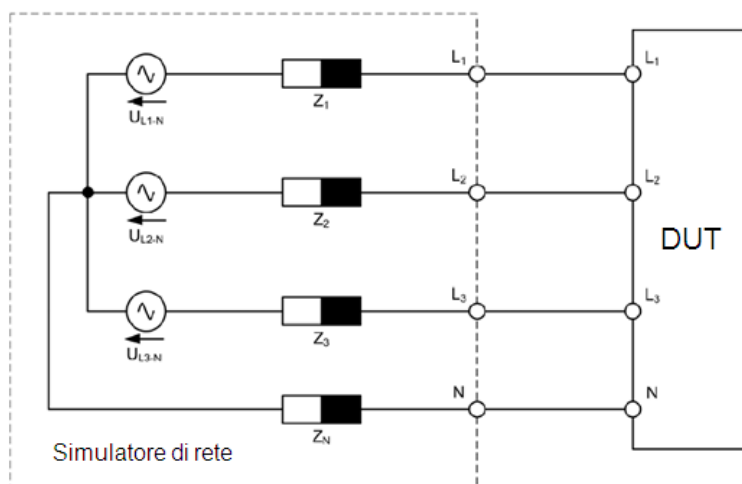
In particolare sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete, come rappresentato in Fig. 13Bter.

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 Fig. 13Bter.), 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:

- 1) garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni;
- 2) 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 Nter.8.1.1.1.
- 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)<sup>(2)</sup>.



**Figura 14Bter. – Schema circuitale con simulatore di rete**

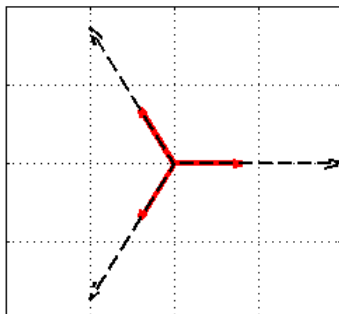
<sup>(1)</sup> Per questo si faccia riferimento al calcolo dei valori in ampiezza e fase della terna di tensioni durante l'applicazione dei gradini, riportato a titolo informativo in Allegato R".

<sup>(2)</sup> Come riportato in Allegato R (si veda la Tab. R2 e i diagrammi fasoriali riportati nelle Fig. R.3-R.6 )



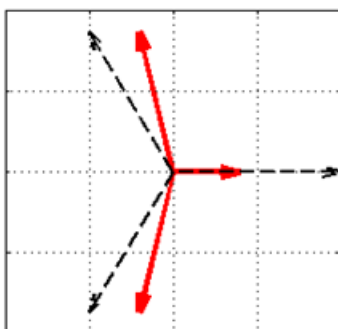
Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tab. 6Bter., gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:

- 1) guasto simmetrico trifase (Tab. 10Bter., prove 1s, 2s, 3s e Tab. 11Bter., prove 1s, 2s, 3s, 4s)



- 2) guasto asimmetrico bifase (Tab. 10Bter., prove 1a, 2a, 3a e Tab. 11Bter., 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 12Bter. – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT**

Prova No. (rif. Tab. 10Bter.)	V/V <sub>nom</sub> (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		u <sub>1</sub> /u <sub>1,nom</sub>	u <sub>2</sub> /u <sub>2,nom</sub>	u <sub>3</sub> /u <sub>3,nom</sub>	φ <sub>u1</sub>	φ <sub>u2</sub>	φ <sub>u3</sub>
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 13Bter. – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT**

Prova No. (rif. Tab. 11Bter.)	V/V <sub>nom</sub> (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		u <sub>1</sub> /u <sub>1,nom</sub>	u <sub>2</sub> /u <sub>2,nom</sub>	u <sub>3</sub> /u <sub>3,nom</sub>	φ <sub>u1</sub>	φ <sub>u2</sub>	φ <sub>u3</sub>
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 Tab. 10Bter. e sequenze 1a/2a/3a/4a in Tab. 11Bter.) 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 possenga 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<sub>r</sub>, V<sub>s</sub> e V<sub>t</sub>) 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 capitolo è allo studio.



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-Conessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione**

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

