

*Titolo***Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica***Title*

Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company

Sommario

La presente Variante alla Norma CEI 0-16:2019-04 introduce:

- il nuovo Capitolo 7, riguardante la connessione alle reti AT del Distributore, che sostituisce integralmente il corrispondente capitolo contenuto nella edizione in vigore;
- l'Allegato Nter relativo alle prove per la verifica della conformità dei generatori rotanti;
- l'Allegato O, contenente le prescrizioni funzionali del Controllore Centrale di Impianto previsto per lo scambio delle informazioni fra le unità di generazione/accumulo costituenti l'impianto ed il DSO ai fini della "osservabilità".



DATI IDENTIFICATIVI CEI

Norma italiana CEI 0-16;V1

Classificazione CEI 0-16;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 17816

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.1255

Chiusura in data 20-04-2020

ICS



Sostituire il Capitolo 7 esistente con il seguente

Parte 3 – Regole di connessione alle reti AT del Distributore

7 Connessione alle reti AT del Distributore

La connessione alla rete AT del Distributore è di pertinenza della presente Norma qualora realizzata tramite uno schema di inserimento da Cabina Primaria (CP) o alla rete di proprietà del Distributore. Per tali fattispecie, la presente Norma fornisce indicazioni circa gli schemi di collegamento ed altre indicazioni generali, mentre per i rimanenti aspetti della connessione, ivi incluse le procedure di attivazione⁽¹⁾ e le modalità di verifica degli impianti⁽²⁾, sarà necessario fare riferimento alle prescrizioni del Codice di Rete del Gestore.

7.1 Schemi di inserimento

In generale, l'inserimento di un nuovo Utente sulla rete AT può avvenire per mezzo dei seguenti schemi.

- inserimento in antenna;
- inserimento rigido in derivazione a T;
- inserimento in entra-esce.

Nel seguito sono indicate le prescrizioni-degli schemi di inserimento su descritti.

7.1.1 Inserimento in antenna

Per inserimento in antenna s'intende, generalmente, una modalità di inserimento che preveda una o più linee (aventi origine nella stessa Cabina Primaria) dedicate a un solo Utente. L'inserimento in antenna (il cui schema di principio è riportato in Figura 1) può dare luogo a diverse realizzazioni pratiche, oggetto dei paragrafi seguenti.

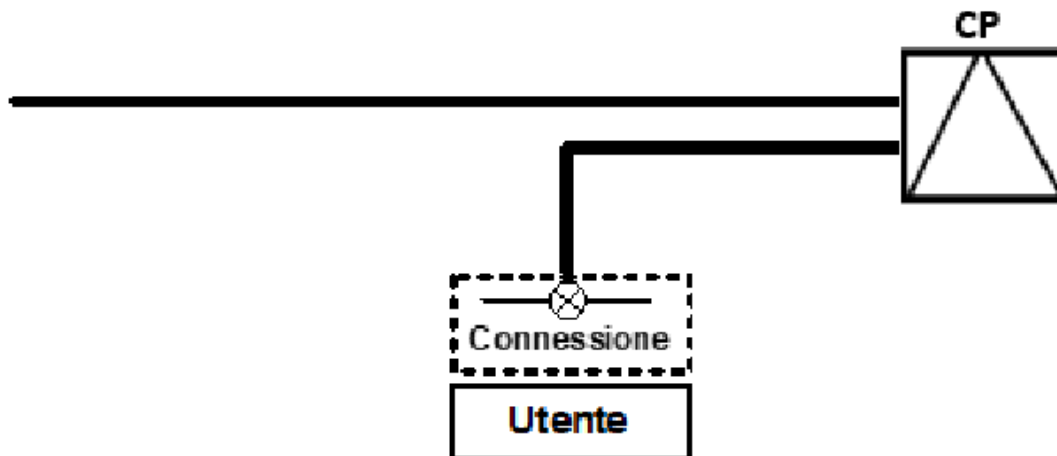


Figura 1– Inserimento in antenna

In questo caso, l'impianto di Utente viene inserito sulla rete per mezzo di una sola linea derivata da una CP. Nel valutare la disponibilità garantita da un simile inserimento, si devono tenere in conto le conseguenze della manutenzione sulla linea tra CP e Utente; le stesse devono essere disciplinate nel Regolamento di Esercizio.

⁽¹⁾ Artt. 34, 35 e 36 del Recepimento del Regolamento UE 2016/631

⁽²⁾ Artt. 40-50 del Recepimento del Regolamento UE 2016/631



Qualora la linea fosse di proprietà dell'Utente deve essere stipulata una regolare servitù di elettrodotto con il Distributore per il transito della linea all'interno dei terreni/area di proprietà del Distributore, fino allo stallo di Cabina Primaria. Se richiesto, devono essere previsti algoritmi per la compensazione delle perdite dovute alla misura in un punto differente dal punto di confine/consegna.

Qualora il confine di proprietà tra Distributore e Utente sia posto immediatamente a valle dello stallo di Cabina Primaria l'inserimento in antenna è comunemente denominato "in antenna su stallo di Cabina primaria (CP)"

In ogni caso, la linea deve essere protetta nello stallo di CP dai dispositivi del Distributore e deve presentare una tenuta al cortocircuito appropriata alle caratteristiche della rete AT nel punto di connessione.

7.1.2 Inserimento rigido in derivazione a T

Per inserimento rigido in derivazione a T si intende l'inserimento, mediante una derivazione da una linea aerea esistente, di un ramo di linea con un solo stallo nell'estremo lato impianto da connettere.

Il collegamento a T rigido, pur essendo il più semplice ed economico da realizzare, riduce l'affidabilità della rete AT di distribuzione ed offre una continuità del servizio inferiore; pertanto, questo schema è adottato solo qualora non sia possibile ricorrere ad altri schemi di connessione e comunque il suo impiego è limitato ad impianti con potenza di connessione inferiore a 20 MVA, salvo accordi diversi intercorsi tra il Distributore e l'Utente.

Non è consentita, tra due cabine primarie, più di una derivazione rigida a T per la connessione di nuovi impianti.

Nella figura 2 è riportato lo schema relativo all'inserimento in derivazione a T rigido.

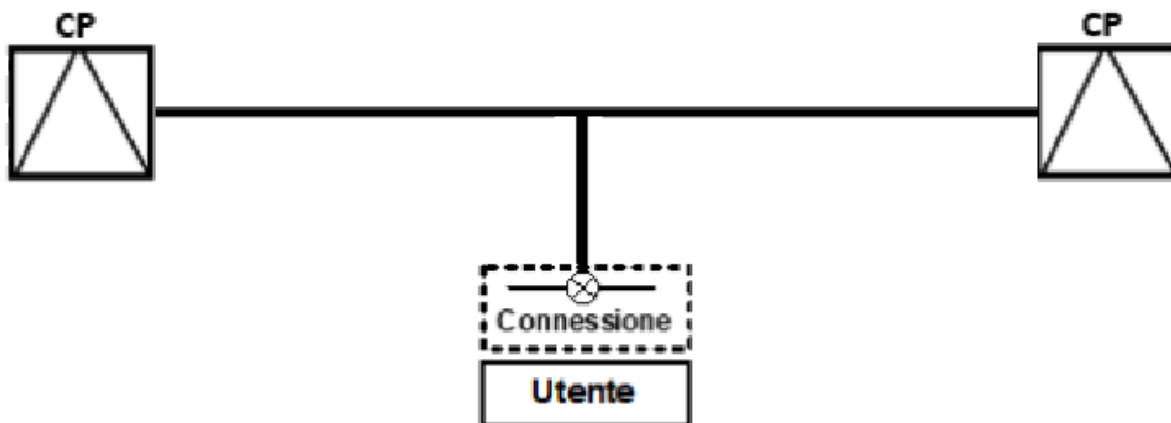


Figura 2 – Inserimento rigido in derivazione a T

7.1.3 Inserimento in entra-esce

Per entra-esce s'intende l'inserimento di un impianto di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due tronchi di linea afferenti a due impianti diversi.

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

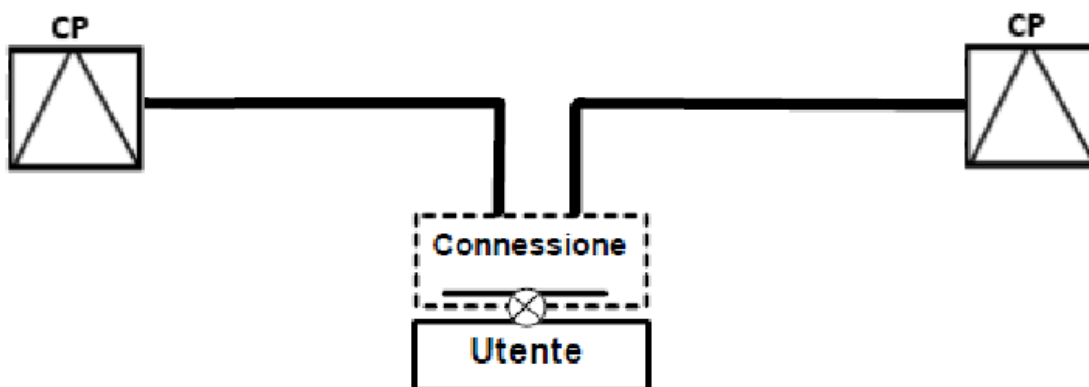


Figura 3 – Inserimento in entra-esce

7.2 Schema dell'impianto per la connessione

Lo schema di connessione è definito dal Distributore, possibilmente di concerto con l'Utente.

A titolo non esaustivo, nel seguito si riportano degli aspetti preminanti che dovranno essere tenuti in considerazione nella fase di individuazione della soluzione di connessione:

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

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

L'esigenza dell'Utente è la disponibilità della connessione alla rete in caso di attività di manutenzione programmata, ovvero di indisponibilità di porzioni di rete a seguito dell'intervento automatico delle protezioni di rete, e la possibilità di mantenere alimentati eventuali carichi privilegiati.

La scelta dello schema di connessione può essere condizionata dallo schema dell'impianto di consegna a cui verrà collegata la linea AT, in relazione ai sistemi di sbarre presenti:

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

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

- lo schema deve rendere sicuri l'esercizio e la manutenzione sia dell'impianto dell'Utente che della rete cui risulta collegato;
- ai fini dell'esercizio e della manutenzione, lo schema deve assicurare la separazione funzionale e fisica fra l'impianto dell'Utente e la rete del Distributore, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti;
- lo schema da adottare deve essere quello che, tenendo conto del punto precedente e nel rispetto delle prescrizioni tecniche, minimizza l'impatto tecnico/economico sia sulla rete del Distributore che sul sistema elettrico dell'Utente;
- lo schema deve assicurare la misura in corrispondenza dei punti di connessione in accordo alle disposizioni vigenti in materia;



- lo schema non deve diminuire la disponibilità della rete nella zona circostante al punto di connessione e deve consentire, in caso di guasto all'impianto dell'Utente, l'esclusione dello stesso col minimo danno per la rete del Distributore;
- lo schema deve prevedere l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante apertura di uno o più dispositivi di sezionamento, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) realizzata secondo le vigenti norme di sicurezza; la funzione di sezionamento e di messa a terra obbligatoria (lato linea) deve escludere con sicurezza l'impianto d'Utente dal punto di connessione (in generale per esigenze di manutenzione).

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

7.2.1 Sistema monosbarra: schema normale

Lo schema dell'impianto di rete con sistema monosbarra è adottato dall'utente nei casi in cui l'esigenza della continuità della connessione alla rete in caso di attività di manutenzione programmata ovvero di indisponibilità di porzioni di rete a seguito dell'intervento automatico delle protezioni di rete, non sia ritenuta trascurabile dall'utente AT.

Sistemi di sbarra più complessi (esempio semisbarre separate da congiunture o sistemi a doppio sbarra) tendenti ad aumentare la continuità del servizio presso l'utenza AT possono essere adottati previa condivisione in fase di connessione con il Distributore.

È raffigurato nelle figure riportate di seguito, sono tipicamente utilizzate per la connessione di un singolo stallo di Utente. Nella stessa figura sono evidenziate, in tratteggio, le apparecchiature da prevedere nel caso siano necessari più stalli di Utente.

Negli schemi seguenti sono indicati anche i dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione. Sia per gli schemi che si riferiscono agli Utenti attivi sia per quelli riferiti agli Utenti passivi dovrà sempre essere presente il sezionatore di terra lato linea.

Per le attività di manutenzione sui sezionatori immediatamente a valle del punto di connessione (tutti gli Utenti) o immediatamente a monte (Utenti attivi) è necessario prendere opportuni accordi tra le parti, come previsto nelle procedure di lavoro della Norma CEI 11-27 e CEI EN 50110.

7.3 Soluzioni indicative di connessione

La Tabella 5 seguente riassume le indicazioni generali sulla scelta degli schemi di connessione sia per Utenti attivi sia per Utenti passivi, in funzione della tipologia di utenza, della potenza e del numero di stalli Utente.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tabella 5 è congruente con le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete AT.

L'applicazione della Tabella 5, nel caso di Utenti attivi che possono anche prelevare energia dalla rete, è la seguente:

- a) si considera la massima potenza disponibile all'Utente in fase di prelievo, e si ricavano le relative soluzioni;
- b) si considera la potenza nominale dei gruppi del medesimo Utente attivo, le soluzioni consigliate sono quelle che soddisfano entrambi i criteri a) e b).

**Tabella 5 – Soluzioni indicative di collegamento alle reti di distribuzione AT**

	Potenza disponibile [MW]	Rete	Derivazione a T	Entra-Esce	Antenna
Utenti passivi	3-10	MT	nc	nc	nc
		AT	x	x	x
	10 – 20	AT	x	x	x
	>20	AT	–	x	x
	Potenza nominale [MW] ⁽¹⁾				
Utenti attivi	6-10	MT	nc	nc	nc
		AT	x	x	x
	10 – 20	AT	x	x	x
	>20	AT	–	x	x

Legenda:

- x soluzione consigliata;
- soluzione non ammessa;

nc casistica non considerata nella presente Tabella;

(1) Per potenza nominale dell'Utente attivo si intende la somma delle potenze nominali di tutti i generatori installati.

7.4 Schemi di connessione

Nel presente paragrafo sono riportati gli schemi unifilari delle soluzioni standard di connessione. Gli schemi sono di principio, in quanto non rappresentano in maniera esaustiva tutte le apparecchiature necessarie alla pratica realizzazione della connessione.

Negli schemi tutte le apparecchiature funzionali alla connessione sono evidenziate con lettere maiuscole.

Legende per tutti gli Schemi degli:

Utenti passivi:

1. gli interruttori indicati con la lettera A sono sempre necessari, le sbarre indicate con la lettera C e i sezionatori indicati con la lettera D sono necessari solo per Utenti con più stalli;
2. I TV indicati con la lettera E non sono sempre necessari. Possono essere sostituiti dai TV di sbarra indicati con la lettera B per Utenti con più stalli.

Utenti attivi:

1. le sbarre indicate con la lettera E ed i sezionatori indicati con la lettera F sono necessari solo per Utenti Attivi con più stalli;
2. i TV indicati con la lettera G sono necessari solo se gli interruttori indicati con la lettera H sono di parallelo. Possono essere sostituiti dai TV indicati con la lettera D solo per Utenti con più stalli;
3. gli interruttori indicati con la lettera H sono necessari per Utenti con più stalli se non è presente il DG a monte indicato con la lettera B.



Si noti che i sezionatori di terra indicati seguono il principio di permettere la messa a terra in sicurezza del collegamento e quindi non sono indicate le messe a terra sul posto di lavoro che sono regolate da apposite procedure. Schemi che fanno eccezione al principio suddetto possono essere adottati soltanto previo accordo con il Distributore tenendo comunque presente la necessità dell'accesso all'impianto di utenza per la connessione da parte del Distributore stesso in caso di messa a terra della linea AT.

7.4.1 Schemi unifilari per connessione in antenna

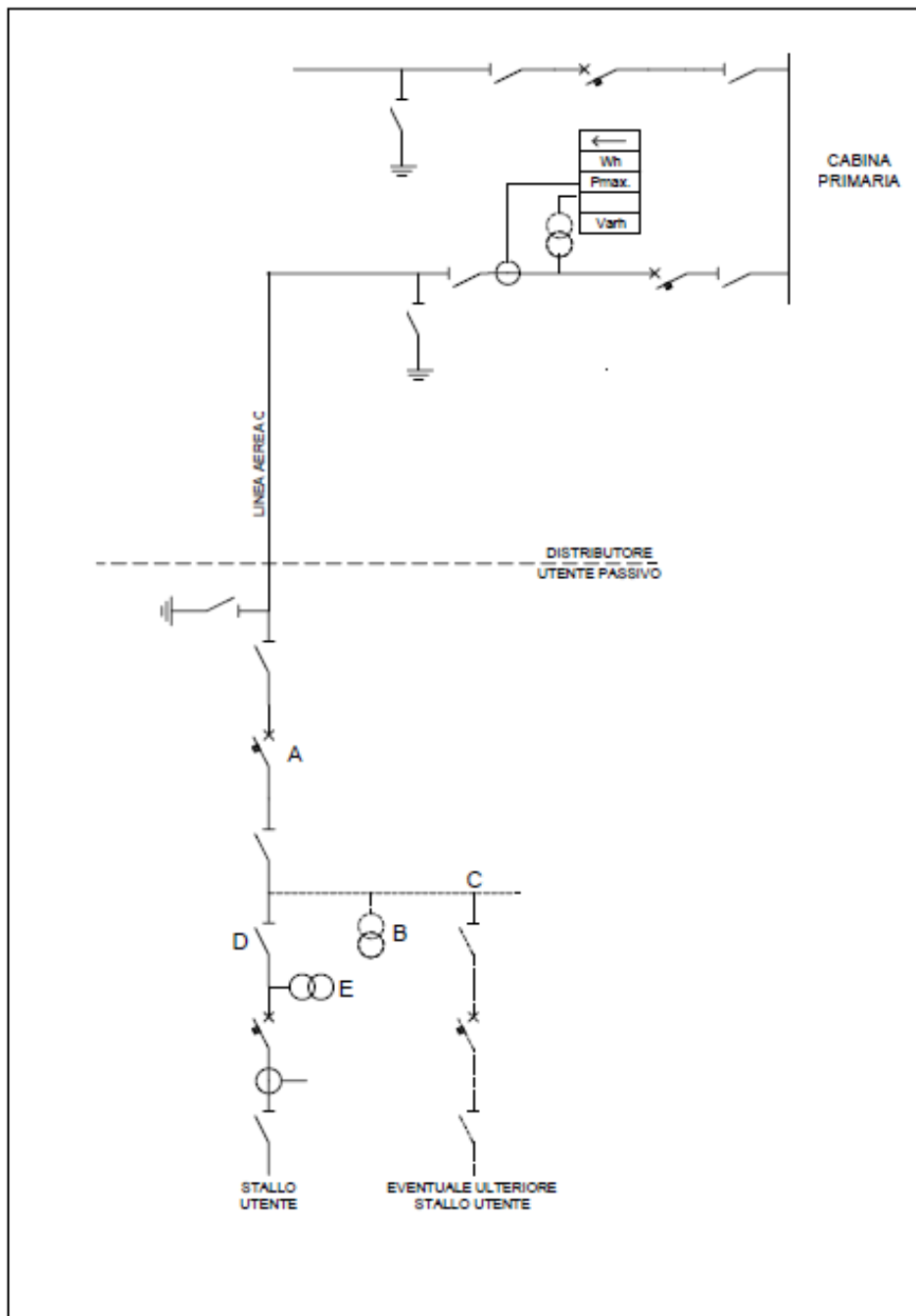


Figura 4 – Inserimento in antenna per Utenti passivi

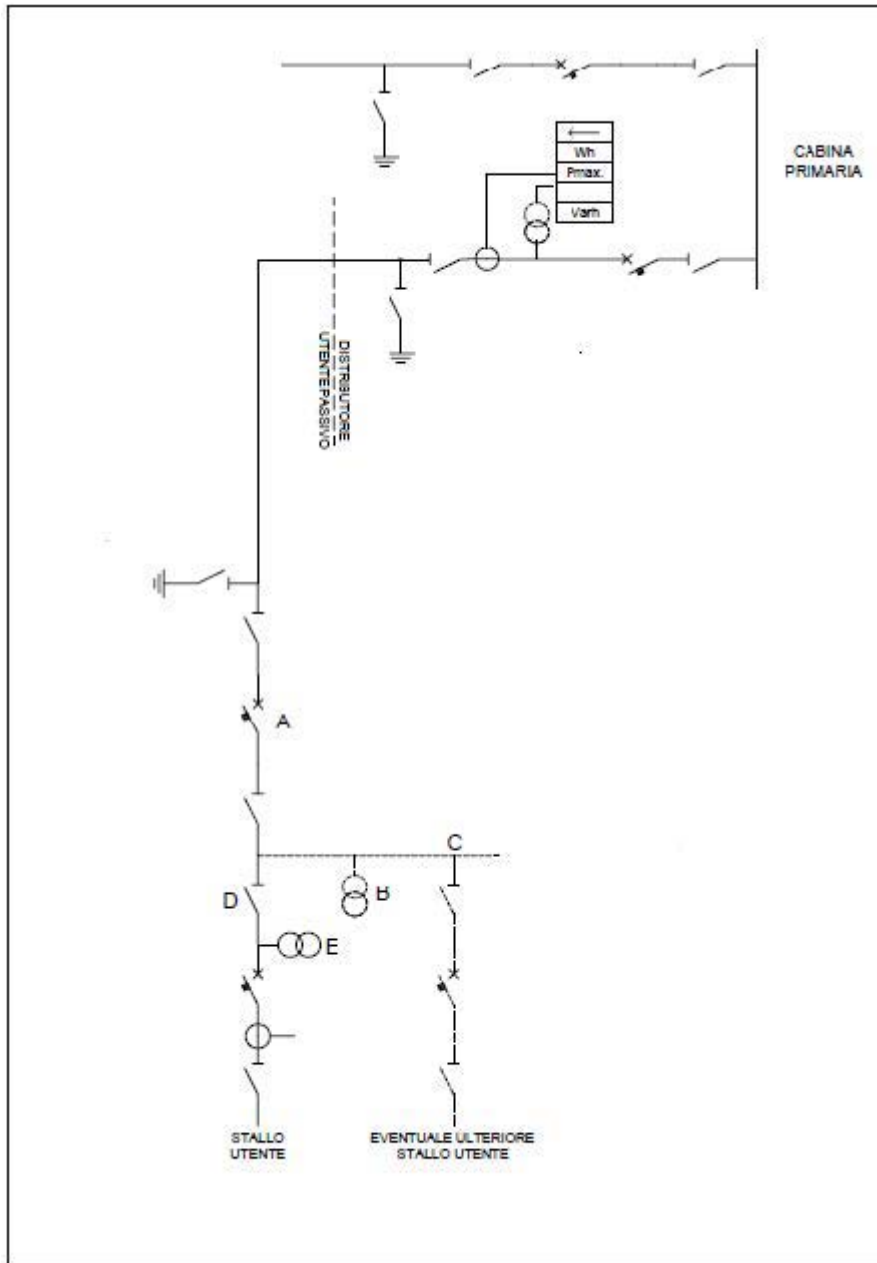


Figura 4a – Inserimento in antenna per Utenti passivi con linea interposta del Cliente AT

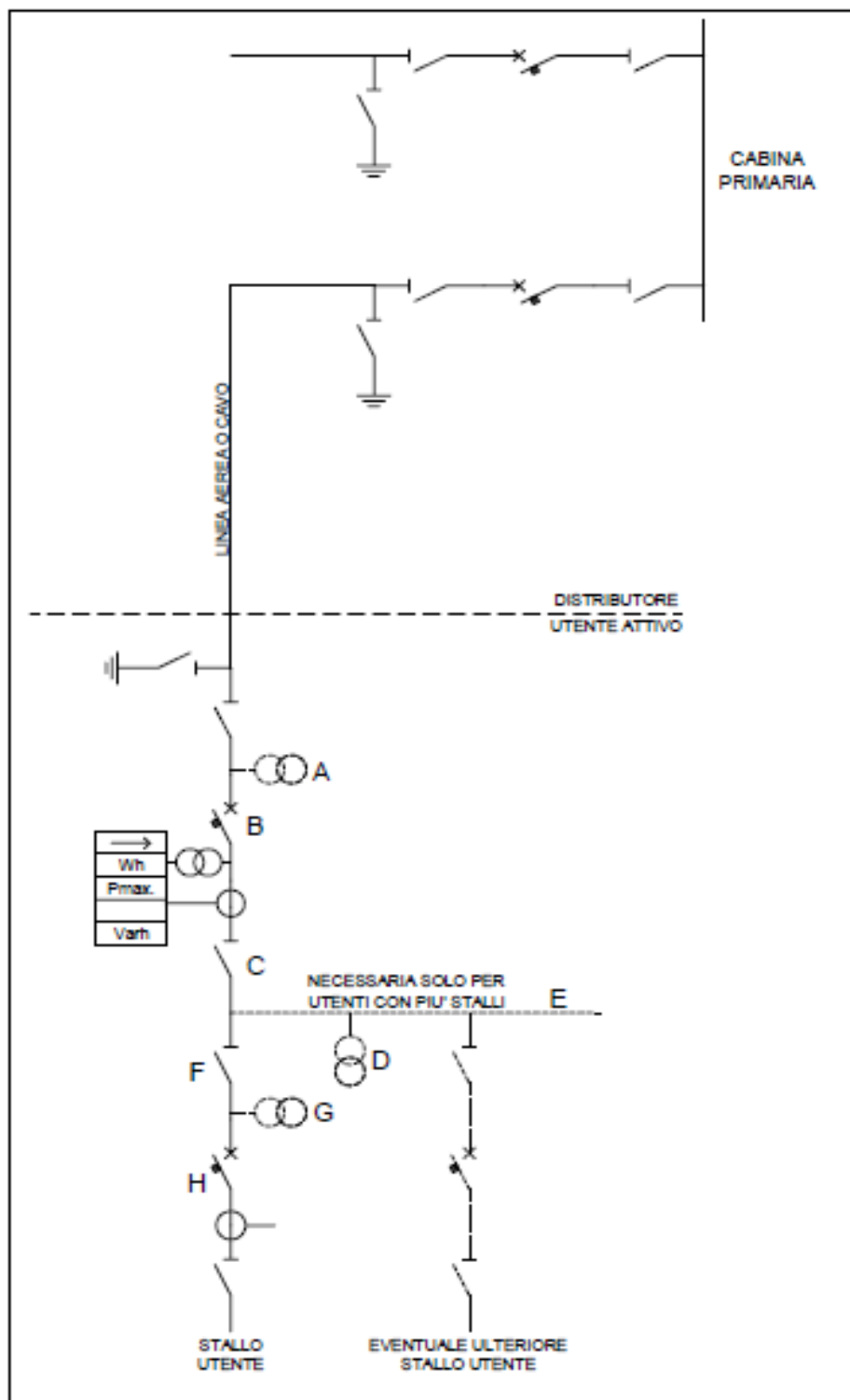


Figura 5- Inserimento in antenna per Utenti attivi

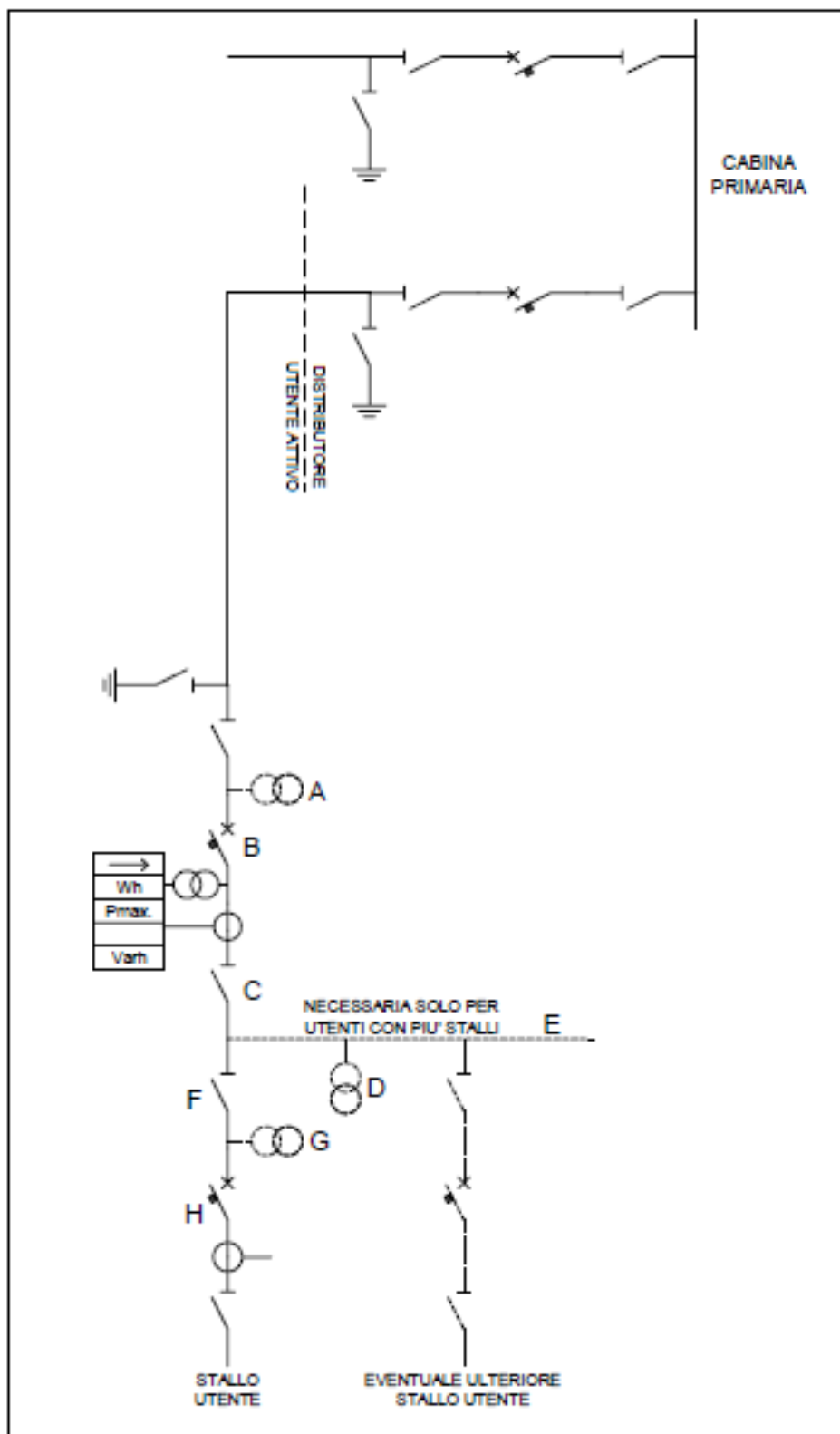


Figura 5a- Inserimento in antenna per Utenti attivi con linea interposta del Produttore



7.4.2 Schemi unifilari per connessione in derivazione rigida a T

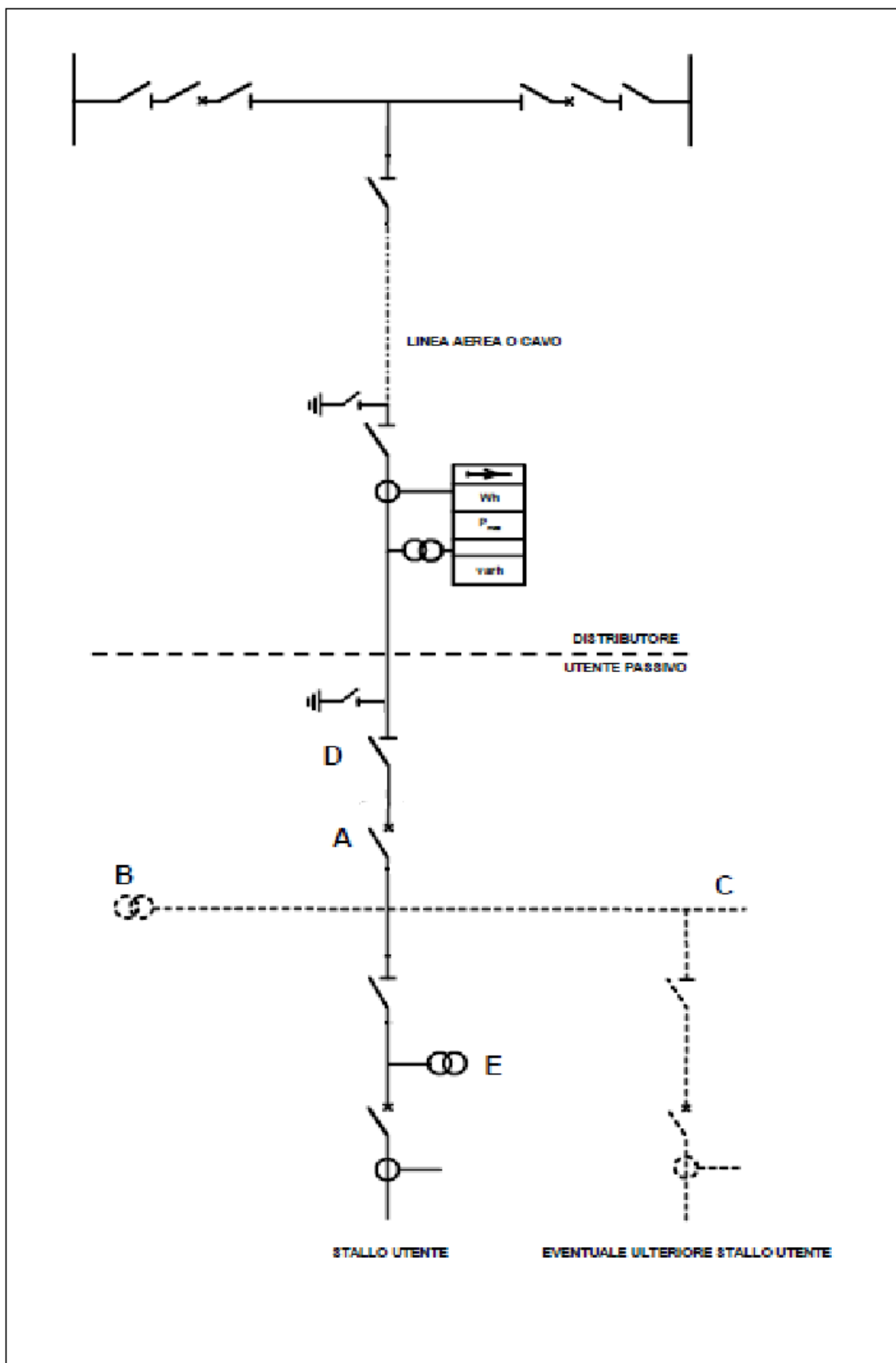


Figura 6 – Inserimento rigido in derivazione a T per Utenti Passivi

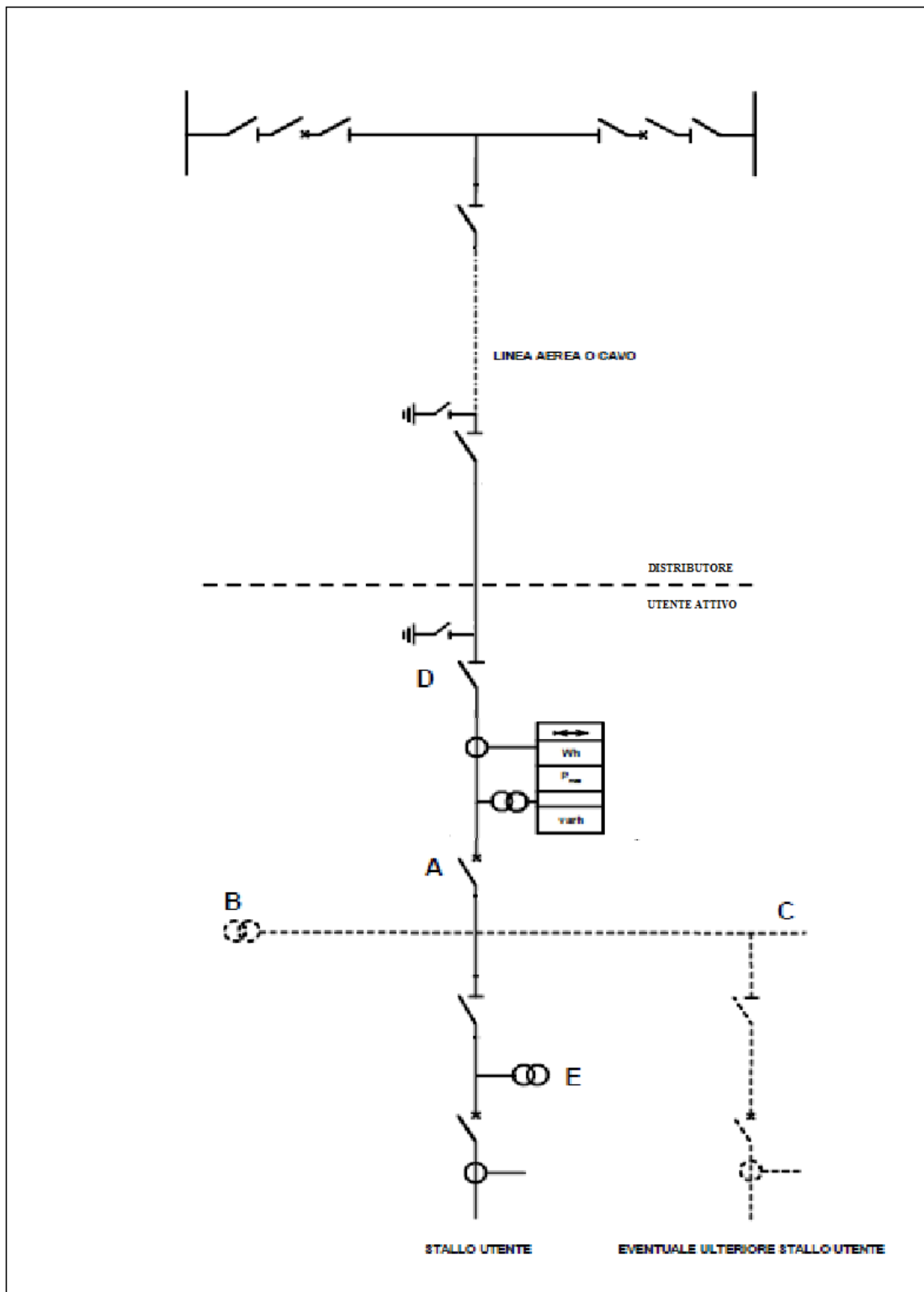


Figura 7 – Inserimento rigido in derivazione a T per Utenti Attivi



7.4.3 Schemi unifilari per connessione in entra - esce

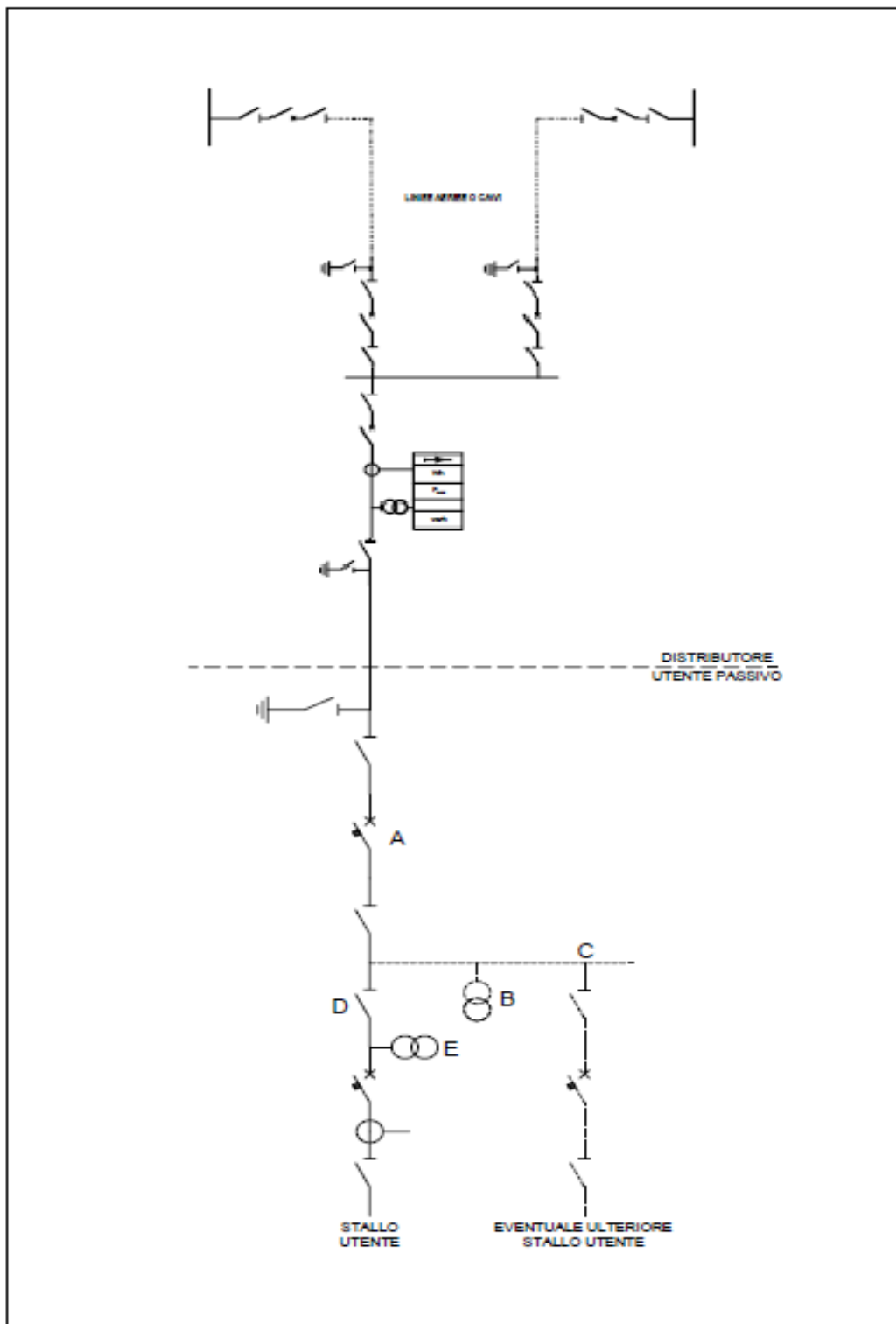


Figura 8 – Inserimento in entra-esce per Utenti passivi

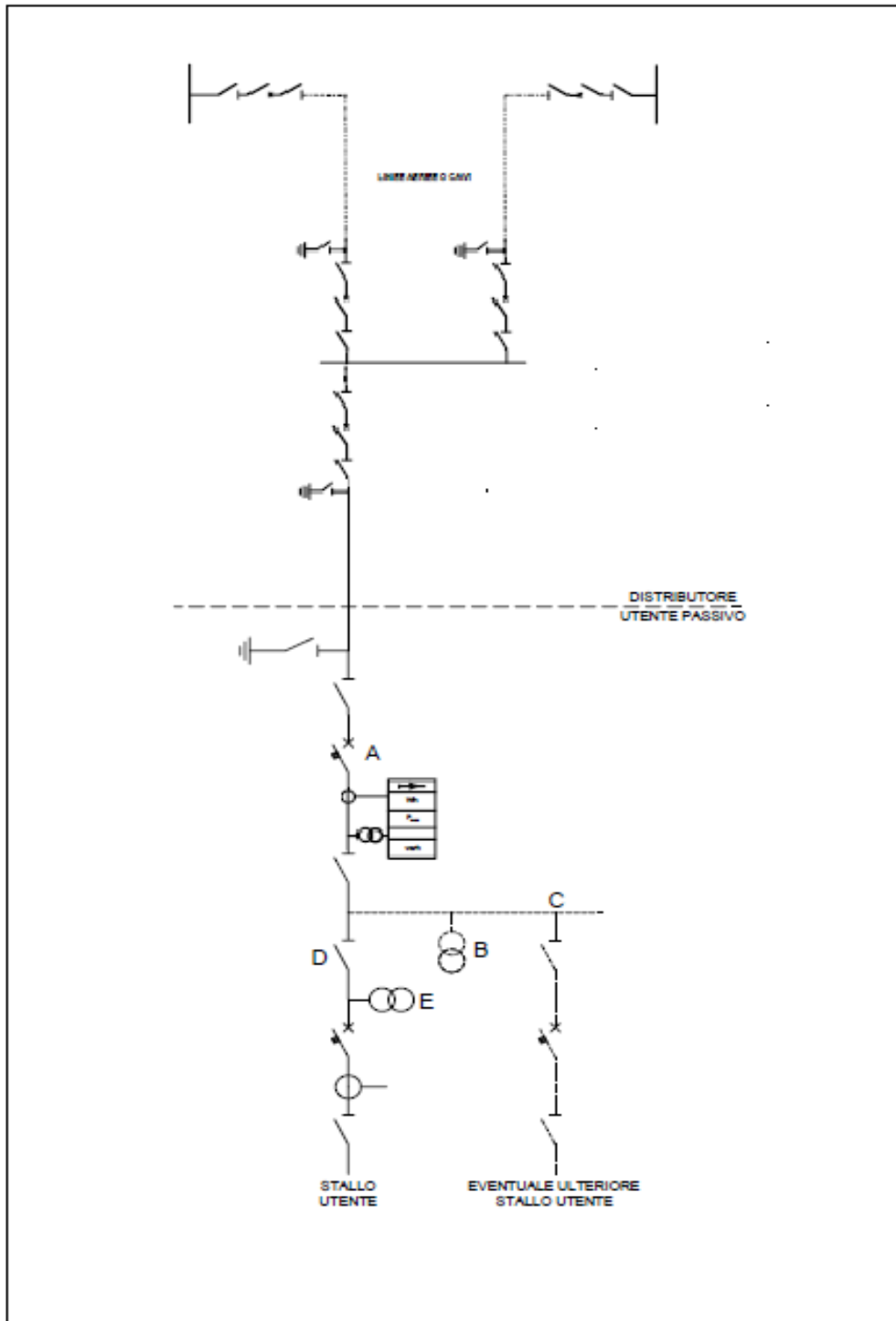


Figura 9 – Inserimento in entra-esce per Utenti Attivi



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

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

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

La Figura 4 riassume nei termini generali la configurazione del collegamento d'Utente per la connessione in antenna di un Utente passivo.

Il punto di connessione è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà⁽³⁾ degli impianti.

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

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

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

L'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) è regolato dal regolamento di esercizio per la connessione che deve essere sottoscritto fra il Distributore e l'Utente prima della messa in servizio dell'impianto dell'Utente.

⁽³⁾ Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.

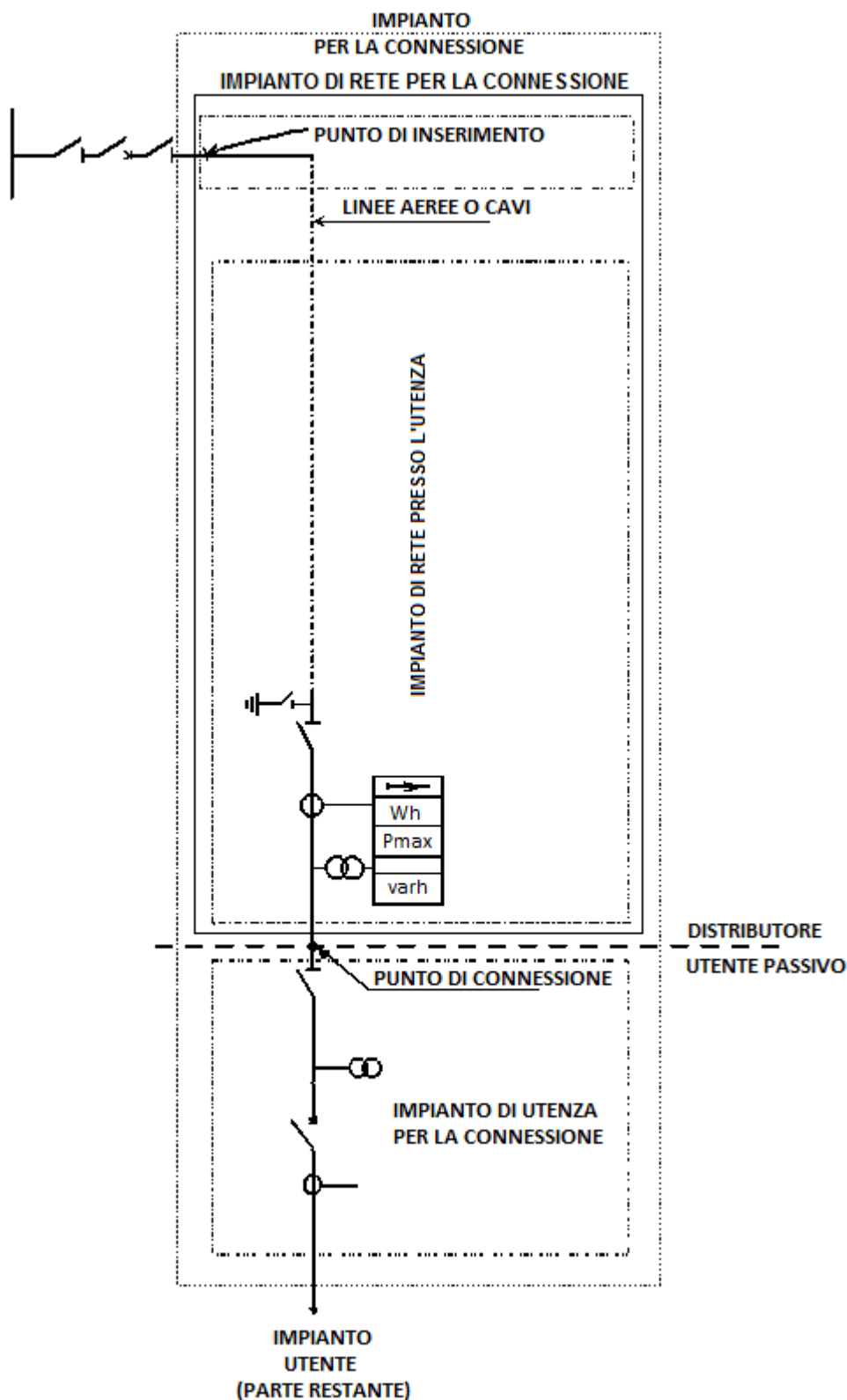


Figura 10 – Configurazione generale del collegamento d’Utente (p.es., caso di Utente passivo)



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

Nel caso di apparecchiature e componenti funzionali anche all'attività di distribuzione installati nell'impianto dell'Utente devono essere chiare le deleghe di responsabilità per l'esercizio e la manutenzione intercorrenti tra Distributore e Utente e riportate in modo esplicito nel Regolamento di Esercizio.

7.5.1.1 Punto di connessione e confini di competenza

I confini di competenza funzionale determinano la separazione tra le attività del Distributore e le attività dell'Utente.

Il punto di connessione consiste generalmente nei codoli lato rete del sezionatore di linea (sezionatore di terra qualora presente) facente parte dell'impianto di utenza per la connessione. Il punto di connessione definisce il confine di competenza per quanto riguarda i circuiti di potenza per connessione con linea aerea a conduttori nudi. In caso di connessione in cavo, il confine è il codolo del sezionatore di linea, lato linea compresi gli eventuali scaricatori.

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

7.5.1.2 Apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

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

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

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

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

- L'esercizio, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla precedente lettera a) deve essere effettuato attuando le indicazioni del Distributore, che determina le configurazioni di rete attraverso il comando degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi. È necessario che tali organi di manovra possano essere manovrati, d'intesa con il Distributore, nell'arco delle 24 h della giornata e nell'arco dell'intero anno, localmente o comandati a distanza.
- L'esercizio delle parti di cui alla precedente lettera b) deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, delle regolazioni delle protezioni stabilite. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'indisponibilità delle protezioni comporta l'apertura del collegamento.



- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera c) deve assicurarne la piena e continua funzionalità, nonché il ripristino della stessa in tempi minimi.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera d) deve assicurare le stesse prestazioni assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità dei tempi di ripristino delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di protezione e controllo.
- Qualsiasi modifica degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata con il Distributore.
- In caso di sviluppo e/o modifica della rete, l'Utente è tenuto ad adeguare gli apparati di cui al punto precedente a quanto richiesto dal Distributore.
- La manutenzione degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevanti ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata col Distributore ed allo stesso notificata.

7.5.2 Impianto di rete per la connessione

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

Nei casi previsti dalla regolazione vigente, è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete presso l'utenza è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. La eventuale messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi riportati nel regolamento di esercizio.

L'impianto di rete presso l'utenza è di norma installato in un'area messa a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete del Distributore.

7.5.3 Impianto di utenza per la connessione

7.5.3.1 Dispositivi previsti

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

In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere, impianto attivo o passivo, sono necessari ulteriori dispositivi, specificati in 7.6.2.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle di ciascun punto di connessione e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale interruttore può essere dotato di un dispositivo per il parallelo tra reti ed è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti⁽⁴⁾. Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:
 - la sbarra dell'Utente è posta immediatamente a valle del punto di connessione ed è equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
 - a tale sbarra sono attestati non più di tre stalli equipaggiati con i trasformatori di misura/protezione immediatamente a valle del relativo interruttore;

⁽⁴⁾ L'insieme di sezionatore generale e interruttore generale è detto Dispositivo Generale (DG)



- l'impianto Utente non è alimentato in derivazione rigida o con schemi ridotti in una porzione di rete dove è adottata una protezione differenziale di linea⁽⁵⁾.
- In caso di omissione dell'interruttore generale, le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori immediatamente attestati alla sbarra Utente, su ciascuno dei quali sono da prevedere le protezioni e le regolazioni tipiche del dispositivo generale.
- La funzione dell'interruttore generale non può essere assolta da interruttori il cui stato influenzi l'assetto e la magliatura della rete.

Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e deve essere esclusivamente impartito dall'Utente.

7.5.3.2 Criteri di dimensionamento

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

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

La Norma CEI 99-2 è il di riferimento per la progettazione e la costruzione dell'impianto elettrico per la connessione. I componenti dell'impianto devono rispondere agli standard normativi CEI e CENELEC applicabili.

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

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

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo minimo di 12 (dodici) mesi per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi. Specifici accordi verranno presi tra le parti.

7.5.4 Punti di connessione multipli e alimentazioni di emergenza

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

In caso di presenza di punti di connessione multipli, anche al fine dell'alimentazione di emergenza, devono essere previsti, su richiesta del Distributore, opportuni interblocchi meccanici/elettrici. Tali interblocchi devono operare sugli organi di manovra per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici. Tali prescrizioni e gli aspetti manutentivi dell'apparecchiatura devono essere riportati nel regolamento di esercizio per la connessione.

Qualora, per motivi legati alla complessità impiantistica o all'ubicazione delle apparecchiature, non siano possibili altre soluzioni, si dovranno prevedere blocchi elettrici a sicurezza positiva o di tipo ridondante.

⁽⁵⁾ Tipicamente, la protezione differenziale di linea è adottata qualora vi siano linee realizzate in cavo, ovvero vi siano linee aeree o miste aeree/cavo di lunghezza ridotta.



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

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

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

7.5.5 Impianto di terra sotteso all'impianto di rete presso l'utenza

7.5.5.1 Dimensionamento

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

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra dovuta alle funi di guardia o allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 99-3. La possibilità di tale collegamento deve essere concessa dal Distributore previo accordo con l'Utente e compatibilmente con le condizioni specifiche circa il trasferimento di potenziali pericolosi. In tal caso, il Distributore è tenuto a garantire la continuità della fune di guardia e dello schermo dei cavi.

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

Il dimensionamento del dispersore deve essere effettuato dall'Utente sulla base del valore della corrente I_E (come definita nella Norma CEI 99-3) e del tempo di eliminazione del guasto. Il Distributore deve fornire all'Utente il valore di corrente di guasto monofase a terra I_F (come definita nella Norma CEI 99-3) e il tempo di eliminazione del guasto.

7.5.5.2 Verifiche

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 99-3 e nella Guida Tecnica CEI 99-5. In particolare, è richiesto che le verifiche siano condotte con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 50 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica con le indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.



La verifica iniziale dell'impianto di terra di competenza del Distributore viene effettuata a cura del medesimo⁽⁶⁾; incaricati dell'Utente potranno presenziare a dette verifiche. È auspicabile che le due verifiche siano svolte contestualmente previo accordo tra le parti, in quanto, normalmente, l'effettuazione di dette misure rende tipicamente necessario l'impiego di un dispersore ausiliario di corrente a una distanza difficilmente raggiungibile con collegamenti provvisori (circuito per l'iniezione di corrente); di conseguenza, il Distributore rende disponibile (previ accordi con l'Utente) una propria linea di alimentazione, nonché l'impianto di terra di un'installazione adiacente quali, rispettivamente, circuito amperometrico e dispersore ausiliario di corrente.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore. Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico di utenza o essere limitata al solo impianto di terra.

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

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale invia al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01 (e s.m.i.)⁽⁷⁾.

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R⁽⁸⁾.

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

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

Per variazione significativa e permanente del tempo di intervento, si intende una qualsiasi variazione (a crescere) del tempo di intervento stesso.

Nel caso della corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento significativo della corrente per effetto della costruzione di nuove linee o stazioni, oppure ancora della connessione di nuovi impianti di generazione) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente.⁽⁹⁾

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di competenza del Distributore sono di competenza del medesimo. È auspicabile un accordo tra le parti e comunque un periodo non inferiore a 5 (cinque) anni.

⁽⁶⁾ È consigliabile che le parti si accordino in modo che l'Utente si faccia carico della verifica di ambo gli impianti, mentre il Distributore mette a disposizione il circuito amperometrico e il dispersore ausiliario, compatibilmente con le esigenze di esercizio della rete e di alimentazione di altri Utenti.

⁽⁷⁾ In alcune specifiche situazioni, ove non ricorrano gli obblighi del DPR 462/01, si richiede la documentazione per le verifiche equivalente.

⁽⁸⁾ In alternativa, previa comunicazione in fase di connessione, può essere impiegato un sistema di posta elettronica certificata.

⁽⁹⁾ Solo se la variazione è superiore al 10%.



L'Utente resta esclusivo proprietario e responsabile del dispersore unico, anche per la manutenzione, esercizio ed eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza, esclusi quelli dovuti ad ampliamenti o modifiche dell'impianto condotti dal Distributore ⁽¹⁰⁾.

7.5.5.3 Collegamenti ad altri impianti di terra

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

7.5.6 Responsabilità per la sicurezza

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

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

7.5.7 Indisponibilità per manutenzione

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

L'Utente è tenuto a:

- Concordare annualmente con il Distributore il piano di indisponibilità programmata;
- comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione degli impianti elettrici;
- coordinare i propri piani di lavoro con quelli del Distributore attenendosi ai programmi concordati.

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

7.5.8 Servizi ausiliari

L'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore un'alimentazione trifase BT con neutro, derivata dai propri impianti, con potenza adeguata alle esigenze dell'impianto collegato.

La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete presso l'utenza.

In questa fattispecie (connessione in entra-esce), in alternativa rispetto all'alimentazione di emergenza messa a disposizione dall'Utente, è facoltà del Distributore predisporre un'ulteriore alimentazione, per i servizi ausiliari, derivata da una connessione MT o BT per alimentazione di emergenza, secondo le condizioni stabilite dall'ARERA.

⁽¹⁰⁾ Per ampliamenti o modifiche si intende anche l'aggiunta (o la diversa collocazione) di masse non comprese nelle informazioni vincolanti fornite in fase di progetto (vedi 7.5.5.1)



7.5.9 Caratteristiche dell'area e dei locali per l'impianto di rete presso l'utenza

Per la realizzazione dell'impianto di rete presso l'utenza, l'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un'area opportunamente attrezzata, nella quale deve essere realizzato anche il fabbricato servizi. Al riguardo, si precisa che l'area da mettere a disposizione è quella necessaria per l'eventuale sezionamento e locale misure in caso di Utente passivo.

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

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

L'area da mettere a disposizione del Distributore deve generalmente avere accesso diretto da strada aperta al pubblico; qualora la suddetta area sia interna alla proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza da parte del Distributore (con mezzi idonei alle operazioni da compiere) deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Le aree dovranno essere provviste di illuminazione esterna comandata da interruttore crepuscolare.

Tutte le opere civili, compresa la progettazione esecutiva, necessarie per la realizzazione dell'impianto di rete presso l'utenza (fabbricato, recinzioni, fondazioni, pozzetti, tubi per il passaggio dei cavi BT, ecc.) devono corrispondere alle prescrizioni del Distributore. Le opere saranno a cura dell'Utente, che ha facoltà di scegliere l'esecutore delle opere stesse. La progettazione delle opere deve essere approvata dal Distributore; i requisiti fondamentali da soddisfare sono i seguenti:

- la separazione fra l'impianto di competenza del Distributore e quello dell'Utente deve essere realizzata mediante una recinzione di altezza almeno 2 m (due) preferibilmente in rete non metallica o in pannelli non metallici (in laterizi, in cemento prefabbricato, ecc.), tale da permettere una chiara e reciproca visibilità degli impianti;
- l'accesso alla cabina del Distributore dalla strada aperta al pubblico deve essere diretto e avvenire tramite un cancello preferibilmente di tipo scorrevole, che permetta l'accesso ad automezzi con portata fino a 10 tonnellate, e largo almeno 5 m; in relazione a particolari dislocazioni degli impianti o per esigenze di sicurezza industriale, si può derogare a tale principio sempre che venga costantemente garantito al personale del Distributore il rapido e sicuro accesso agli impianti di pertinenza;
- le strade di accesso devono essere asfaltate, mentre per i piazzali su cui installare le apparecchiature si devono adottare idonee pavimentazioni;
- il fabbricato deve essere conforme alle vigenti Norme di legge e tecniche, deve avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (p. e., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al suo impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore, e deve essere composto da un locale contatori (solo per Utenti passivi, dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m, altezza 2,8 m), per le misure AT che deve essere realizzato con porte distinte dotate di serrature diverse, in modo tale che il personale del Distributore e quello dell'Utente possano accedere solo all'impianto di propria competenza. Il fabbricato deve inoltre essere completato con un impianto elettrico di servizio (illuminazione e forza motrice) e climatizzazione estiva ed invernale.

7.5.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

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



Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere rispondenti alle normative in vigore all'atto dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità, secondo ISO 9001, Vision 2000 (e s.m.i.).

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

Per la particolare importanza associata al Dispositivo Generale (cui sono delegate le funzioni di intervento selettivo in caso di guasto interno alla rete di Utente) le relative prescrizioni sono contenute nel successivo paragrafo dedicato.

7.5.11 Dispositivo Generale

Il Dispositivo Generale deve rispondere alle prescrizioni contenute in 7.5.3.1. Le funzioni di protezione associate al DG sono dettagliate nel paragrafo che segue.

7.5.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

7.5.12.1 Criteri generali

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

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

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

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

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

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



Per quanto riguarda le informazioni che l'Utente deve fornire al Distributore e al Gestore, esse sono specificate nel Codice di Rete per gli Utenti attivi; per gli altri Utenti tali informazioni consistono nelle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, nonché negli eventuali tracciati degli oscillografici presenti in impianto.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad esempio, i guasti longitudinali⁽¹¹⁾). Il macchinario medesimo deve inoltre resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti in rete, ed alle eventuali richiuse effettuate sulla rete stessa.

7.5.12.2 Protezioni da adottare per tutti gli Utenti

Le protezioni della rete del Distributore non assicurano la protezione contro i guasti all'interno dell'impianto dell'Utente. I suddetti guasti devono quindi selezionati ed eliminati dal sistema di protezione dell'Utente.

A tal fine il Sistema di protezione (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) associato al Dispositivo Generale è composto da:

- trasformatori di corrente di fase (e, se previsti, trasformatori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione (Protezione Generale, PG nel seguito) con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

SPG deve provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente solo in caso di guasti interni⁽¹²⁾, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

SPG non deve intervenire in caso di guasto sulla rete del Distributore.

Le protezioni SPG (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori attestati sulla sbarra Utente, in caso di omissione del DG).

Per gli utenti passivi, le funzioni sopra descritte devono essere tipicamente garantite da:

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

Per gli utenti attivi il SPG deve essere realizzato in modo tale che non intervenga intempestivamente in caso di guasto sulla rete esterna. In tal caso possono essere utilizzate soluzioni protettive diverse dalla massima corrente. L'utilizzo delle suddette soluzioni non deve comunque inficiare le prestazioni richieste alla PG.

Qualora non sia sempre garantita l'immediata possibilità di manovra⁽¹³⁾ dell'interruttore generale su richiesta del Distributore, è facoltà del Distributore richiedere all'Utente l'installazione di un relé di minima tensione ad azione ritardata, in grado di aprire l'interruttore generale a seguito di una disalimentazione prolungata dell'impianto stesso.

⁽¹¹⁾ Il caso più tipico di guasti longitudinali è costituito dall'interruzione di fase.

⁽¹²⁾ Per guasti interni si intendono i guasti originatisi all'interno dell'impianto Utente.

⁽¹³⁾ Tale possibilità si ritiene garantita qualora l'impianto sia presidiato permanentemente da personale in grado di effettuare le manovre ovvero manovrabile in teleconduzione su richiesta del Distributore.



7.5.12.3 Regolazioni dei dispositivi di protezione

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

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

7.5.12.4 Interventi sui dispositivi di protezione

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore d'intesa con il Gestore ; stante la specificità degli impianti AT, le regolazioni delle protezioni devono essere indicate caso per caso, secondo criteri di selettività.

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

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate in base alla documentazione o verificate, insufficienti a soddisfare le prescrizioni della presente Norma.

7.5.12.5 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea sono tipicamente associati dispositivi di richiusura rapida e lenta.

Il Distributore e il Gestore concordano, a seconda delle caratteristiche dell'impianto Utente e della rete, il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare e, ove necessario, le finestre di sincronismo, anche secondo le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti agli Utenti attivi, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui generatori presenti, e nei tronchi successivi di rete. In casi particolari, la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di Utenti attivi, predisponendo opportuni criteri di esercizio cautelativi. In alternativa, può essere richiesta l'apertura e la richiusura uni-tripolare, anche adeguando gli interruttori della rete esistente. Sugli stalli AT afferenti a linee totalmente in cavo AT solitamente non si attivano le richiusure.

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

7.5.13 Sistemi di comunicazione

L'Utente deve trasmettere al Distributore e/o al Gestore se da questi richiesti, le misure e i segnali stabiliti in fase di definizione della connessione, limitatamente al punto di connessione.

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

Limitatamente alle linee di connessione dell'impianto alla rete potranno essere richieste dall'Utente, se disponibili, informazioni rilevate da:

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



I protocolli di comunicazione devono essere conformi alla norma IEC 870-5-104 verso il Gestore, mentre alla serie IEC 61850 verso il Distributore.

7.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le apparecchiature elettriche direttamente connesse con la rete che prelevano energia per uso proprio.

7.6.1 Dispositivi per il distacco del carico

L'alleggerimento del carico viene effettuato:

- con dispositivi locali (EAC), basati sulla misura della derivata della frequenza e/o della tensione;
- con dispositivi centralizzati del Gestore (BME, BMI).

L'alleggerimento del carico con dispositivi locali viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo, su richiesta specifica del Gestore sono installati dal Distributore nei propri impianti opportuni dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata che possono aprire gli interruttori delle linee di alimentazione degli Utenti passivi.

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

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

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

7.6.2 Limiti di scambio di potenza reattiva

I valori limite del fattore di potenza consentiti nel punto di connessione devono essere concordati nel contratto per la connessione e regolamento di esercizio, nel rispetto delle normative tecniche vigenti e del Codice di Rete del Gestore.

7.7 Regole tecniche di connessione per Utenti attivi

La connessione di Utenti attivi è regolata dal Codice di Rete del Gestore.

7.7.1 Prescrizioni generali

7.7.1.1 Prestazioni degli impianti di generazione

Le prestazioni degli impianti di generazione, sia in condizioni normali, sia in caso di guasto, sono definite dal Codice di Rete del Gestore.

7.7.1.2 Telescatto rapido per protezione

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

7.7.1.3 Teleprotezione e differenziali longitudinali

Nel caso di linee corte o a più di due terminali, l'estremo di competenza dell'Utente deve essere equipaggiato con protezioni e apparati di teleprotezione compatibili con quelli adottati sulla rete del Distributore.



In caso di impiego di protezioni differenziali longitudinali di linea, gli apparati agli estremi (da installare e mantenere a cura del Distributore e dell'Utente) devono essere uguali (stesso costruttore e stesso modello).

7.7.2 Utenti attivi

Le protezioni degli impianti verranno concordate con il distributore e con il gestore di rete tenendo conto che per le connessioni in AT non valgono le prescrizioni riportate a partire dal paragrafo 8 che si riferiscono alle sole connessioni in MT alla rete del Distributore.

7.7.3 Servizio di funzionamento del gruppo su rete in isola

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

7.7.4 Informazioni per la ricostruzione dei disservizi e per il monitoraggio del comportamento dinamico del sistema

Per la ricostruzione dei disservizi devono essere resi disponibili in tempi brevi al Distributore e al Gestore, almeno:

- registrazioni cronologiche di eventi;
- registrazioni delle segnalazioni locali.
- Altri dati utili per la corretta ricostruzione degli eventi che hanno provocato il guasto

In particolare, valgono le prescrizioni riportate nel Codice di Rete del Gestore.

7.7.5 Limiti di scambio di potenza reattiva

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

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

Qualora i sistemi interni di utenza non comprendano gruppi di generazione, si applicano le regole di cui al par. 7.5 e 7.6; qualora invece comprendano gruppi di generazione si applica quanto previsto dal Codice di Rete del Gestore.



Allegato Nter (normativo)

Conformità dei gruppi di generazione rotanti

Nter.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 misure devono essere eseguite ai terminali del generatore o sulla rete MT nel caso di funzioni implementate nel sistema di controllo di impianto.

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. È da tener presente che per i gruppi di generazione collegati in Media Tensione di taglia superiore ai 100 kW ci si può aspettare che le verifiche non possano essere sempre condotte in strutture dedicate.

La verifica dei singoli requisiti può essere eseguita in modo diretto ovvero dall'analisi dei risultati delle prove eseguite o in modo indiretto ovvero per mezzo dell'utilizzo di un modello matematico validato. La verifica del gruppo di generazione completo come somma della verifica dei singoli requisiti, può quindi includere dimostrazioni tramite prove reali e dimostrazioni i cui risultati sono basati su simulazioni. La validazione del modello matematico comporta comunque l'esecuzione di prove reali come descritte in capitolo Nter 9. L'operatore di rete potrà richiedere la lista delle prove da effettuare ed i parametri che verranno fatti variare. Nell'estremo caso per cui non sia possibile eseguire specifiche prove per la dimostrazione di uno specifico requisito (la taglia del gruppo di generazione non permette la verifica in laboratorio e non è possibile eseguire i test per la validazione del modello in campo per ragioni legate alle caratteristiche della rete) è ammessa una verifica tramite l'uso di un modello parzialmente validato (come definito in Nter 9). In questo caso l'operatore di rete dovrà documentare in dettaglio le ragioni tecniche che impediscono le verifiche in campo e le corrispondenti giustificazioni saranno incluse nella documentazione certificativa e dovranno essere indicate le limitazioni legate al modello.

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 regolatore di tensione e lo stesso sistema di eccitazione 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.

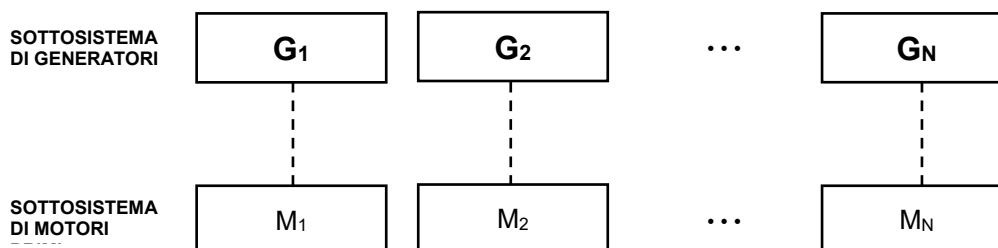


Figura 1Nter – Schematizzazione per famiglie per gruppi di generazione rotanti

La famiglia di sistemi di generatori indicata può essere interamente caratterizzata sottoponendo ad una sessione di prove completa secondo l'allegato Nter 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 $P_{gen}/V10$ (radice 10) < $P_{gentestato}$ < $P_{gen} \cdot V10$ (radice 10). Il costruttore fornisce opportuna descrizione del perché i gruppi di generazione possano essere considerati una famiglia.

Possono inoltre essere applicate delle procedure semplificate di verifica per configurazioni derivate (varianti) da un generatore già precedentemente valutato in accordo all'allegato Nter. In funzione del tipo di modifica apportata, il nuovo gruppo di generazione può essere testato applicando un sottoinsieme delle prove indicate nel presente allegato.

Ad esempio è possibile che venga associato ad un motore primo un diverso generatore (per esempio un generatore con differente sistema di eccitazione), ma che il resto del sistema resti identico in termini di componenti fisiche. Questo può essere considerato una variante rispetto a quella sottoposta a prova di tipo e comporta la necessità di ripetere alcune delle prove.

Qui di seguito vengono riassunte le prove che dovranno essere ripetute in funzione della variante considerata.

**Tabella 1Nter - Prove aggiuntive in caso di variante**

Capitolo applicabile	Generatore	Regolatore di tensione (solo generatori sincroni)	Sistemi alternativi controllo reattiva	motore primo	controllore motore primo
Nter 3	3.1				
Nter 4	4.4			X limitatamente alla frequenza	
Nter 5				X	X
Nter 6	X	X	X(****)		
Nter 7				X	X
Nter 8	X(*)	X(**)		X(***)	X(****)
(Nter 9)	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 gruppo di generazione intero vari di oltre il 5%.
- X(**) Richiesta qualora la funzione di trasferimento dell'AVR sia consistentemente diversa.
- 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.

Nter.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.



- Nter.3 Misure per la qualità della tensione;
- Nter.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- Nter.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- Nter.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- Nter.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;
- Nter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability);
- Nter.9 Metodo per la modellizzazione e validazione del modello matematico di un gruppo di generazione sincrono[AZ1].

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 su rete pubblica possono essere eseguite solo a seguito di accordo con il gestore della rete.

Le prove, qualora effettuate in ambiente di laboratorio, dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tab. 2Nter.

Tenuto conto della taglia dei generatori utilizzati per impianti connessi in MT, delle caratteristiche della sorgente primaria e 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. 2Nter, purché opportunamente documentati nel rapporto o nei rapporti di prova.

Tabella 2Nter – Condizioni di riferimento per la esecuzione delle prove in laboratorio

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25°C ± 5°C
Pressione atmosferica	98kPa ± 10kPa
Umidità relative	65%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. 2Nter 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 Nter 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.



Nter.3 Misure per la qualità della tensione

La qualità della tensione viene valutata con la misura del contributo armonico e delle fluttuazioni della tensione (flicker) durante il funzionamento dei gruppi di generazione.

Data l'aleatorietà e la non prevedibilità delle emissioni armoniche di impianti e/o apparati di Utente, quando in funzionamento, questi non devono comunque provocare disturbi che non consentano il regolare esercizio della rete del Distributore, inficiando, ad es., la telegestione dei gruppi di misura elettronici, previsto dalle delibere vigenti, eventuali sistemi di telescatto od altri telecomandi/tele segnali che utilizzino la banda di frequenza assegnata ad uso esclusivo dei Distributori, per la trasmissione dei segnali sulla rete BT (3 kHz - 95 kHz).

Le apparecchiature degli Utenti non devono, pertanto, introdurre interferenze condotte nel suddetto intervallo di frequenza sulla rete BT.

Qualora questo non si verifichi, l'Utente dovrà realizzare opportuni provvedimenti correttivi (filtri) o sostituire le apparecchiature disturbanti, anche in carenza di una definita e consolidata norma IEC che copra il suddetto campo di frequenze.

Per le verifiche di qualità della tensione (armoniche e flicker) sono definite opportune metodologie per tenere conto della presenza di distorsioni della tensione preesistenti al punto di connessione del gruppo di generazione in prova (Allegato P).

Le misure delle correnti armoniche e delle fluttuazioni di tensione si effettuano secondo quanto descritto dai paragrafi seguenti.

Nter.3.1 Misura delle armoniche

La misura delle armoniche rilevante ai fini di valutare la qualità dell'energia è la misura delle armoniche in corrente, ovvero della forma d'onda della corrente.

Le IEC 60034 prevedono dei test per la misura delle armoniche in tensione sulle macchine rotanti.

Il costruttore delle macchine rotanti potrà fornire una correlazione (incluso il dettaglio dei calcoli) tra le prove effettuate secondo quanto indicato in IEC 60034-4 e le armoniche in corrente che verrebbero generate al carico parziale a 50% e a pieno carico considerando il generatore accoppiato ad un carico puramente resistivo. Altri metodi descritti in norme riconosciute possono essere adottati (e.g. FGW TR3).

In alternativa potrà essere condotta una campagna di misure in sito, che preveda la misura delle componenti armoniche in corrente, misurate sul gruppo di generazione.

In questo caso, per la misura delle correnti armoniche si applica la norma IEC 61400-21:2008 (paragrafo 7.4, correnti armoniche, interarmoniche e componenti in alta frequenza). Le prescrizioni che riguardano la strumentazione di misura (modalità di calcolo e incertezza associata alle misure) sono contenute nella norma EN 61000-4-7.

La prova va effettuata misurando il contributo armonico del generatore, per ciascun valore di potenza, su 6 soglie: 0% o minimo tecnico; 20%; ...; 100% della massima potenza erogabile dal gruppo di generazione (considerando il caso ambientale più favorevole ovvero che permetta la più alta potenza). Il numero di soglie può essere diminuito qualora il generatore non sia in grado di operare a livelli ridotti di potenza, per motivi dipendenti dalla tecnologia utilizzata. La giustificazione tecnica in questi casi dovrà essere riportata sul rapporto di prova.

Qualora per ragioni ambientali non sia possibile raggiungere la massima potenza, le misure saranno limitate alle soglie raggiungibili e alla massima potenza raggiungibile dal gruppo di generazione nelle condizioni di test, comunque mai al di sotto del 60% della potenza di targa.



Le fluttuazioni di potenza durante i test saranno comprese nell'ordine del +/-5%

In alcuni casi (per esempio nel caso di misure in sito) non è possibile attribuire al solo gruppo di generazione la responsabilità delle correnti armoniche misurate, che va quindi attribuita ad una interazione tra il gruppo di generazione e gli altri carichi/utenti connessi in rete.

Nell'allegato P sono indicate diverse metodologie per tener conto delle distorsioni generate da altri carichi/utenti collegati sullo stesso impianto dove installato il gruppo di generazione e dalla rete.

Nter.3.2 Fluttuazioni di tensione dovute a manovre di sincronizzazione/separazione

Limitatamente ai soli generatori eolici, si valutano le fluttuazioni di tensione dovute ad operazioni di commutazione, in conformità alla norma IEC 61400-21:2008.

Questo requisito non è in generale applicabile per generatori rotanti diversi da quelli eolici.

Nter.3.3 Misura di fluttuazioni di tensione (flicker) in condizioni di funzionamento continuo

La determinazione dei Flicker viene effettuata in conformità alla norma IEC 61400-21 (par. 6.3.2, 7.3.3 e 8.2.2, fluttuazioni di tensione in funzionamento continuo). La procedura descritta per le turbine eoliche va adattata anche ai generatori rotanti interpretando la velocità del vento come potenza uscente dal generatore. Non è da effettuarsi la valutazione statistica dei coefficienti secondo la distribuzione del vento.

Sono ammessi i seguenti metodi di prova:

- Misure in sito (al punto di connessione della rete): il flicker viene determinato mediante misure effettuate all'effettivo punto di connessione del gruppo di generazione (secondo la procedura descritta in IEC 61400-21, sezioni 6.3.2 e 7.3.3).
- misure eseguite tramite un simulatore di rete AC con regolazione dell'impedenza di rete: qualora la rete simulata consenta la regolazione degli angoli di fase dell'impedenza di rete, questa deve essere regolata ai valori di 30, 50, 70 e 85°, con una tolleranza di +/- 2°. I valori di flicker sono direttamente misurati con un adeguato flickermetro realizzato in conformità alla IEC 61000-4-15. I valori di reattanza e resistenza dell'impedenza di rete sono dimensionati in modo che l'esito delle misure mostri un valore di Pst superiore a 0,4.

Per le verifiche di qualità della tensione, nel presente caso le fluttuazioni di tensione, sono definite opportune metodologie per tenere conto della presenza di distorsioni della tensione preesistenti al punto di connessione del generatore in prova (si veda l'allegato P).

Nter.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 0-16 capitolo 8.8.5.1.a).

I range di tensione e frequenze estesi alla zona B sono i seguenti (capitolo 8.8.5.1, generatori sincroni e asincroni):

Tensioni:

- Generatori sincroni $92\%V_n \leq V \leq 108\%V_n$
- Generatori asincroni $90\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$

Frequenze:

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

Il rapporto V/f deve rispettare la caratteristica indicata nei diagrammi tensione frequenza indicati nelle norme IEC 60034, estesi alla Zona B.



Per il gruppo di generazione dovranno essere previste due prove come di seguito descritto:

Punti di prova per i generatori sincroni:

- $V=92\% \cdot V_n$; $f=47,5\text{Hz}$;
- $V=108\% \cdot V_n$; $f=51.5\text{Hz}$;

Punti di prova per i generatori asincroni:

- $V=90\% \cdot V_n$; $f=47,5\text{Hz}$;
- $V=110\% \cdot V_n$; $f=51.5\text{Hz}$;

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 20ms) 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.

La tensione durante le prove dovrà essere compresa entro i limiti indicati in CEI 0-16 corrispondenti ai grafici riportati in IEC 60034-1, Zona B per la frequenza corrispondente.

Nter.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.

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.

Il simulatore di rete dovrà avere taglia uguale o superiore alla potenza massima impiegata durante la prova.

Nter.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.

Nter.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.

Nter.4.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza per i singoli componenti del Gruppo di Generazione

La verifica consiste 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 almeno 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.

Nter.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 (capitolo Nter 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..

Nter.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.

Nter.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.

Le prove avranno durata pari a 30 minuti ciascuna o dovranno dimostrare la capacità del motore primo a funzionare per 30 minuti ai limiti estremi di frequenza.

Nter.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.

Nter 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.

Nter 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 90% 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.

Nter 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).

Nter.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 $P < 0,333\% \cdot P_n / s$, 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 $[0 \pm 5]\%$, ... $[70 \pm 5]\%$, $[80 \pm 5]\%$, $[P_{\text{max}}\% \text{raggiungibile}]$. 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.

Nter 6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva

Nter6.1 Verifica della capacità di scambio di potenza reattiva

Nter6.1.1 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 8.8.5.3.

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 al capitolo 8.8.5.3 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.

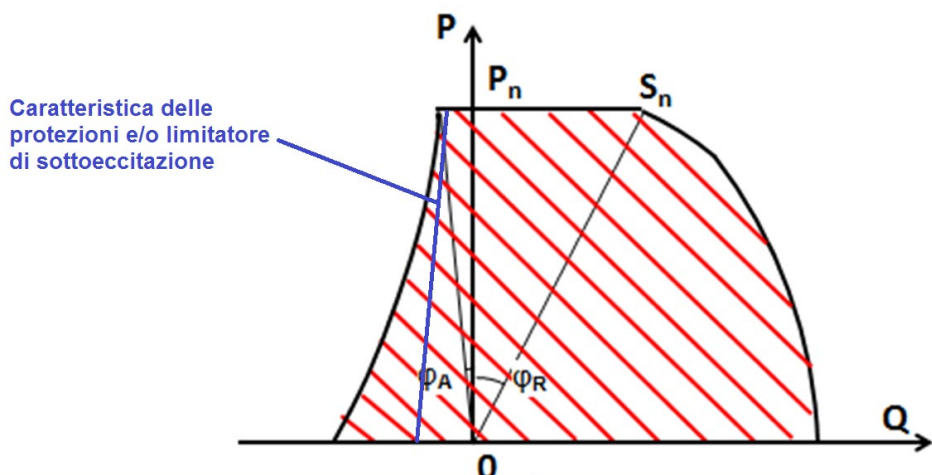


Figura 2Nter - Capability del Generatore con indicata la caratteristica delle protezioni o del limitatore di sottoeccitazione che definisce (e limiti) il campo di operazione del generatore

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 poiché 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 +/-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.



Nter 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 legate 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 e 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 3Nter – 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 8.8.5.3.

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 8.8.5.3.

Nter.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 CEI 0-16 capitolo 8.8.5.3.

Qualora per rispettare le prescrizioni in CEI 0-16 contenute al capitolo 8.8.5.3 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 4Nter – 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.

Nter.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 I. 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 $\cos\phi$).

Nter.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 $1.5\%U_n$. 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 $\cos\phi$ (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 valore massimo induttivo in sottoeccitazione (pari a $Q_{max|cap} \geq +0,2 \cdot S_n$ [corrispondente a $\cos\phi$ 0.98]) direttamente a zero ($Q = 0$), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo in sovrareccitazione (almeno pari a $Q_{max|ind} \leq -0,6 \cdot S_n$ [corrispondente a $\cos\phi$ 0.8]).
- Mantenere ciascuno dei 3 set-point limite per un tempo di 120s.
- 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)
- $\Delta \cos\phi \leq \pm 0,02$ (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 5Nter – 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 (sottoeccitato)	0.2				
0	0				
Qmax (sovrareccitato)	-0.6				

Le condizioni ambientali di prova devono essere misurate e registrate sulla documentazione di prova.

Valori intermedi per verificare il raggiungimento del set-point possono essere utilizzati, 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.

Per verificare i limiti di capability come visto nel precedente paragrafo è possibile prevedere diversi salti di set-point.

Nter.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. 3Nter.



- 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. 3Nter), 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 $\pm 5\% \cdot$ 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.

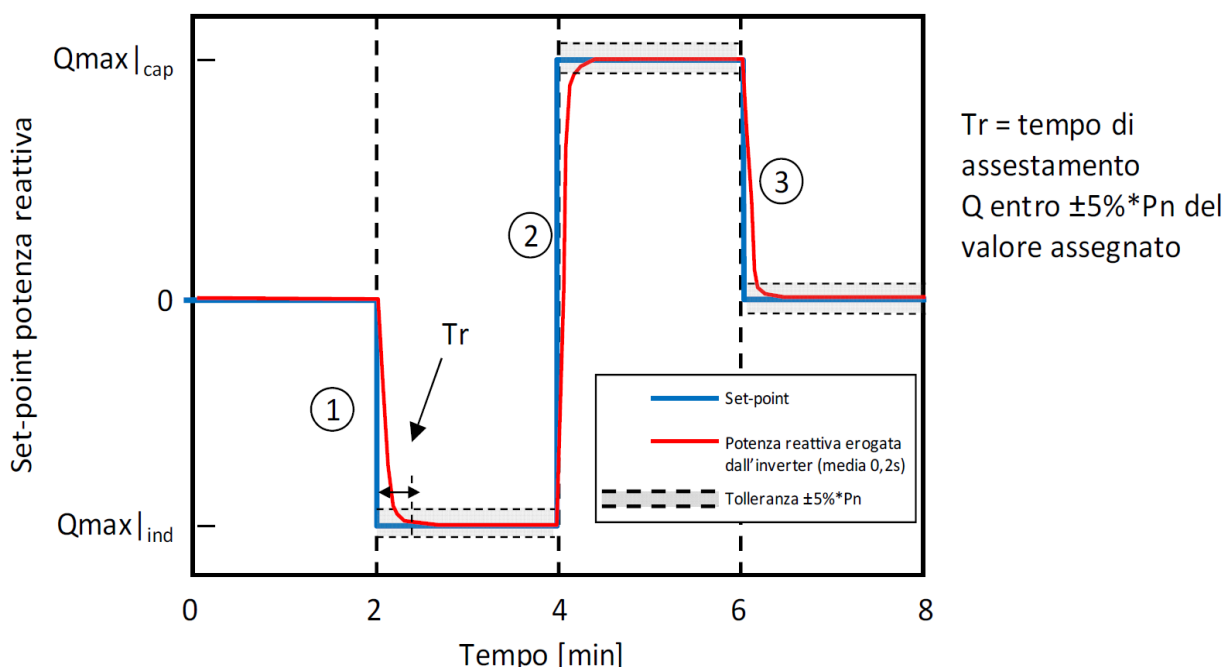


Figura 3Nter – Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo; Set-point (blu), Potenza reattiva erogata dall'inverter (rosso) e Tolleranza(tratteggiata)

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.

Nter.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 dai requisiti descritti in Allegato I 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

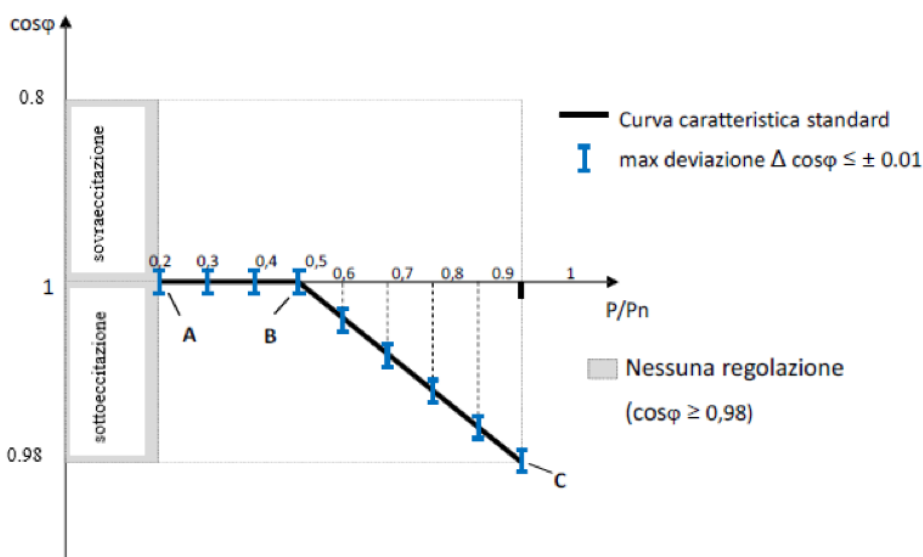


Figura 4Nter - Variazione del fattore di potenza in funzione della Potenza Attiva

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;4
- 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 $\cos\phi$ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella e in un grafico;
- d) 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.

Nter.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 5 modalità distinte:

- Nter.7.1 Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n , secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.1 ed in Allegato J (par. J.2);
- Nter.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovrافrequenza originatisi sulla rete (LFSM-O), secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.2 ed in Allegato J (par. J.3);
- Nter.7.3 Su comando esterno proveniente dal Distributore, e/o in logica centralizzata secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.4, vedi anche Allegato M;
- Nter.7.4 Per generatori di taglia superiore a 6MW aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete (LFSM-U), secondo quanto stabilito in 8.8.6.3 e descritto in allegato X (par. X.1);
- Nter.7.5 Per generatori di taglia superiore a 6MW, regolazione di potenza attiva per transitori di frequenza in condizioni di normale funzionamento (FSM), secondo quanto stabilito in 8.8.6.3 e descritto in Allegato X (par. X.2);

Nter.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 110% di V_n .

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 a 110% V_n e nel range di frequenze previsto in CEI 0-16 capitolo 8.8.5.1.



Per eseguire i test è possibile adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova alternativi.

- Nter.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
- Nter.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.

Nter.7.1.1 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati – 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).

Nter.7.1.2 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati – 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 10 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.

Nter.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 ($\pm 10\%$) 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% P_{max} .

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,

Nter.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.

Nter.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.



Nter.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; saranno previste le verifiche con il gruppo di generazione con differenti potenze iniziali: una sequenza con potenza erogata dal generatore pari ad un valore compreso fra l'85% e il 100% di Pmax (sequenza A), una ad un valore prossimo al 50% della potenza massima erogabile come precedentemente descritto in capitolo 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
- La precisione della misura di frequenza deve essere di almeno 10 mHz

È poi necessario verificare la presenza di una banda morta impostabile da 0 – 600mHz regolando il paramentro al massimo valore (600mHz) e incrementando la frequenza di rete fino a 590mHz sopra il valore nominale rilevando che la potenza non diminuisce. Una volta svolta la prova, il valore iniziale dovrà essere ripristinato.

- eseguire le misure su 6 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

- punto P1: $f = 50$ Hz;
- punto P2: $f = 50$ Hz + 0,15 Hz;
- punto P3: $f = 50$ Hz + 0,40 (o 0,30) Hz;
- punto P4: $f = 50$ Hz + 0,60 (o 0,90) Hz;
- punto P5: $f = 50$ Hz + 1,45 Hz;
- punto P6: $f = 50$ Hz + 0,3 Hz;

I valori indicati in parentesi sono da considerarsi una alternativa equivalente.

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).

Nter.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 Nter.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 rimanere al minimo tecnico. L'operatore di rete potrà distaccare il gruppo di generazione dalla rete tramite comando dedicato.

Nter.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 nelle figure seguenti).

Tabella 6Nter – 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%

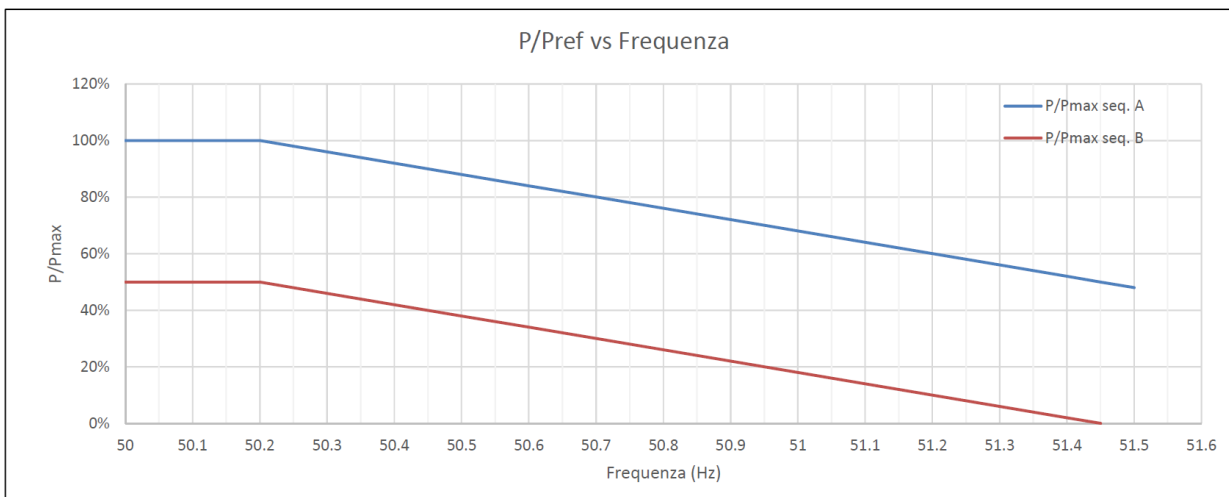


Figura 5Nter – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5% e nessun limite tecnico



Tabella 7Nter – 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%

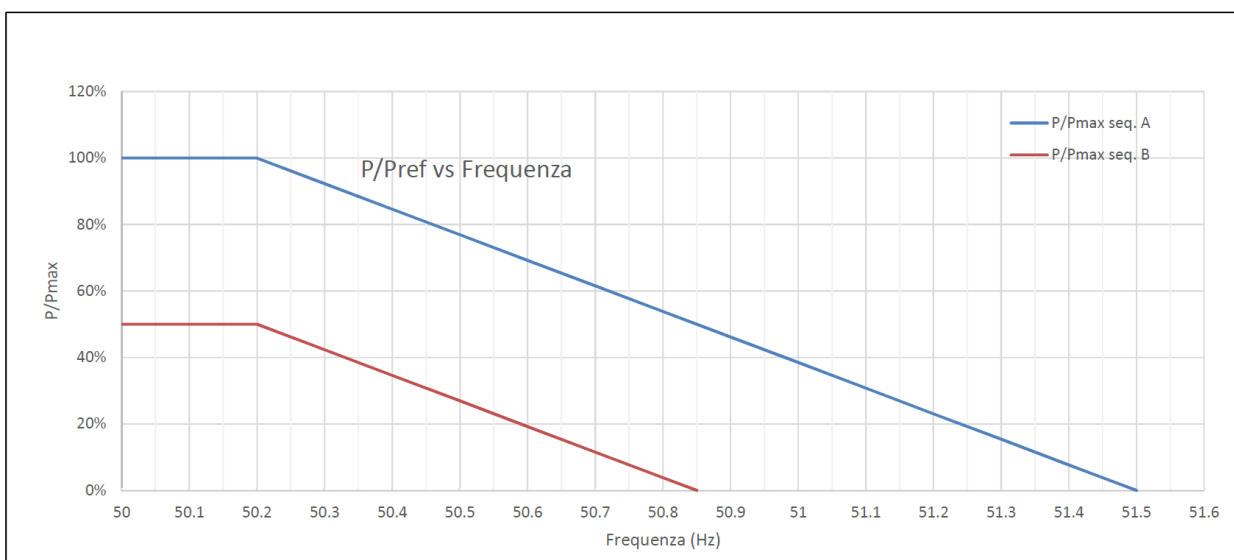


Figura 6Nter – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 2.6% e nessun limite tecnico



Tabella 8Nter – 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%

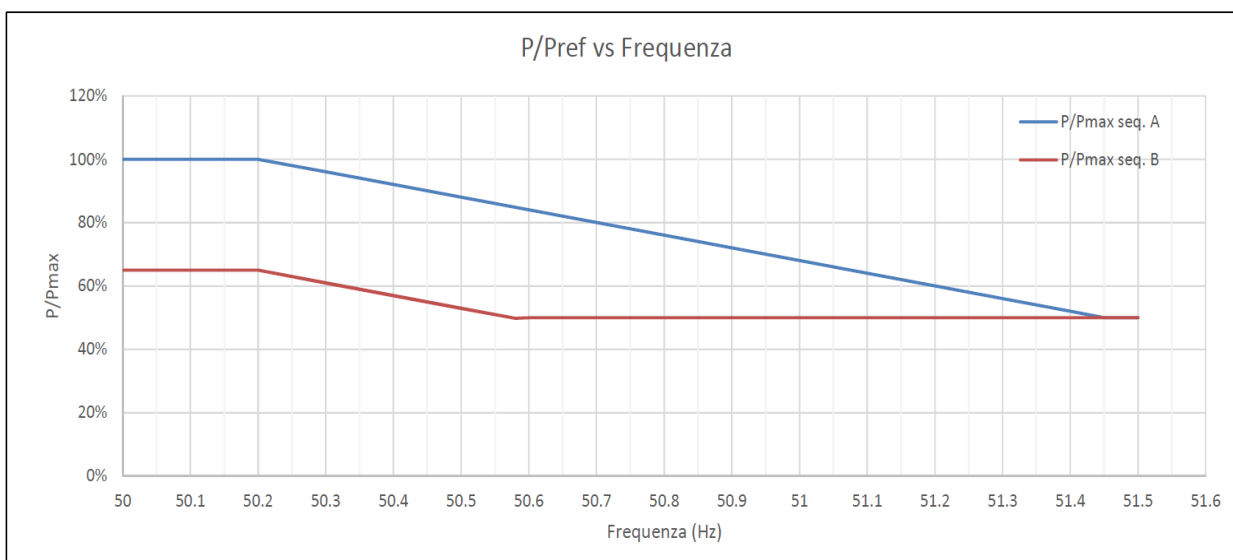


Figura 7Nter – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 5%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax



Tabella 9Nter – 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%

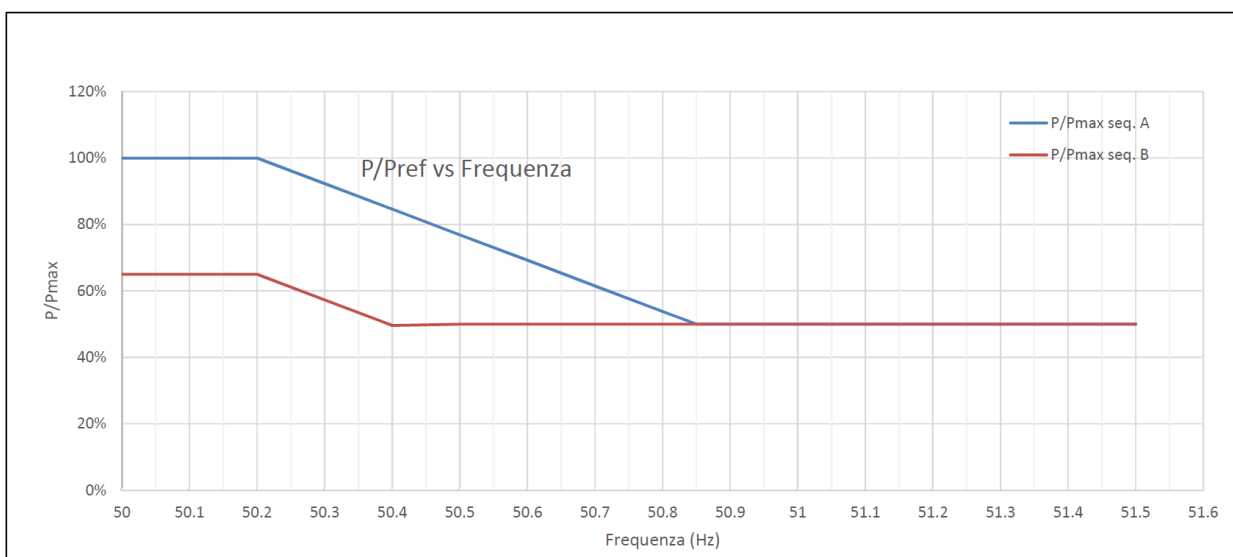


Figura 8Nter – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti considerando un valore di droop 2.6%, minimo tecnico a 50% Pmax, punto di partenza per la sequenza B a 65%Pmax

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 N.7.2.1), il generatore dovrà ripristinare l'erogazione al valore precedente il transitorio (pari a P_e) 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.



Nter.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 fornite 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 in parallelo alla rete pubblica.

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 (vedi esempio in Fig. 9Nter).

Nel grafico esemplificativo seguente si può trovare in nero l'andamento dei set-point e in rosso i valori medi della potenza per ciascuna misura, che devono tutti rientrare entro le aree grigie di tolleranza perché il test possa considerarsi superato.

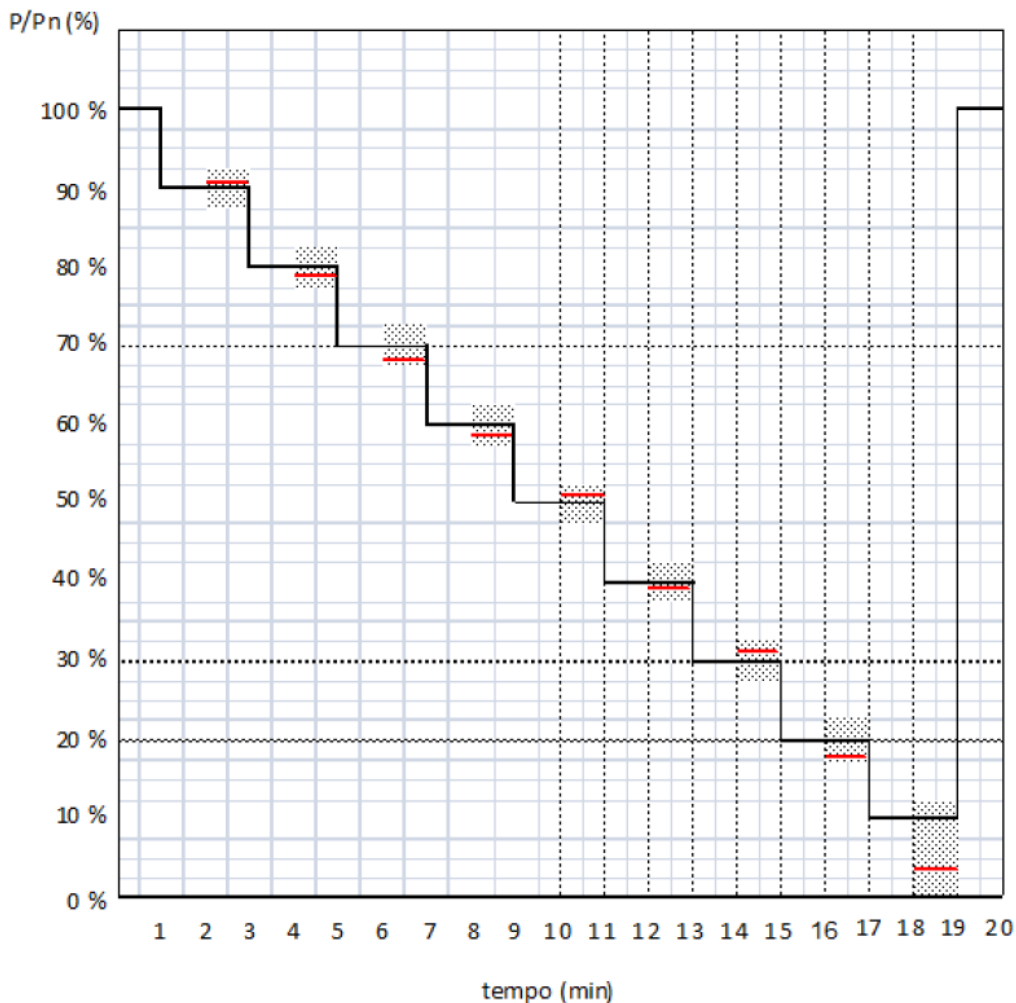


Figura 9Nter – Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno per generatori totanti

Nter.7.3.1 Verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione di potenza

La verifica si effettua regolando il parametro di limitazione della potenza attiva dal 100% al 10% della Potenza Attiva massima erogabile al tempo t0

Il tempo di assestamento (o settling time) è l'intervallo di tempo dall'istante t0 di applicazione del gradino di limitazione della potenza attiva 100% -> 10% (o minima potenza attiva di funzionamento) della Potenza Attiva massima erogabile all'istante in cui la potenza rientra stabilmente entro una fascia di tolleranza pari a ±2.5% della Potenza Attiva massima erogabile rispetto al nuovo valore impostato.

Il tempo di assestamento massimo misurato deve essere inferiore a 1 minuto o uguale o inferiore al tempo necessario a ridurre la potenza rispettando la rampa di carico prevista per la corrispondente tecnologia.

Qualora il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento, la potenza minima a cui il funzionamento del motore primo è controllato in modo stabile sarà considerato il punto minimo a cui verrà eseguito il test (con eventuale apertura dell'interruttore di macchina qualora richiesto dall'operatore di rete).

**Nter 7.4 Per generatori di taglia superiore a 6MW aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza originatesi sulla rete (LFSM-U), secondo quanto stabilito in 8.8.6.3 e descritto in allegato X (par. X.1)**

Il requisito in Allegato X.1 è descritto allo stesso modo nel Codice di Rete di TERNA con l'eccezione che non è richiesta alcuna riserva rotante.

Per uniformità si adottano perciò le stesse metodologie di test descritte nel Codice di TERNA, limitatamente al requisito in oggetto, come descritte in allegato A.18.

Nter 7.5 Per generatori di taglia superiore a 6MW, regolazione di potenza attiva per transitori di frequenza in condizioni di normale funzionamento (FSM), secondo quanto stabilito in 8.8.6.3 e descritto in Allegato X (par. X.2);

Il requisito in Allegato X.2 è descritto allo stesso modo nel Codice di Rete di TERNA.

Per uniformità si adottano perciò le stesse metodologie di test descritte nel Codice di TERNA, limitatamente al requisito in oggetto, come descritte in allegato A.18.

Nter.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. 19A (generatori sincroni) e Fig. 19B (generatori asincroni) in base a quanto riportato in 8.8.6.1.

In caso di certificazioni esistenti, tali certificazioni sono accettabili purché le prove siano state eseguite con metodi di prova equivalenti e requisiti più restrittivi.

In particolare le prove dovranno verificare che siano soddisfatti i seguenti requisiti funzionali.

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. 10Nter e 11Nter, 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 concatenate¹
-) per garantire il comportamento previsto dalle curve di Fig. 10Nter o Fig. 11Nter;
- dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, nel minor tempo possibile ma non superiore a 30 sec, con una tolleranza massima del ± 10 % della potenza nominale del generatore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore);

⁽¹⁾ Qualora il rilievo sia eseguito in BT, con interposto tra MT e BT un trasformatore del tipo Dy, sulle tensioni di fase BT (rispetto al centro stella), alla tensione di fase più ridotta si rilevano gli stessi valori percentuali rilevabili sul lato MT in termini di concatenate. Qualora invece il rilievo sia effettuato sulle tensioni concatenate BT, devono attuarsi opportuni riporti per il calcolo (si veda Allegato R).

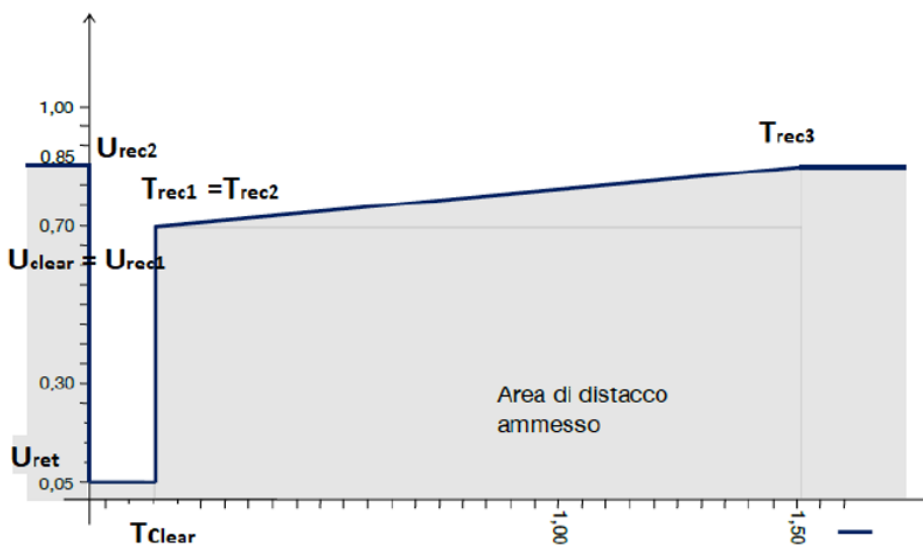


Figura 10Nter – Profilo di fault-ride-through generatori sincroni

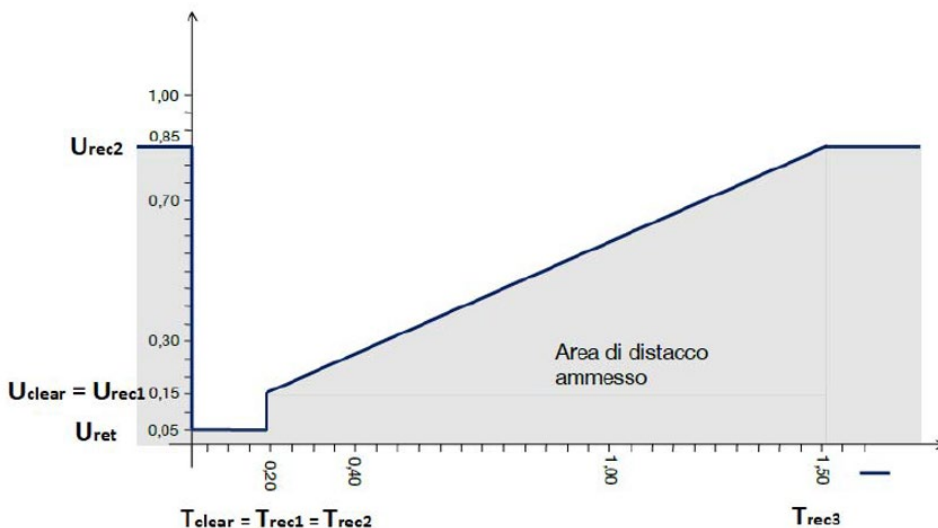


Figura 11Nter – Profilo di fault-ride-through generatori asincroni

Nter.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
- Verifica utilizzando un modello validato del gruppo di generazione (modello validato tramite prove in campo come descritto in allegato Nter 9)

Nter.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 in Tab. 10Nter, da eseguire con il generatore funzionante rispettivamente:

- A carico parziale, tra il 10 % ed il 60 % 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. 6Nter, 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. 10Nter e secondo la Fig. 10Nter in condizioni di funzionamento a vuoto per i generatori sincroni e in Tab. 11Nter e Fig 11Nter per i generatori asincroni.

Qualora il generatore sia equipaggiato con un trasformatore di isolamento, le misure devono essere effettuate sul "lato rete" dello stesso.

Tabella 10Nter – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione per generatori sincroni.

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	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 150 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 150 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 600 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 600 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,85 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 1500 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,85 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 1500 \pm 20$	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms



Tabella 11Nter – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione per generatori asincroni.

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	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
4s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	
4a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	

(*) 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

Nter.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. 12Nter).

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. 12Nter. 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 S1 ed S2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

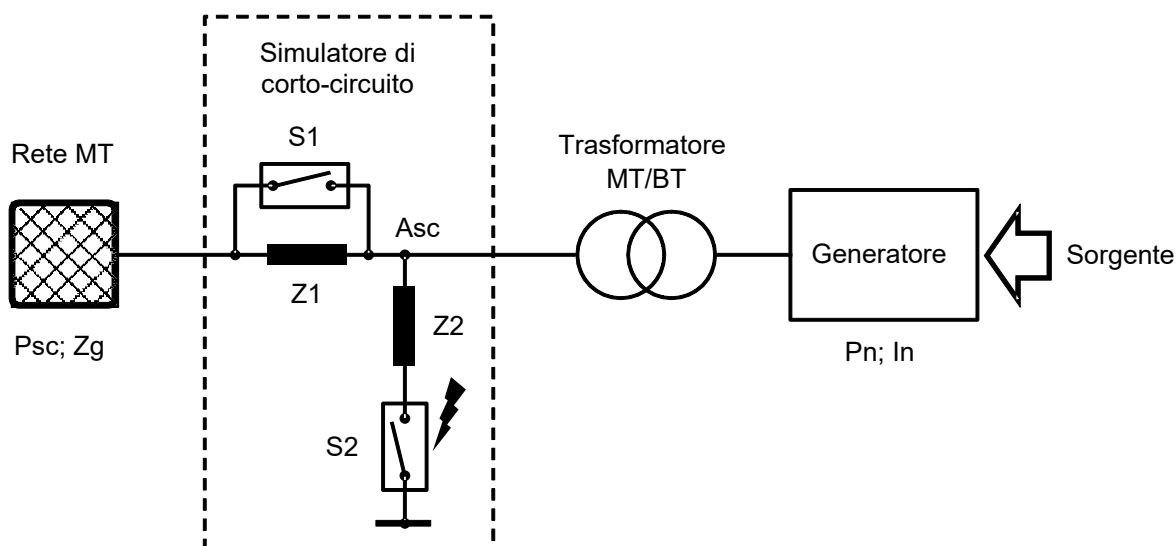


Figura 12Nter – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

- l'impedenza $Z1$ serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. Il dimensionamento di $Z1$ deve quindi consentire di eseguire tutte le sequenze di prova limitando la massima corrente di cortocircuito prelevata dalla rete a valori tali da non provocare una riduzione eccessiva della tensione a monte (in particolare nel caso peggiore, e cioè con tensione residua $5\% \cdot V_n$). Considerando al più una riduzione di tensione di rete accettabile del 5% durante l'esecuzione dei test, il valore minimo di $Z1$ dovrà essere pari ad almeno $20 \cdot Z_g$, 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 (A_{sc}), ovvero ai capi di $Z2$, sia almeno pari a $5 \cdot P_n$, $10-12 \cdot P_n$ for GT and ST technology, ove P_n è la potenza nominale del generatore (valore minimo $A_{sc} > 5 \cdot P_n$, consigliato $A_{sc} = 5-6 \cdot P_n$, $A_{sc} > 10-12 \cdot P_n$ for GT and ST). 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, ipotizzando che quest'ultimo sia limitato al valore della corrente nominale I_n (ipotesi plausibile per convertitori statici di tipo FV). Per esempio con $Z1$ tale che $A_{sc} = 10 \cdot P_n$, 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 $A_{sc} = 5 \cdot P_n$ ed una riduzione di tensione di rete durante la sequenza più severa (prove 1s e 1a in Tab. 10 e la Tab. 11Nter) pari al 5% U_n e 10% U_n , 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 $A_{sc} = 3 \cdot P_n$);
- 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 Z_2 tramite l'interruttore S2. Il valore di Z_2 deve essere calcolato per produrre una tensione ai suoi capi pari ai valori di tensione residua specificati in Tab. 10Nter e Tab. 11Nter (condizioni a vuoto);
- i valori delle impedenze serie (Z_1) e di cortocircuito (Z_2) 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 impedenza 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, purchè 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 al grafico di Fig. 10Nter or 11Nter . 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. 13Nter 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.

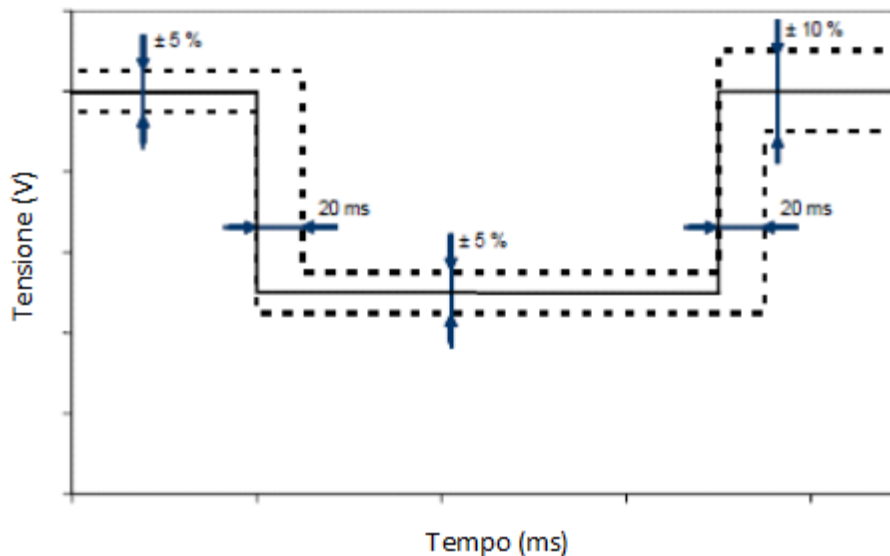


Figura 13Nter – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)

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.



Nter.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. 6Nter.

Infatti in linea di principio, pur considerando che il circuito descritto al par. Nter.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. 10Nter o Tab. 11Nter, in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di discesa e risalita della tensione, come riportato in Fig. 13Nter (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⁽²⁾.

In particolare sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete, come rappresentato in Fig. 14Nter.

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. 14Nter), 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)⁽³⁾.

⁽²⁾ 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".

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

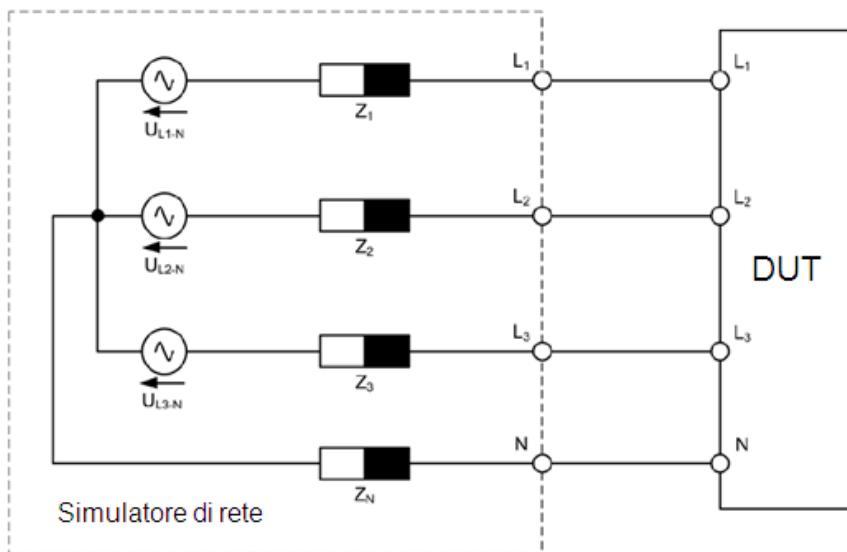
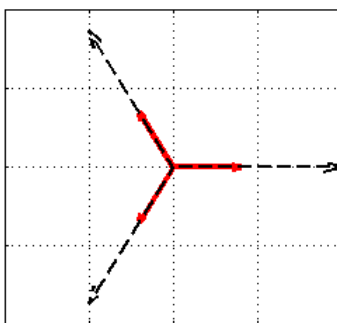


Figura 14Nter – Schema circuitale con simulatore di rete

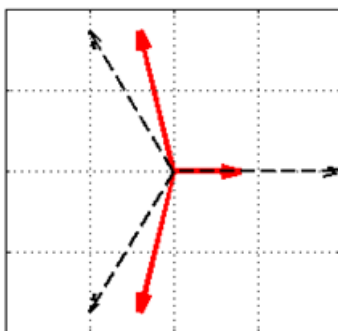
Con riferimento all’elenco delle prove riportate in Tab. 10Nter e Tab 11Nter, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:

- 1) guasto simmetrico trifase (Tab. 10Nter, Prove No. 1s, 2s, 3s; Tab 11Nter, Prove No. 1s, 2s, 3s, 4s)



- 2) guasto asimmetrico bifase (Tab. 10Nter, Prove No. 1a, 2a, 3a; Tab 11Nter, Prove No. 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 12Nter – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT⁽⁴⁾

Prova No. (rif. Tab. F6)	V/V _{nom} (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		u ₁ /u _{1,nom}	u ₂ /u _{2,nom}	u ₃ /u _{3,nom}	φ _{u1}	φ _{u2}	φ _{u3}
1a	0,05 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,05 ± 0,05	28°	-148°	120°
2a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	-127°	120°
3a	0,85 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,85 ± 0,05	14°	-134°	120°
condizioni normali	1	1	1	1	0°	-120°	120°

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. 10Nter e sequenze 1a/2a/3a/4a in Tab. 11Nter) 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 possieda le attrezzature per l'esecuzione del test; sarà cura dei laboratori di prova la verifica anche della rispondenza delle attrezzature alle richieste normative.

Nter.8.1.3 Metodi di prova alternativi – verifica dei requisiti con l'uso di modello validato

Il processo prevede che i requisiti siano verificati simulando le cadute di tensione come descritto in Tab. 10Nter o Tab. 11Nter, utilizzando il modello validato del gruppo di generazione completo.

Questo processo permette la verifica in alternativa alla procedura descritta in Nter 8.1.1 e normalmente si applica qualora sia preferibile limitare gli impatti sulla rete elettrica, per esempio quando il gruppo di generazione è parte o si trova nelle vicinanze di impianti industriali, qualora non sia disponibile o accessibile un simulatore di cortocircuiti di potenza adeguata o con altre limitazioni che ne limitino o impediscano l'uso o qualora i gruppi di generazione collegati alla rete siano in numero limitato (e.g. piccoli gruppi di generazione idroelettrici) dove le procedure descritte nei precedenti paragrafi siano di difficile applicazione.

Il processo prevede una serie di test in campo finalizzati a validare il modello del gruppo di generazione e all'uso del corrispondente modello così validato per la verifica dei requisiti di VFRT.

⁽⁴⁾ La dimostrazione analitica dei valori specificati in Tab. 12Nter è riportata a titolo informativo in Allegato R



Il processo prevede una serie di passi:

- prima della connessione alla rete il costruttore del gruppo di generazione fornisce all'ente certificatore un modello del proprio gruppo di generazione
- l'ente certificatore usa il modello fornito dal costruttore e verifica i requisiti del presente capitolo siano soddisfatti
- l'ente certificatore rilascia un certificato preliminare di conformità dove vengono allegare le informazioni fornite dal costruttore e le analisi eseguite, da presentare all'operatore di rete, qualora tale documentazione venga richiesta durante le fasi di progetto
- Il gruppo di generazione viene collegato alla rete e vengono eseguiti le prove necessarie a validare il modello presentato dal costruttore e a validare le verifiche di rispondenza ai requisiti. Le prove minime necessarie a validare il modello del gruppo di generazione sono descritte nel capitolo Nter 9
- L'ente certificatore rilascia la Dichiarazione di conformità finale per il gruppo di generazione

Questa procedura si applica solo per tecnologie basate sui generatori sincroni.

Una descrizione estensiva di questa procedura è riportata al capitolo Nter 9. La validazione del modello adottando procedure descritte in altri standard riconosciuti (IEC, CENELEC, IEEE, altri standard riconosciuti a livello europeo) possono essere valutate dai laboratori accreditati preposti alle verifiche sulla base di 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.

Nter.8.2 Documentazione

In linea generale, a prescindere dal circuito di prova utilizzato, il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- Andamento temporale di potenza attiva P , potenza reattiva Q , tensioni di fase ai morsetti di uscita (V_r , V_s e V_t) e relative correnti di fase, come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ogni mezzo ciclo (10 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). 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.

Una 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 riportata in capitolo Nter 9, ma anche nella Norma IEC 61400-21 sez. 6.5 (ed.2, 2008). Modalità alternative per l'acquisizione dei dati dovranno far parte della valutazione da parte dei Laboratori Accreditati alla esecuzione delle prove, qualora procedure alternative come descritte nel precedente paragrafo vengano valutate.

Nter.8.3 Rapporti di prova emessi secondo standard alternativi riconosciuti

I rapporti prova contenenti le verifiche di conformità relative alla insensibilità agli abbassamenti di tensione dovranno verificare il profilo tensione-tempo della caratteristica FRT e comprendere almeno tutti i punti della "zona di distacco non ammesso" riportata in Fig. 10Nter e 11Nter, le prove associate alle simulazioni dovranno utilizzare sequenze di test di ampiezza e durata almeno pari a quelle previste in Tab. 10Nter e Tab. 11Nter.



Rapporti di prova eseguiti secondo procedure descritte in standard riconosciuti (IEC, CENELEC, etc.) potranno essere considerate da Laboratori Accreditati alla esecuzione delle prove, qualora siano soddisfatti i requisiti di congruenza riportati in precedenza in merito alla durata e profondità dei buchi di tensione simulati, per la verifica dei requisiti.

Nter.9 Metodo per la modellizzazione e validazione del modello matematico di un gruppo di generazione sincrono

Le prove e le verifiche descritte in questo capitolo servono ad analizzare ed a validare il modello matematico di un gruppo di generazione sincrono.

In principio, l'applicabilità del metodo descritto in questo Allegato non è vincolata alla potenza nominale del gruppo di generazione in esame e può essere estesa a qualunque tecnologia dove l'interfaccia verso la rete è un generatore rotante, quali motori a combustione interna, turbine a gas, turbine a vapore, turbine idrauliche etc.

Il modello matematico sviluppato per il gruppo di generazione, sarà validato sulla base delle misure svolte durante test reali sul gruppo di generazione confrontadole con le corrispondenti simulazioni fatte utilizzando il modello.

In particolare il modello sarà validato sulla base dei test eseguiti per la verifica delle insensibilità alle variazioni di tensione o sulla base dei test descritti nel seguito al capitolo Nter 9.5.

In questo secondo caso, il modello matematico validato potrà essere usato per la verifica dei requisiti relativi al capitolo 8.8.6.1 attraverso prove simulate e potrà essere utilizzato per valutare il supporto dinamico dei gruppi di generazione.

Il modello del gruppo di generazione può essere considerato come l'insieme dei modelli dei componenti il gruppo di generazione. Il modello dei singoli componenti o sottoinsiemi potrà essere validato separatamente. L'insieme dei singoli modelli o sottoinsiemi validati potrà essere considerato il modello dell'intero gruppo di generazione.

Il modello matematico può essere utilizzato anche nel caso di varianti del gruppo di generazione dove siano opportunamente dettagliati i parametri validi per tali configurazioni (e.g. i parametri corrispondenti per il regolatore di tensione) ed eventualmente l'uso di modelli validati per i singoli componenti. Parte della presente procedura può inoltre essere in parte utilizzata per validare tali varianti qualora siano richiesti test addizionali.

Esiste un ulteriore caso, di natura eccezionale, qualora la taglia del gruppo di generazione non permetta l'esecuzione di test in laboratorio e l'operatore di rete non permetta l'esecuzione di uno o più test in campo per ragioni tecniche legate alla rete stessa. In questo caso il modello potrà essere parzialmente validato dove per le prove che non è stato possibile eseguire, si utilizzerà la documentazione o i risultati di prove analoghe eseguite su gruppi di generazione simili o misure eseguite dal costruttore attinenti alle verifiche che il costruttore provvederà a documentare.

In questo capitolo sono inoltre descritte:

- le informazioni che devono essere contenute nel modello e l'accuratezza del modello
- Le prove e le misure necessarie
- L'analisi delle misure per la validazione del modello

Il modello matematico potrebbe contenere informazioni che i costruttori potrebbero considerare di natura riservata. I modelli dei gruppi di generazione potrebbero contenere informazioni sensibili; per tale ragione le informazioni di dettaglio contenute nei modelli possono essere rese non accessibili (modelli criptati). Nello specifico le funzioni di trasferimento che non vogliono essere rese accessibili potranno essere costituite da macro-blocchi (black box) che contengono le funzioni di trasferimento o i dati sensibili. In ogni caso lo scambio di informazioni tra le parti interessate e l'utilizzo di tali informazioni dovrà essere vincolato alla sottoscrizione di accordi di non divulgazione. Infine la procedura qui descritta deve prevedere il coinvolgimento di un ente certificatore che verifichi la documentazione.



Nter.9.1 Caratteristiche del Modello

Il modello del gruppo di generazione può essere rappresentato in forma schematica dai seguenti componenti:

- Generatore
- Regolatore di tensione con funzione di controllo della potenza reattiva
- Motore primo
- Sistema di controllo del motore primo

Il costruttore deve definire le funzioni di trasferimento e le informazioni corrispondenti ai vari componenti. La struttura del modello matematico e il livello di dettaglio dovranno essere tali da rappresentare il comportamento del gruppo di generazione in condizioni dinamiche con il livello di accuratezza descritto nei seguenti paragrafi. Come già indicato tali informazioni potranno essere criptate.

Qui di seguito a titolo di esempio vengono riportati possibili contenuti che i vari modelli potrebbero includere.

Nter.9.1.1 Modello del Generatore Sincrono e del Regolatore di Tensione

La rappresentazione del generatore sarà basata sulle informazioni fornite dal costruttore.

I parametri del generatore possono essere rappresentati in accordo ai modelli previsti in IEEE std 1110 o come definiti in IEC 60034.

Normalmente le informazioni del generatore si possono trovare sui data sheet del generatore stesso o possono essere richieste al costruttore.

In particolare i valori nominali del generatore (Potenza Apparente, Potenza Attiva, fattore di potenza, tensione nominale, etc.), l'inerzia e le impedenze del generatore devono essere documentate.

Le informazioni relative al generatore devono includere la modellizzazione del sistema di eccitazione e la caratteristica di saturazione.

Le informazioni relative al generatore non sono associate al regolatore di tensione e possono essere raccolte in forma separata.

Il regolatore di tensione deve essere rappresentato attraverso un diagramma a blocchi. Il diagramma a blocchi dovrà contenere i vari parametri e limiti eventualmente con il loro intervallo di valori disponibile. Esso dovrà includere la rappresentazione per le differenti funzionalità di controllo (regolazione della tensione, della potenza reattiva, del fattore di potenza).

I parametri del diagramma a blocchi potranno essere quelli impostati sul regolatore associati allo specifico generatore. Nel caso di certificazione di tipo, parametri considerati saranno quelli associati ai parametri del generatore ideale standard. I parametri del regolatore di tensione potrebbero essere adattati alle caratteristiche reali del generatore infatti i generatori non sono mai uno uguale all'altro e le parametrizzazioni possono servire per ottenere un tipico comportamento atteso dal gruppo di generazione. La rappresentazione a blocchi del regolatore di tensione e le parametrizzazioni ed i limiti disponibili possono essere fornite dal costruttore del regolatore di tensione.

Ulteriori informazioni potranno essere incluse nella documentazione che descrive il comportamento del gruppo di generazione, quando considerato necessario dal costruttore o da chi ne esamina la documentazione.

Il data sheet del generatore e la documentazione tecnica del regolatore di tensione dovranno fare parte della documentazione che il costruttore dovrà fornire.

Il modello del regolatore di tensione potrà essere verificato anche come singolo componente.



Nter.9.1.2 Modello del motore primo e suo sistema di controllo

La rappresentazione del motore primo deve essere basata sulle informazioni fornite dal costruttore.

I valori nominali del motore primo devono essere forniti, quali la potenza meccanica nominale, la velocità di rotazione nominale, l'inerzia (associata alla velocità di rotazione del generatore e che include anche eventuale riduttore e accoppiamento) e le condizioni nominali di funzionamento. Queste informazioni possono avere una semplice rappresentazione numerica eventualmente associate ad una rappresentazione grafica.

Il motore primo deve essere rappresentato tramite uno schema a blocchi che ne rappresenti le modalità di controllo della velocità e della potenza meccanica. Il diagramma a blocchi dovrà contenere le informazioni necessarie alla rappresentazione del comportamento dinamico del gruppo di generazione. Il modello deve rappresentare in modo fedele il comportamento del gruppo di generazione con l'accuratezza descritta nei capitoli successivi. Poichè le informazioni contenute nel modello possono essere sensibili, le informazioni di dettaglio possono essere criptate.

Deve essere documentata la tecnologia associata al motore primo (e.g. turbina a gas, turbina idraulica, Motore a Combustione Interna, turbina a vapore, etc.). Devono inoltre essere documentate le informazioni caratterizzanti del motore primo (e.g. turbina idraulica Kaplan, motore a combustione interna con 12 cilindri etc.).

Per le turbine idrauliche, qualora sia considerato rilevante dal costruttore per descrivere il comportamento delle stesse, la descrizione del sistema di adduzione dell'acqua, nonché gli elementi che ne permettono il controllo dinamico o possono influenzarlo potranno essere descritti.

Ulteriori informazioni potranno essere incluse nella documentazione che descrive il comportamento del gruppo di generazione, quando considerato necessario dal costruttore.

Il costruttore dovrà descrivere gli elementi rilevanti che definiscono il comportamento del motore primo ed il suo sistema di controllo. Il descrittivo potrà essere un documento aggiuntivo al modello matematico.

Nter.9.2 Misure da rilevare durante le prove

Durante le prove dovranno essere rilevate le misure di diverse grandezze relative ai componenti del gruppo di generazione.

Verranno eseguite misure delle grandezze elettriche sul generatore e misure sul motore primo. Nel seguito un esempio di misure da rilevare durante le prove.

In caso di verifica dei singoli componenti, si dovranno misurare anche le grandezze in ingresso ed uscita fra i componenti stessi, che viceversa non è necessario o possibile misurare nel caso di test sul gruppo di generazione completo o sui sistemi generatore-regolatore di tensione, motore primo-sistema di controllo del motore primo.

Nter.9.2.1 Misure sul generatore e sul regolatore di tensione

Sul generatore si dovranno misurare le correnti di fase, le tensioni di fase e le tensioni concatenate, nonché la tensione trifase. Le tensioni e le correnti dovranno essere misurate sui secondari dei trasformatori di corrente e dei trasformatori di tensione installati sul generatore. Dalle tensioni potrà essere misurata la frequenza di sistema.

Dalle misure di tensione e corrente saranno ricavate le misure di Potenza Attiva, Potenza Reattiva, Fattore di Potenza. Queste possono inoltre essere acquisite dal sistema di controllo del gruppo di generazione o attraverso sistema di misura separato dedicato. Le grandezze dovranno essere acquisite come valori rms.

Dal regolatore di tensione saranno acquisite anche la tensione di eccitazione e la corrente di eccitazione in uscita dal regolatore di tensione.



La tensione di alimentazione al regolatore di tensione deve essere misurata (per esempio la tensione proveniente dal PMG del generatore). La sua misura può essere effettuata prima dell'esecuzione delle prove direttamente ai morsetti del regolatore.

Qualora il regolatore di tensione venga verificato come componente, le misure di ingresso simulate al regolatore saranno misurate (tensione e corrente se applicabile). Qualora le logiche di controllo della potenza reattiva e del fattore di potenza non siano parte integrante del regolatore di tensione, il sistema di controllo che integra tali logiche dovrà essere parte integrante della verifica.

Nter.9.2.2 Misure sul Motore Primo e sistema di controllo del Motore Primo

Sul motore primo si dovrà misurare la velocità per la parte rotante accoppiata al generatore. La misura della velocità deve essere misurata con la sufficiente accuratezza per quei test che prevedono la separazione ed il funzionamento del gruppo di generazione dalla Rete.

Il costruttore potrà indicare le eventuali grandezze rilevanti ai fini del modello. L'accuratezza richiesta nei capitoli successivi non sarà applicabile a tali grandezze, per le quali potrà applicarsi un'analisi qualitativa.

Qualora le verifiche vengano eseguite come componenti, oltre alla velocità sarà necessario misurare la potenza meccanica generata dal motore primo.

La potenza meccanica sarà anche un ingresso simulato e misurato per il sistema di controllo del motore primo che dovrà essere acquisita in caso di test come componente singolo.

Nter.9.2.3 Misure sul Sistema di Controllo del Gruppo di Generazione

Il sistema di Controllo del Gruppo di Generazione è l'interfaccia che permette il controllo dello stesso. Sul sistema di controllo vengono impostati i set-point di Potenza Attiva, Potenza Reattiva, Fattore di Potenza, velocità e tensione, attivi in funzione del modo di controllo del gruppo di generazione.

In caso di test per componente, sarà necessario verificare che le informazioni siano correttamente trasferite ai controllori.

Il controllo del motore primo potrebbe essere direttamente integrato nel sistema di controllo del gruppo di generazione, in questo caso le stesse verifiche saranno condotte sul sistema di controllo del gruppo di generazione. Lo stesso vale per la regolazione della potenza reattiva e del fattore di potenza come già indicato nel corrispondente capitolo.

Nter.9.2.4 Ulteriori Misure

Dovranno essere misurate le condizioni ambientali, qualora rilevanti ai fini dei test.

Qualora disponibili e considerate rilevanti, dovranno essere misurate le condizioni della fonte primaria di energia (pressione, temperatura, etc.).

Nter.9.3 Caratteristiche del sistema di misura

Il sistema di misura deve essere descritto con sufficiente dettaglio nei documenti relativi alle prove eseguite.

Le informazioni includeranno sia il sistema di acquisizione dati che i principali elementi di misura.

Qualora applicabile, i certificati di taratura degli strumenti di misura dovranno essere documentati.

Per il sistema di acquisizione dati dovranno essere rilevati marca, modello, numero seriale, caratteristiche, software, firmware. La documentazione dovrà permettere di definire in modo univoco il sistema di misura.



Per i trasformatori di misura dovranno essere rilevati marca, modello, numero seriale, caratteristiche, certificati di prova. Anche in questo caso si vogliono acquisire le informazioni necessarie ad identificare univocamente i componenti e le corrispondenti caratteristiche. Qualora le caratteristiche di misura siano compatibili con le classe di misure richieste, i trasformatori di misura montati sul generatore potranno essere utilizzate. In questo modo le misure rilevate corrisponderanno con quelle misurate anche dal sistema di controllo del gruppo di generazione.

Nter.9.3.1 Caratteristiche fisiche (Hardware ed errori permessi sul sistema di misura)

Le misure dovranno essere rilevate utilizzando un sistema di acquisizione dati digitale.

Il sistema dovrà essere in grado di acquisire le grandezze elettriche principali (tensione e corrente) come segnali provenienti dai trasformatori di misura. I trasformatori di misura dovranno avere classe di precisione 1 o migliore, in accordo a IEC 61869-2 e IEC 61869-3.

Il sistema potrà essere in grado di acquisire segnali relativi al processo come segnali analogici e/o digitali (mA, mV, etc.).

I segnali di processo potranno essere acquisiti tramite comunicazione bus (Modbus, IEC 61850, etc.), in questo caso i ritardi di comunicazione dovranno essere rilevati durante le prove.

Il sistema di acquisizione dati dovrà tener conto delle IEC 61010 e IEC 61326.

Il sistema di misura avrà i seguenti limiti di errore (dove applicabili):

Tensione (frequenza fondamentale):	minore o uguale 0.5% U_n
Corrente (frequenza fondamentale):	minore o uguale 0.5% I_n
Armoniche in corrente fino a 9 kHz, Maggiori o uguali a 0.1 I_n ,	minore o uguale 30%
Inferiori a 0.1 I_n	minore o uguale 0.03% di I_n
Tensione/Corrente di eccitazione, Tensione/Corrente di campo:	minore o uguale 2% dei rispettivi valori nominali
Set-point regolatore di tensione:	minore o uguale 0.5% U_n o equivalente
Posizione degli attuatori controllati:	minore o uguale 1% dei rispettivi valori nominali
Altre Misure (pressione, temperature, etc):	minore o uguale 2% dei rispettivi valori nominali

Il set-point di tensione può essere espresso con riferimento alla tensione nominale primaria (concatenata) o di fase o corrispondente valore sul secondario dei trasformatori di misura. In generale l'errore fa riferimento al valore nominale utilizzato come misura di controllo.

Nter.9.3.2 Requisiti Software (elaborazione dati e campionamento delle misure)

Il sistema di acquisizione dati deve essere in grado di elaborare i valori delle grandezze misurate.

I valori rms di tensione, corrente, potenza attiva, potenza reattiva, etc. saranno derivati tramite formula dai valori istantanei di tensione e corrente.

Le misure saranno registrate con valori di campionamento differenti in funzione della loro tipologia. Le misure di grandezze che variano in modo istantaneo (per esempio tensione e corrente) saranno misurate in modo "veloce", ovvero con un campionamento a 10 kHz o superiore, mentre le misure calcolate saranno campionate a 50-100 Hz. Pur avendo campionamenti differenti le misure dovranno essere sincronizzate, in modo da permettere un'analisi accurata.



Per misure con tempistiche lunghe (verifica della stabilità del funzionamento a regime o in generale misure che richiedano tempi di misura lunghi nell'ordine delle ore), misure con campionamento compreso fra 0.5 e 2Hz sono ragionevoli.

Qui di seguito la tabella riassume grandezze e campionamenti

Tabella 13Nter – Misure registrate con valore di campionamenti

Segnale	Campionamento del Sistema di Misura	Risoluzione del valore di misura	Segnali Calcolati dalla misura	Campionamento dei segnali calcolati
Correnti e Tensioni	$\geq 3 \text{ kHz} / 20\text{kHz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	MVA, MW, Mvar, cos fi	50-100 Hz
Velocità meccanica	$\geq 15 \text{ kHz}$ (generatore di impulsi) $\geq 100 \text{ Hz}$ (segnale analogico) $\geq 100 \text{ Hz}$ (segnale di misura)	$2 \cdot 10^{-5}$	Si: generatore di impulsu No: segnale analogo	50-100 Hz
Uscita AVR	$\geq 100 \text{ Hz}$ $\geq 20 \text{ kHz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	Misura diretta PWM	50-100 Hz
Tensione/Corrente di eccitazione	$\geq 3 \text{ kHz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	Uexc/Iexc	50-100 Hz
Tensione/Corrente di campo (se disponibili)	$\geq 3 \text{ kHz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	Uf/If	50-100 Hz
Setpoint AVR	$\geq 100 \text{ Hz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	Misura diretta	50-100 Hz
Variabili di Processo e di controllo (pressione, temperatura, segnali di controllo, etc.)	$\geq 100 \text{ Hz}$	$7 \cdot 10^{-5}$	Misura diretta	50-100 Hz

Per la misura della velocità il requisito nella tabella non si applica qualora venga utilizzato un encoder.

Nter.9.4 Condizioni di Misura

Le condizioni di test devono essere documentate.

Durante i test dove il sistema è considerato in funzionamento in parallelo alla rete,

- la misura della frequenza, come media su 2 secondi, non deve variare oltre $\pm 0.25\%$ della frequenza nominale, con una massima variazione inferiore a $0.1\%/2\text{sec}$,
- la tensione, misurata come media su 2 minuti, non deve variare oltre il $\pm 10\% U_n$,
- Lo sbilanciamento di tensione fra le fasi non dovrà superare il 2% (qualora si consideri che il sistema non possa superare questa soglia, non è necessario eseguire misure),
- Il fattore di distorsione armonica totale deve essere inferiore al 5% (considerando tutte le armoniche fino alla 50esima), misurato quando il gruppo di generazione non sta generando (per esempio misurato come media su 10 minuti);
- Le condizioni ambientali di test devono essere documentate durante il corso della prova per esempio per gruppi di generazione per i quali le condizioni ambientali o di test abbiano rilevanza, per esempio per test condotti in sito (durante o successivamente la messa in servizio).

L'ambiente di misura deve essere sufficientemente documentato nei documenti allegati alle prove.

Nter.9.5 Prove per validare il modello

Le prove descritte in questo capitolo servono come riferimento per la validazione del modello matematico, come descritto nel capitolo 9.6.



Una volta validato il modello matematico sarà possibile verificare il comportamento dinamico del gruppo di generazione in presenza di perturbazioni sulla rete ovvero in presenza di guasti sulla rete e corrispondenti buchi di tensione. Il modello validato serve perciò a verificare i requisiti descritti in capitolo 8.8.6.1, simulando le prove descritte in allegato Nter 8.

Le prove sono in generale da intendersi sul gruppo di generazione completo salvo diversamente specificato nelle singole prove.

Le prove sono descritte per essere eseguite in sito, tuttavia esse possono essere svolte anche su banco di prova o in ambiente di laboratorio. Queste possono avere un impatto sul sistema elettrico in cui il gruppo di generazione è installato. Per tale ragione è richiesto un certo grado di flessibilità nell'esecuzione delle stesse, verificando preventivamente e durante il corso delle prove stesse quale impatto possano avere queste sul sistema e l'eventuale modifica dei parametri di test descritti nel seguito per limitare disfunzioni sul sistema (eccessive variazioni di tensione o corrente). I parametri e le procedure (inclusi i valori utilizzati come riferimento, esempio i set-point) descritti nel seguito possono essere perciò eventualmente modificati tenendo conto di quanto sopra, tuttavia le eventuali modifiche ai parametri ed alle procedure non devono pregiudicare la finalità e i risultati dei test stessi. I parametri possono essere inoltre modificati in modo concordato tra il costruttore e l'istituto di prova, qualora i nuovi parametri permettano una miglior verifica del comportamento del gruppo di generazione e del corrispondente modello.

Nter.9.5.1 Regolazione della Tensione e della Potenza Reattiva (Fattore di Potenza)

I test qui di seguito hanno per finalità il verificare il modello del regolatore di tensione, quindi il modello che rappresenta il controllo della tensione, il controllo della potenza reattiva, del fattore di potenza e dei limiti di sovraeccitazione e di sottoeccitazione.

Qualora il costruttore o fornitore prevedano che i parametri del regolatore di tensione possano venire modificati, le prove potranno essere ripetute variando i parametri per validare il modello completo. I test in questo caso saranno limitati a quei guadagni considerati come parametri variabili.



Il numero di test dovrà essere ottimizzato. Dovrà essere eseguita almeno una prova significativa modificando i valori dei parametri (esempio i guadagni dove applicabili) considerati variabili. La scelta dei valori dei parametri dovrà tener conto dei possibili impatti sul sistema durante l'esecuzione delle prove. La prova o le prove con l'indicazione dei parametri utilizzati dovranno essere concordati con l'istituto di prova. Il costruttore o fornitore potranno documentare ulteriori test eseguiti sul regolatore di tensione.

Come alternativa alla verifica in campo, il regolatore di tensione, incluse tutte le sue funzionalità, potrà essere testato su un banco di prova, per esempio presso il costruttore. Le prove dovranno essere appropriatamente documentate e far parte di un processo di qualità. In questo caso sarà necessario eseguire le prove sul sistema con una singola configurazione.

La verifica dei limiti di sovraeccitazione e di sottoeccitazione, sarà indipendente dalla verifica dei guadagni e verrà eseguita con un'unica configurazione dei guadagni del regolatore, eventualmente modificando i guadagni dei limiti (se applicabile).

I test dove viene aperto l'interruttore del gruppo di generazione e per le verifiche associate al generatore (le grandezze associate al generatore sono definite dalle IEC 60034), possono essere eseguite con un unico set di parametri.

Alcune delle prove descritte nel seguito possono sostituire o complementare le prove descritte in allegato Nter 6.

Nter.9.5.1.1 Verifica dei limiti di saturazione del generatore

La misura serve a verificare la curva di saturazione del generatore nel campo di tensione fra l'80% e il 130% U_n , come descritto in IEC 60034-4. Qualora la curva di saturazione sia stata verificata durante i test in fabbrica dal costruttore del generatore, non è necessario ripetere la prova.

La verifica riguarda il solo generatore, quindi il test può essere svolto su banco di prova o sul gruppo di generazione completo.

Le logiche di controllo associate alla potenza reattiva saranno disabilitate.

Nter.9.5.1.1.1 Metodo di test

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione è operato a velocità nominale, con l'interruttore di macchina aperto.

Procedura di test

Il set-point di tensione viene innalzato per passi definiti dal costruttore, compresi fra il 2.5 e il 5% di U_n , e per tempi limite associati a ciascun passo sempre definiti dal costruttore. La tensione di test deve raggiungere un valore uguale o superiore a 120% e inferiore 130% U_n . In configurazioni dove il gruppo di generazione è associato per esempio ad un trasformatore elevatore, potrebbero manifestarsi fenomeni di saturazione non necessariamente legati al generatore. In questi casi la tensione può essere ridotta a valori comunque ragionevoli per descrivere la caratteristica di saturazione del generatore, comunque non inferiori al 115%.

Nter.9.5.1.1.2 Analisi e documentazione

La curva di saturazione definita durante le prove deve essere rappresentata in modo grafico, rappresentando la tensione ai morsetti del generatore associata a corrente di eccitazione su di un grafico cartesiano.

Qualora il test sia stato svolto dal costruttore del generatore durante le prove sul generatore stesso, la documentazione del costruttore, rappresentante la curva di saturazione, dovrà essere inclusa nella documentazione di prova.



Nter.9.5.1.2 Comportamento del regolatore di tensione ad una variazione a gradino

Questa prova vuole misurare il funzionamento dell'insieme regolatore di tensione-sistema di eccitazione-generatore.

Tre prove separate sono previste a tal fine.

Nter.9.5.1.2.1 Prova 1: Modifica del set-point di Tensione in parallelo rete

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà funzionando in parallelo alla rete, ad una potenza attiva compresa fra il 50% e il 75% P_n .

Il gruppo di generazione dovrà funzionare in controllo di tensione (con statismo attivo) e controllo di potenza attiva.

Procedura di test

Il set-point del regolatore di tensione dovrà essere definito per ottenere approssimativamente lo scambio di potenza reattiva nullo.

Il set-point di tensione dovrà essere incrementato in uno step di tensione compreso fra l'1% e il 5% (lo statismo impostato sul generatore dovrà essere compatibile con lo step di tensione previsto e il risultante impatto sul sistema elettrico), per ottenere una variazione di potenza reattiva ragionevole, corrispondente ad operare il generatore in un punto tra il limite della curva di capability e la metà di tale curva (qualora le variazioni di tensione associate al cambio di set-point lo permettano) a pari potenza attiva.

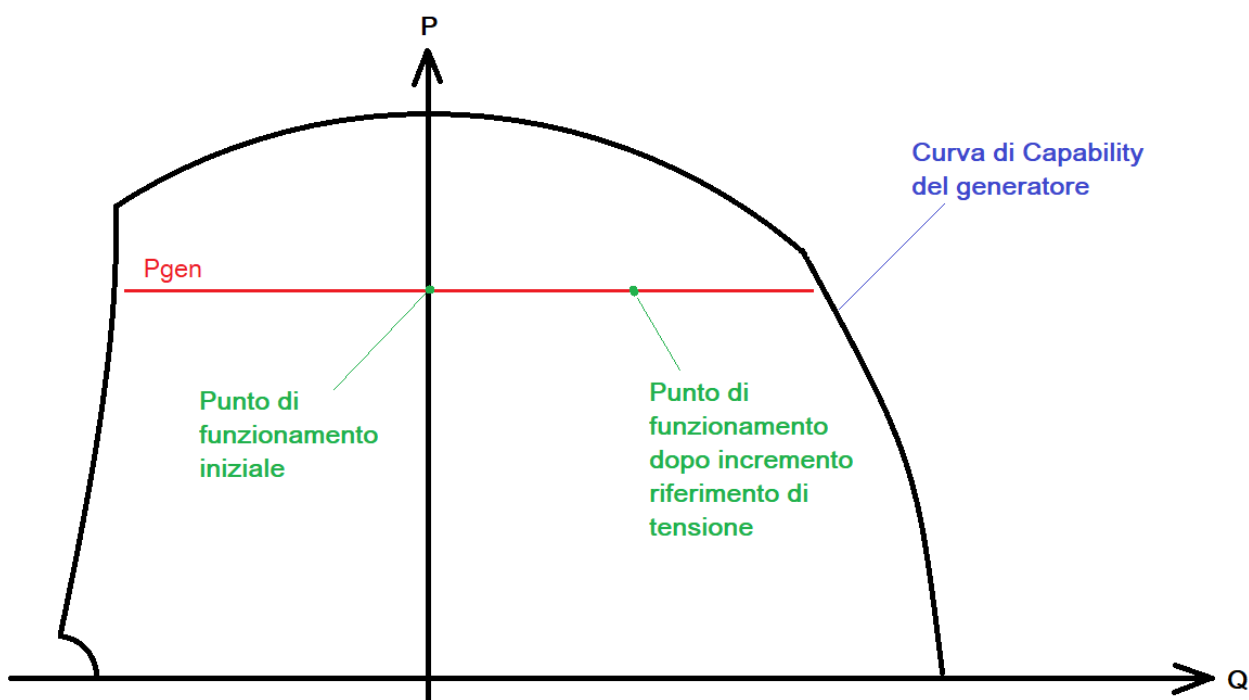


Figura 15Nter – Variazione attesa della potenza reattiva a seguito di una variazione a gradino del set-point di tensione come descritto in Nter 9.5.1.2.1

Una volta raggiunto il limite di potenza reattiva (o il valore di prova definito) bisognerà raggiungere le condizioni stabili di funzionamento.



Bisognerà quindi ridurre il set-point di tensione al set-point originale e attendere nuovamente le condizioni stabili di funzionamento.

La prova verrà ripetuta riducendo il set-point di tensione in uno step di tensione compreso fra l'1% e il 5%, per ottenere una variazione di potenza reattiva compresa fra il valore di intervento del limitatore di sottoeccitazione del regolatore di tensione e la metà di tale limite (qualora le variazioni di tensione associate al cambio di set-point lo permettano).

Nota: è raccomandabile prima di svolgere il test come sopra descritto operare il gruppo di generazione in controllo di potenza attiva e potenza reattiva (o fattore di potenza) e modificare il set-point di potenza reattiva fino ai limiti o fino a dove possibile per evitare eccessive variazioni di tensione sulla rete. Una volta raggiunti tali valori è possibile verificare la corrispondente variazione nel set-point di tensione. Questa verifica preventiva permette di analizzare quale set-point di tensione sarà realmente possibile utilizzare e quale sarà l'impatto atteso sul sistema, tenendo conto che una variazione a gradino porta comunque un impatto maggiore rispetto ad una verifica relativamente statica.

Si dovranno rilevare la velocità, la tensione ai terminali, la potenza attiva, la potenza reattiva, la tensione e la corrente di eccitazione erogate dal regolatore di tensione.

Nter.9.5.1.2.2 Prova 2: Apertura dell'interruttore di macchina a carico ridotto

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà funzionando in parallelo alla rete, ad una potenza attiva compresa fra il 5% e il 75% P_n o al proprio minimo di potenza in funzionamento stabile. Il set-point di potenza reattiva (fattore di potenza) non è rilevante ai fini della prova stessa, dovrà essere all'interno del range di funzionamento normale. Una volta aperto l'interruttore di macchina, il gruppo di generazione dovrà funzionare in controllo di velocità e tensione.

Procedura di test

L'interruttore di macchina sarà comandato aperto.

Si dovranno rilevare la velocità, la tensione ai terminali, la potenza attiva e la potenza reattiva (prima dell'apertura dell'interruttore), la tensione e la corrente di eccitazione del regolatore di tensione.

Le misure dovranno cominciare almeno 20 sec prima dell'apertura dell'interruttore.

La prova è terminata una volta raggiunte le condizioni stabili di funzionamento con l'interruttore di macchina aperto.

La prova dovrà essere ripetuta, possibilmente ad una diversa potenza attiva di esercizio.

Nter.9.5.1.2.3 Prova 3: Modifica del set-point di tensione con gruppo di generazione disconnesso dalla rete

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione è operato in condizioni di tensione nominale e velocità nominale, separato dalla rete ovvero con l'interruttore di macchina aperto.

Procedura di test

Il set-point di tensione è incrementato con una variazione a gradino del 5% U_n.

Una volta raggiunte le condizioni stabili, il set-point è ridotto di 10% U_n fino a raggiungere il 95% U_n ai terminali del generatore.

Una volta raggiunte le condizioni stabili, il set-point è riportato al valore nominale.



La prova è ripetuta come sopra descritto, ma incrementando il set-point di tensione di 10%Un, riducendolo del 20% e ritornando al set-point nominale.

Nter.9.5.1.2.4 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello. Le misure saranno paragonate ai risultati degli stessi test ottenuti tramite il modello.

Nter.9.5.1.3 Verifica dei limiti di sovraeccitazione e sottoeccitazione (OEL e UEL)

Questa prova ha come scopo quello di verificare la risposta dinamica dei limiti di sovraeccitazione e sottoeccitazione quando questi debbano intervenire e la possibilità di modificarne i valori.

Per limitare disfunzione sul sistema la prova viene svolta modificando i limiti del regolatore di tensione a valori inferiori a quelli normalmente impostati.

Si raccomanda di eseguire dei test preliminari in modo da verificare le corrette impostazioni di test, ovvero il valore corrispondente al set-point da utilizzare per evitare disturbi alla rete durante i test. Per esempio le misure si potranno eseguire durante la "Prova 1: Modifica del set-point di Tensione in parallelo rete".

Qualora tali verifiche lo rendano necessario le impostazioni indicate nel seguito possono essere adattate.

Nter.9.5.1.3.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e la tensione (con statismo attivo).

La potenza attiva sarà compresa fra il 50% e il 75% della potenza nominale. Il test sarà ripetuto per una potenza nominale del 100% Pn o alla massima potenza a cui le condizioni di test permettano al gruppo di generazione di funzionare.

Procedura di test

Verrà registrata la corrente di eccitazione del regolatore di tensione corrispondente alle condizioni iniziali di test.

Il set-point di tensione verrà incrementato di 2.5% Un a gradino.

La corrente di eccitazione corrispondente al nuovo set-point di tensione viene registrata.

Il set-point viene riportato al valore iniziale.

Vengono modificati i parametri del limitatore nel regolatore di tensione corrispondenti alle registrazioni dove la tensione è stata modificata del 2.5% Un.

Il set-point di tensione verrà incrementato del 5% Un a gradino.

Dopo aver raggiunto un comportamento stabile, il set-point di tensione viene riportato al suo valore iniziale.

Il set-point di tensione verrà decrementato del 5% Un a gradino.

Dopo aver raggiunto un comportamento stabile, il set-point di tensione viene riportato al suo valore iniziale.



Poichè in alcuni casi il limite in sottoeccitazione nei regolatori di tensione è espresso come una potenza reattiva e non come una corrente di eccitazione, nella descrizione precedente invece di registrare la corrente di eccitazione, quando viene ridotta la tensione, si potrà registrare la potenza reattiva. Come ulteriore alternativa, si potrà modificare il limiter di potenza reattiva in sottoeccitazione dimezzandone il valore impostato (avvicinando cioè la curva del limiter all'origine nel diagramma di capability del generatore). Dovrà essere verificato che la variazione prevista non presenti un impatto eccessivo. Se necessario il limite potrà essere ulteriormente ridotto.

In questo caso, la verifica del limite di sottoeccitazione verrà eseguito con il gruppo di generazione in modo di controllo di potenza attiva e di potenza reattiva. Il test sarà eseguito impostando come set-point il doppio del valore modificato.

Una volta raggiunta una condizione stabile, il set-point di tensione viene riportato al suo valore iniziale.

Alla fine della prova i parametri iniziali dei limiter dovranno essere di nuovo impostati ai valori originali.

Come indicato in capitolo Nter 9.5, i valori di set-point della tensione da impostare (2.5% e 5%) potranno essere modificati, ottimizzati e adattati in funzione delle condizioni di esercizio e relativo impatto sul sistema.

Il test potrà essere svolto in combinazione col test "Prova 1: Modifica del set-point di Tensione in parallelo rete".

Nter.9.5.1.3.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Nter.9.5.1.4 Verifica del comportamento del regolatore di tensione in caso di buco di tensione e dei limiti di sovraeccitazione e sottoeccitazione, inclusa eventuale tensione di ceiling

Questa prova ha la finalità di verificare il comportamento del regolatore di tensione e il corretto funzionamento dei limiti in sovraccitazione e sovraeccitazione del regolatore di tensione, inclusa eventualmente la tensione di ceiling, in caso di abbassamento repentino della tensione. Questa misura è necessario solo se i limiti ed eventualmente la tensione di ceiling non sono stati raggiunti nei test precedenti.

Per l'esecuzione di questa prova sarà necessario introdurre un partitore di tensione fra le misure di tensione prese ai morsetti del generatore e il regolatore di tensione, in modo da poter far leggere al regolatore di tensione un valore differente (in ampiezza) a quello reale. In pratica il partitore di tensione sarà usato per far vedere al regolatore di tensione un repentino abbassamento della tensione e indurne la conseguente reazione. Il partitore di tensione dovrà permettere la selezione di differenti livelli di tensione (gradini del 5%) e sarà dotato di un selettore azionato da un comando esterno, che permette di selezionare la tensione nominale o la tensione ridotta come uscita verso il regolatore di tensione.

ATTENZIONE: si raccomanda vivamente di eseguire diverse prove per verificare gli impatti sulla rete. Infatti la reazione dell'AVR può portare a sovratensioni e sottotensioni importanti sul sistema.

È da notare che questo test rappresenta la reazione del regolatore di tensione in caso di buco di tensione, ma non tiene conto della reazione di indotto della macchina sincrona in presenza di tale evento.

Questa prova può essere svolta singolarmente in laboratorio, per esempio su un componente uguale.

Alternative aventi lo stesso risultato potranno essere considerate.



Nter.9.5.1.4.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e la tensione (con statismo attivo). Compatibilmente con le condizioni di esercizio il set-point di tensione dovrà essere 1 p.u.. Può essere considerato un set-point di tensione corrispondente alla tensione presente sulla rete (cioè corrispondente a una potenza reattiva scambiata prossima a zero).

La potenza attiva sarà compresa fra il 50% e il 75% della potenza nominale.

Procedura di test

Verrà modificata la tensione misurata dal regolatore di tensione tramite partitore, fino a simulare un buco di tensione come rappresentato in capitolo 8.8.6.1.

Si raccomanda di raggiungere tale condizioni per gradi cioè ripetendo la prova e riducendo progressivamente la tensione (verificando le sovratemperature sulla macchina).

Questo test ha un forte impatto sul sistema elettrico. L'impatto è già apprezzabile per riduzioni di tensione del 20-30% (tensione vista dal regolatore di tensione pari al $80\%U_n-70\%U_n$). Come alternativa ad una forte riduzione di tensione creata artificialmente tramite partitore, è possibile ridurre la tensione a valori ragionevoli, e prolungare i tempi di test (sempre nell'ordine delle centinaia di ms).

È fortemente raccomandabile eseguire alcuni test preliminari per verificare l'impatto sul sistema e la reazione del regolatore.

Il test deve mostrare l'intervento del limite di sovraeccitazione. Una volta raggiunto tale risultato non è necessario proseguire con i test.

Nter.9.5.1.4.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Nter.9.5.1.5 Verifica della modalità di controllo in caso di buco di tensione o sovratensione

Alcuni regolatori di tensione hanno modalità di controllo (controllo di potenza reattiva, controllo fattore di potenza, controllo di tensione) indipendenti.

In operazione può capitare che tali regolatori di tensione, regolino la potenza reattiva o il fattore di potenza.

È necessario verificare che tali regolatori, qualora la tensione scenda al di sotto di una certa soglia modifichino il loro modo di controllo da una regolazione di potenza reattiva o fattore di potenza ad una regolazione di tensione, in modo da supportare il sistema in caso di guasto.

Le modalità di prova sono simili a quelle viste nel precedente paragrafo. Si raccomanda perciò di prestare molta attenzione.

La prova dovrà essere ripetuta qualora siano più modi di controllo.

La prova non dovrà essere eseguita per quei regolatori di tensione per cui il loop di controllo della tensione è sempre attivo e al quale si aggiunge come loop esterno il controllo di potenza reattiva o fattore di potenza.



Nter.9.5.1.5.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e la potenza reattiva o il fattore di potenza. In caso di controllo del fattore di potenza questo sarà pari a 0.94, in caso di controllo della potenza reattiva, questa avrà set-point equivalente al fattore di potenza.

La potenza attiva sarà compresa fra il 50% e il 75% della potenza nominale.

Procedura di test

Si valuterà a quale valore di tensione è previsto il cambio di modo sul regolatore di tensione.

Si utilizzerà il partitore di tensione per ridurre la tensione al di sotto della soglia definita per cui è previsto il cambio di modo.

Compatibilmente con le condizioni di prova, si abbasserà la tensione ad un valore e per un tempo (breve) che dimostri il cambio di modo di controllo. Per esempio, se possibile come eseguito per la prova precedente, in modo da raggiungere i limiti di OEL.

Qualora esistano delle limitazioni, se è possibile modificare il valore di tensione a cui viene modificato il modo di controllo, è ragionevole modificarlo vicino alla soglia operativa in modo da permettere di rilevare il comportamento per un tempo relativamente più lungo.

Può essere ragionevole limitare il limite di OEL per limitare disfunzioni sulla rete, se necessario.

La prova sarà ripetuta con un abbassamento di tensione che non faccia modificare il modo di controllo del regolatore di tensione.

Nel definire i valori di tensione nell'eseguire i test, valgono le considerazioni evidenziate nel capitolo precedente.

Nter.9.5.1.5.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Nter.9.5.1.6 Verifica del loop di controllo della Potenza Reattiva e del Fattore di Potenza

Le verifiche dei loop di controllo della Potenza Reattiva e del Fattore di Potenza, vengono eseguite attraverso variazioni della Potenza Reattiva e variazione del Fattore di Potenza, come descritte in capitolo Nter 6.

Come già indicato il regolatore di tensione può essere testato come sistema a sè stante su banco di prova.

Nter.9.5.1.6.1 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Nter.9.5.2 Potenza Attiva

I test qui di seguito descritti hanno per finalità il verificare il modello che rappresenta il motore primo e il sistema di controllo associato, regolanti la potenza attiva in parallelo alla rete.

Qualora il costruttore o fornitore prevedano che i guadagni del controllore del motore primo possano venire modificati, le prove potranno essere ripetute variando i parametri per validare il modello completo. Le verifiche aggiuntive saranno comunque limitate a quei guadagni considerati come parametri variabili.



Il numero di test dovrà essere ottimizzato. Dovrà essere eseguita almeno una prova significativa modificando i valori dei guadagni considerati variabili. La scelta dei valori dei parametri dovrà tener conto dei possibili impatti sul sistema durante l'esecuzione delle prove. La prova o le prove con l'indicazione dei parametri utilizzati dovranno essere concordati con l'istituto di prova. Il costruttore o fornitore potranno documentare ulteriori test eseguiti.

Alcune delle prove descritte nel seguito possono sostituire o complementare le prove descritte nell'allegato Nter 7.

Nter.9.5.2.1 Verifica della costante di tempo T_a (tempo di start-up o tempo di accelerazione) per il gruppo di generazione

Nter.9.5.2.1.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e il fattore di potenza o la potenza reattiva. Il set-point del fattore di potenza o della potenza reattiva sono irrilevanti ai fini del test.

La potenza attiva sarà compresa fra il 30% e il 50% della potenza nominale. Valori superiori al 50% di Potenza attiva potranno comunque essere accettati, qualora non vi siano pericoli per il sistema.

Procedura di test

Il gruppo di generazione verrà separato dalla rete tramite apertura dell'interruttore di macchina.

Le grandezze misurate dovranno essere rilevate da almeno 10 sec prima del test e 30 sec dopo che il gruppo di generazione abbia raggiunto la condizione stabile di funzionamento.

Le misure della potenza attiva, il set-point della potenza attiva, la tensione e la corrente ai morsetti del generatore e la frequenza di sistema saranno registrate.

Nter.9.5.2.1.2 Analisi e documentazione

La misura della costante di tempo T_a è data dall'analisi del gradiente della velocità subito dopo la disconnessione dalla rete associato alle variazioni di potenza (ovvero di coppia). Possibili vibrazioni torsionali dovranno essere debitamente filtrate.

Dovranno essere misurate le seguenti grandezze: Potenza attiva, tensione e corrente ai morsetti del generatore, velocità del gruppo di generazione.

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello. La potenza attiva prima della disconnessione e il gradiente di velocità dovranno essere misurati. La costante di tempo di accelerazione viene calcolata utilizzando l'equazione del moto ovvero come variazione di coppia diviso l'accelerazione di sistema (variazione di velocità diviso il tempo).

Nter.9.5.2.2 Verifica del comportamento stazionario del motore primo

La prova serve a verificare la potenza attiva erogata dal gruppo di generazione in comportamento stazionario al seguito di una variazione del set-point di potenza.

Il test dovrà essere condotto in condizioni stabili di rete.

Nter.9.5.2.2.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e il fattore di potenza o la potenza reattiva. Il set-point di fattore di potenza o potenza reattiva sono irrilevanti ai fini del test.



La potenza attiva sarà il 100% o la massima raggiungibile considerando le condizioni di prova.

Il gruppo di generazione si troverà in condizioni stazionarie di funzionamento.

Le funzioni di regolazione associate alla potenza attiva saranno disabilitate.

Procedura di test

La potenza a cui funziona il gruppo di generazione verrà suddivisa in 20 intervalli ciascuno pari al 5% della potenza attiva.

La potenza attiva del generatore verrà ridotta del 5%.

La potenza attiva verrà mantenuta fino al raggiungimento delle condizioni stazionarie, in ogni caso almeno 60 secondi.

La potenza verrà ulteriormente ridotta del 5% rispetto al set-point precedente.

La potenza attiva verrà mantenuta fino al raggiungimento delle condizioni stazionarie, in ogni caso almeno 60 secondi.

La sequenza si ripete fino a raggiungere la potenza minima di funzionamento della macchina.

Nota: la riduzione di potenza per ciascun gradino sarà sempre pari al 5% della potenza attiva, il test si concluda al raggiungimento della potenza minima (e.g. Potenza minima pari a 50%, si eseguirà una sequenza di 10 riduzioni di potenza, ciascuna pari al 5% della potenza attiva).

Le misure della potenza attiva, il set-point della potenza attiva, la tensione e la corrente ai morsetti del generatore e la frequenza di sistema saranno registrate.

Nter.9.5.2.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Nter.9.5.2.3 Verifica della reattività del sistema di controllo e associati attuatori alle piccole variazioni di frequenza in modalità di controllo droop di velocità

Si vuole verificare la capacità del sistema di controllo di controllare la potenza in modo stabile in presenza di piccole variazioni della frequenza. Si vuole verificare che gli attuatori reagiscono alle piccole variazioni di frequenza della rete.

Nter.9.5.2.3.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e il fattore di potenza o la potenza reattiva. Il set-point di fattore di potenza o potenza reattiva sono irrilevanti ai fini del test.

La potenza attiva sarà il 70% della potenza nominale.

Il gruppo di generazione si troverà in condizioni stazionarie di funzionamento.

Il gruppo di generazione sarà in funzionalità di puro droop o FSM con banda morta nulla.

Procedura di test

Il gruppo di generazione viene lasciato funzionare in condizioni stazionarie per un periodo di tempo lungo (circa 2h).

Durante questo periodo vengono misurati la velocità, il controllo e la posizione degli attuatori.



In pratica le piccole oscillazioni della frequenza di rete permetteranno di verificare le reazioni del sistema di controllo.

Saranno misurate la potenza attiva, tensione e corrente ai morsetti del generatore, frequenza di sistema. Se disponibili saranno misurate il comando e la posizione degli attuatori (la cui posizione non sarà un elemento utilizzato per validare il modello, salvo differente indicazione da parte del costruttore).

Nter.9.5.2.3.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.

Il test permette di verificare l'andamento delle valvole del sistema di controllo che dovrà avere un comportamento opposto a quello dell'andamento della frequenza.

Nter.9.5.2.4 Verifica delle caratteristiche dinamiche del motore primo in parallelo alla rete

Questa prova permette di verificare le caratteristiche del motore primo, quando vengono modificati i set-point di potenza attiva ed eventualmente velocità (se il sistema di controllo prevede siano indipendenti).

Nter.9.5.2.4.1 Metodo di prova

Condizioni iniziali di test

Il gruppo di generazione starà operando in parallelo alla rete controllando la potenza attiva e il fattore di potenza o la potenza reattiva. Il set-point di fattore di potenza o potenza reattiva sono irrilevanti ai fini del test.

La potenza attiva sarà tra il 50% e il 75% della potenza nominale.

Il sistema di controllo del motore primo deve essere testato con e senza eventuali ramp rate attivi.

Le funzioni di regolazione associate alla potenza attiva saranno disabilitate.

Procedura di test

Il set-point di potenza attiva dovrà essere incrementato del 5% Pn.

Una volta raggiunto un comportamento stazionario, la potenza attiva sarà ridotta di 10% Pn.

Una volta raggiunto un comportamento stazionario, la potenza attiva sarà riportata al valore iniziale.

La sequenza sarà ripetuta incrementando la potenza del 10%; una volta raggiunto un andamento stabile sarà ridotta del 20% ed infine, dopo aver atteso un andamento stabile, rispostata al valore iniziale.

Le misure della potenza attiva, il set-point della potenza attiva, la tensione e la corrente ai morsetti del generatore e la frequenza di sistema saranno registrate.

Le misure dovranno essere iniziate 30s prima di ciascuna sequenza di test e termineranno al raggiungimento del funzionamento stazionario alla fine di ciascuna sequenza di test.

Verranno misurate la potenza attiva e relativo set-point, tensione e corrente ai morsetti del generatore, frequenza di sistema.

Nter.9.5.2.4.2 Analisi e documentazione

L'andamento in funzione del tempo delle grandezze misurate durante le prove saranno rappresentate in formato grafico e saranno utilizzate per la verifica del modello.



Nter.9.6 Procedure per la validazione del modello

La procedura per la validazione del modello consiste nel

- raccogliere le informazioni descritte nel capitolo N.9.5,
- simulare le prove descritte,
- confrontare le misure rilevate e le prove simulate e
- verificare che le misure rientrino nelle tolleranze permesse.

Le tolleranze sono descritte nei prossimi capitoli.

Deviazioni dalle tolleranze dovranno essere documentate e giustificate.

Nter.9.6.1 Tolleranze tra misure eseguite durante le prove e il comportamento simulato utilizzando il modello

Le seguenti tolleranze dovranno essere considerate.

Nter.9.6.1.1 Tolleranze associate ai transitori associati alla potenza attiva

Le seguenti tolleranze fra le grandezze misurate e simulate si applicano alle risposte a gradino di potenza attiva:

- per quel che riguarda le condizioni iniziali e finali della prova, queste non possono superare 5%;
- per quel che riguarda le tolleranze associate all'andamento transitorio oscillante (damped), la tolleranza attesa sarà +/- 15% in termini di periodo di prima oscillazione e coefficiente di smorzamento (damping ratio)
- per quel che riguarda le tolleranze associate ai transitori, le tolleranze attese saranno nell'ordine del 25% del valore misurato o del valore più alto dell'intervallo di funzionamento

Il comportamento in regime transitorio potrebbe presentare in alcuni punti deviazioni superiori a quelle indicate. In tal caso, queste deviazioni puntuali devono essere adeguatamente giustificate.

Più in generale è richiesto che il modello permetta di identificare qualitativamente il comportamento atteso.

In generale deviazioni singole e di breve durata fra le misure rilevate e i valori simulati che risultino da interferenze sui segnali, da imprecisioni numeriche legate al calcolo delle grandezze calcolate, o dall'uso di una semplificazione ragionevole del modello, possono essere accettate nella fase di validazione del modello.

Nter.9.6.1.2 Tolleranze associate ai transitori associati alla potenza reattiva e al controllo della tensione

Le seguenti tolleranze fra le grandezze misurate e simulate si applicano alle risposte a gradino di potenza reattiva:

- per quel che riguarda le condizioni iniziali e finali della prova, queste non possono superare 5%;
- per quel che riguarda le tolleranze associate all'andamento transitorio oscillante, la tolleranza attesa sarà +/- 15% della potenza apparente nominale del generatore
- per quel che riguarda le tolleranze associate ai transitori, le tolleranze attese saranno nell'ordine del 25% del valore misurato o del valore più alto dell'intervallo di funzionamento

Il comportamento in regime transitorio potrebbe presentare in alcuni punti deviazioni superiori a quelle indicate. In tal caso, queste deviazioni puntuali devono essere adeguatamente giustificate.



In generale deviazioni singole e di breve durata fra le misure rilevate e i valori simulati che risultino da interferenze sui segnali, da imprecisioni numeriche legate al calcolo delle grandezze calcolate, o dall'uso di una semplificazione ragionevole del modello, possono essere accettate nella fase di validazione del modello.

Nter.9.7 Modelli validati secondo le procedure descritte in standard riconosciuti

Modelli validati attraverso procedure descritte in documenti di organismi riconosciuti (IEC, CENELEC, enti nazionali normatori) possono essere utilizzati considerando le loro eventuali limitazioni di applicabilità.



Allegato O

Controllore Centrale di Impianto

O.1. Oggetto e Scopo del lavoro

L'oggetto principale di questo Allegato O è il **Controllore Centrale di Impianto** (nel seguito **CCI**), ossia quell'apparato, definito in maniera specifica nel successivo capitolo O.3 (Descrizione generale del CCI), i cui compiti principali sono:

- coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare sia le richieste del **Distributore** (nel seguito **DSO** = Distribution System Operator) al punto di connessione con la rete elettrica sia quelle di eventuali ulteriori operatori (regolazione e controllo);
- raccogliere dall'impianto informazioni utili al fine della "osservabilità" della rete e convogliarle verso il DSO (scambio dati).

In questa maniera il CCI consente di presentare l'impianto verso il DSO o altro operatore come costituito da un singolo "generatore equivalente" visto dal Punto di Consegna (PdC), senza tuttavia precludere l'osservabilità dei diversi elementi costituenti l'impianto.

Scopo del lavoro è quello di definire la specifica funzionale del CCI stabilendo i requisiti minimi che il CCI deve rispettare in accordo a quanto richiesto da:

- Norma CEI 0-16 in vigore, tenendo conto delle condizioni oggi esistenti per quanto concerne lo stato delle "smart grid" sulle reti di distribuzione MT;
- delibera ARERA 36/2020/R/EEL in merito allo scambio dati fra gli impianti di produzione e Terna, scambio che deve avvenire primariamente per il tramite del DSO che gestisce la rete cui i medesimi impianti di produzione sono connessi (il quale può avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio ⁽¹⁾), secondo quanto specificato nell'allegato A.6 al Codice di rete di Terna, in accordo al Regolamento UE 2017/1485 (di seguito Regolamento SOGL – System Operation Guidelines).

Proprio per ottemperare ai dettami del Regolamento SOGL secondo quanto previsto dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL la specifica funzionale del CCI in termini di prestazioni si sviluppa secondo le seguenti modalità:

- prestazioni funzionali "obbligatorie", inerenti lo scambio dati fra produttore e DSO (osservabilità);
- prestazioni funzionali "opzionali", inerenti la regolazione di tensione e la limitazione di potenza al PdC dell'impianto;
- prestazioni funzionali "facoltative", inerenti la partecipazione dell'impianto al Mercato dei servizi del Dispacciamento, la gestione ottimale dell'impianto, ecc.

Le tempistiche secondo cui anche le funzioni attualmente opzionali e/o facoltative diventeranno obbligatorie saranno stabilite successivamente da ARERA con appropriate delibere.

Dal punto di vista costruttivo (hardware) il CCI può essere realizzato come dispositivo integrato in cui le funzioni di controllo si integrano con quelle di monitoraggio (osservabilità) o in alternativa in forma modulare con la funzione monitoraggio realizzata come sotto-componente del CCI.

Le funzioni del CCI possono essere anche integrate in uno degli altri apparati costituenti l'impianto purchè sia possibile provare le funzionalità dei suddetti dispositivi secondo le indicazioni del presente Allegato.

⁽¹⁾ La delibera prevede che i DSO possano avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio scambio dati. In presenza di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente, ivi inclusa la motivata impossibilità di avvalersi di un DSO terzo, l'invio di detti dati deve avvenire direttamente a Terna. Questa alternativa è però da considerarsi come soluzione di ultima istanza.



L'allegato O specifica il CCI in forma integrata in cui però le funzioni legate alla osservabilità della rete devono essere implementate obbligatoriamente e con priorità rispetto alle altre funzioni.

In ogni caso, nel formulare le prescrizioni di questo allegato si è evitato di porre vincoli alla possibilità di ampliare in futuro le prestazioni funzionali del CCI e, ove già fattibile, si è esplicitata nel testo la possibilità di un più estensivo utilizzo dello stesso, per quanto concerne sia l'interfaccia con il DSO o con altri eventuali operatori sia la gestione ottimale dell'impianto di utenza.

Con riferimento alla gestione dell'interfaccia sembra quanto mai ragionevole, nella prospettiva dello sviluppo delle smart grid ed in presenza di un canale di comunicazione standard EN 61850, prevedere già in questa specifica la possibilità da parte del CCI di essere predisposto per utilizzare al meglio questa potenzialità.

Ad esempio, la possibilità di ricevere sul CCI impostazioni di configurazione da remoto tramite il canale di comunicazione anziché configurarle sullo stesso solo a livello locale.

Analogo ragionamento può essere applicato per altre funzioni che dovessero essere in futuro veicolate attraverso il canale di comunicazione: tali funzioni, quando richieste, saranno opportunamente prescritte nella norma CEI 0-16 e l'allegato O verrà conseguentemente aggiornato, ove necessario, per adeguare ad essa i requisiti funzionali del CCI.

Sono invece già presenti in questo documento i requisiti per alcune prestazioni funzionali facoltative, in particolare quelle necessarie per consentire anche alla generazione distribuita l'accesso, su base aggregata (UVA), al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per il tramite di un soggetto aggregatore (Balance Service Provider - BSP, nel seguito **Aggregatore**) in accordo agli ultimi orientamenti di ARERA come espressi nella delibera 300/2017/R/EEL, come integrata dalle successive delibere 422/2018/R/EEL e 153/2020/R/EEL.

Quelle stesse dovranno poi essere aggiornate e/o integrate al termine della sperimentazione avviata da Terna in accordo alla delibera AEEGSI 583/2017/R/EEL che prevede una prima apertura della generazione distribuita a MSD, attraverso progetti pilota.

Il presente allegato è comunque completo per supportare la sperimentazione dei progetti pilota.

Per quanto riguarda la gestione ottimale dell'impianto (altra prestazione funzionale "facoltativa"), questa è, invece, lasciata con piena libertà all'Utente, che potrà sviluppare l'architettura del CCI secondo le proprie necessità, con il risultato non secondario di poter conseguire anche un più proficuo utilizzo del CCI (e di conseguenza di risposta del proprio impianto) rispetto alle prescrizioni di regolazione oggi richieste dalla Norma. Senza dimenticare che predisporre già oggi un'architettura più sofisticata sia del CCI sia della rete di comunicazione interna all'impianto è un investimento necessario per poter partecipare un domani al servizio di dispacciamento.

La gestione ottimale dell'impianto potrebbe inoltre attuarsi non solo tramite il controllo delle unità di generazione / accumulo, ma anche con il contributo del carico interno. Quest'ultima possibilità potrebbe diventare utile nella prospettiva di nuove funzioni che coinvolgano, ad esempio, la modulazione dei carichi, secondo modelli ispirati alle UVAM, già presenti nella Delibera ARERA 300/17/R/EEL e successive delibere 422/2018/R/EEL e 153/2020/R/EEL.

Il tema dei carichi non è trattato nell'allegato O, trattandosi di argomenti ancora allo studio.

Le prescrizioni riportate nel presente Allegato O fanno, pertanto, riferimento ad un CCI che coordina, controlla e monitora le sole unità di generazione e di accumulo.

Il presente allegato disciplina anche le prescrizioni relative alla cybersecurity del componente hardware ⁽²⁾.

⁽²⁾ le prescrizioni di "cybersecurity" relative alla comunicazione dall'esterno verso il CCI e dal CCI verso l'esterno sono oggetto dell'Allegato T



Le problematiche di “cybersecurity” devono essere tenute in debito conto dai responsabili dei canali di comunicazione e dell’impianto. Il progettista del CCI deve predisporre l’apparato in modo da essere idoneo a gestire quanto su tale tema viene specificato sia nel presente allegato, sia nell’Allegato T alla norma CEI 0-16.

O.2. Campo di applicazione

Il presente allegato si applica a:

- a) **nuove connessioni** di impianti di produzione di potenza nominale complessiva **uguale o superiore a 1000 kW** ⁽³⁾ connessi alla rete MT (SGU -Significant Grid User ⁽⁴⁾- afferenti al perimetro standard ⁽⁵⁾).
- b) **nuove connessioni** di impianti connessi alla rete MT partecipanti ai servizi di dispacciamento, qualunque sia la loro potenza complessiva.

Condizioni e modalità per una applicazione a connessioni di impianti di potenza inferiore a 1 MW appartenenti al “perimetro esteso” ⁽⁶⁾ nonché a connessioni di impianti esistenti (“retrofit”) saranno stabilite da ARERA.

Le prescrizioni del presente allegato sono suddivise in obbligatorie, opzionali e facoltative, come meglio descritto al successivo punto O.6.

Le prescrizioni del presente allegato si applicano e sono ad oggi obbligatorie per le sole funzioni di Monitoraggio e Scambio Dati come richiesto dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL e come precisato nel successivo capitolo O.8.

Ai fini del presente allegato sono considerati impianti di produzione gli impianti dotati di unità di generazione, qualsiasi sia la sorgente primaria, ed i sistemi di accumulo.

Nel caso di impianti dotati sia di unità di generazione/accumulo che di carico, il presente allegato è prescrittivo esclusivamente per il controllo delle unità di generazione e di accumulo.

I carichi modulabili ed i dispositivi di rifasamento, se presenti nell’impianto, possono essere gestiti anch’essi dal CCI nei casi in cui l’Utente lo ritenga utile ai fini di una gestione ottimale dell’impianto.

Questo aspetto esula dalle prescrizioni del presente allegato..

Il CCI non deve svolgere nessuna funzione di protezione, né quella di protezione generale né quella di protezione di interfaccia, come pure non deve svolgere le funzioni di protezione delle unità di generazione. Tutte queste funzioni devono essere svolte da dispositivi autonomi come specificato nella presente norma (punti 7.5.12, 7.7.2.2, 8.5.12, 8.8.1, 8.8.5, Allegato D, Allegato E, Allegato Z).

Così pure in presenza di transitori di sovra o sottofrequenza originatisi sulla rete il CCI **NON** deve attuare alcuna azione di regolazione di quelle previste dai punti 8.8.6.3.2 (“Limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete”) e 8.8.6.3.3 (“Aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete”) della Norma CEI 0-16 in vigore.

⁽³⁾ 1000 kW come sommatoria delle unità di produzione e di accumulo

⁽⁴⁾ Come definiti dal regolamento SOGL ed elencati all’articolo 2 del regolamento RfG

⁽⁵⁾ Come definito nella delibera ARERA 36/2020/R/EEL

⁽⁶⁾ Sottoinsieme di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW che sarà opportunamente scelto in una seconda fase in base a criteri geografico dimensionali (delibera ARERA 36/2020/R/EEL)



O.3. Descrizione generale del CCI

Il CCI è un apparato i cui compiti principali sono:

- Svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete⁽⁷⁾ (funzionalità per il monitoraggio).
- Coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete (nel seguito PdC), nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo (funzionalità di regolazione e comando);
- Consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso) utilizzando lo standard di comunicazione IEC 61850 e reti di trasmissione dati, nonché fra l'impianto ed eventuali ulteriori attori abilitati, secondo le modalità disciplinate nel presente allegato e nell'Allegato T alla Norma CEI 0-16 (funzionalità di scambio dati).

Il CCI nel suo complesso raggiunge l'obiettivo di presentare alla rete del DSO, nel PdC, l'impianto come costituito da un singolo generatore equivalente, che tiene conto delle caratteristiche dei singoli sistemi di generazione e di accumulo, nonché della rete di impianto. Non è peraltro preclusa l'osservabilità dei diversi elementi costituenti l'impianto.

Inoltre il CCI costituisce anche l'unico punto di interfaccia per lo scambio di informazioni fra le unità di generazione/accumulo costituenti l'impianto ed il DSO.

In presenza di un canale di comunicazione fra DSO ed Utente, il CCI rende disponibili verso il DSO caratteristiche, segnali e misure relative all'impianto sotteso e, nel contempo, può ricevere comandi e parametri inviati dal DSO all'impianto, utilizzando per la comunicazione lo standard IEC 61850 opportunamente "securizzato" conformemente alla serie IEC 62351 secondo quanto definito nell'Allegato T.

Nel caso l'impianto partecipi ai servizi del MSD tramite intermediari per l'aggregazione, tali intermediari potranno acquisire informazioni dall'impianto ed inviare comandi alle unità di generazione/accumulo solo per tramite del CCI, indipendentemente dalla modalità con cui viene trasmessa l'informazione fra l'Aggregatore e l'impianto (vedi successivo punto O.13.1.3.2)

O.4. Caratteristiche principali del CCI

Il CCI deve essere in grado di acquisire e processare tutte le informazioni necessarie per la gestione delle interfacce relative a:

- il DSO;
- gli elementi costituenti l'impianto;
- gli eventuali ulteriori Attori abilitati ⁽⁸⁾

in accordo a quanto specificato nella descrizione di cui al punto O.3.

Da un punto di vista realizzativo nel CCI si possono individuare almeno le seguenti "unità funzionali":

- unità di interscambio di informazioni con il DSO e gli ulteriori Attori abilitati
- unità di acquisizione grandezze al PdC (misure e segnali)
- unità di elaborazione

⁽⁷⁾ Tali informazioni sono inviate, per il tramite del DSO cui l'impianto è connesso, verso il TSO per la gestione in sicurezza del sistema di trasmissione

⁽⁸⁾ L'Utente e l'eventuale Aggregatore



- unità di regolazione degli elementi di impianto⁽⁹⁾
- unità di interscambio di informazioni con gli elementi di impianto⁽¹⁰⁾
- unità di memorizzazione (data logger).

La separazione in unità funzionali è puramente indicativa: nella realizzazione del CCI esse possono essere tutte o in parte integrate fra loro, come possono non essere tutte sviluppate contemporaneamente, in relazione alle priorità delle funzioni che il CCI deve rendere attive secondo quanto previsto dalle delibere ARERA.

Le funzioni del CCI possono essere anche integrate come funzionalità aggiuntiva in uno degli altri apparati costituenti l'impianto (es. controllore di una unità di generazione operante come Master per tutte le altre unità, sistema centralizzato di controllo, dispositivi di protezione, ecc.) purché non vengano compromesse le rispettive funzionalità.

Altre unità funzionali utili alla gestione ottimale dell'impianto possono essere presenti e implementate nel CCI. Prescrizioni relative a queste unità funzionali esulano, come già precisato, dal presente allegato.

O.5. Modalità di funzionamento del CCI

Il CCI è predisposto per assolvere le funzionalità di monitoraggio e scambio dati e le funzionalità di controllo, regolazione e comando.

Nella modalità di funzionamento di solo monitoraggio, il CCI non attua alcuna azione di regolazione sugli elementi d'impianto sottesi.

Per contro, il CCI, nella sua funzionalità di controllo, deve svolgere azioni di regolazione sugli elementi di impianto sottesi.

In questa funzionalità, il CCI deve prevedere una **modalità di controllo autonoma** ed una **modalità di controllo asservita**, alternative una all'altra: la modalità asservita ha priorità rispetto alla modalità autonoma.

Nella modalità di controllo autonoma, il CCI deve attuare le funzioni di regolazione previste dalla Norma CEI 0-16, utilizzando i parametri (di default) stabiliti dalla stessa Norma per ciascun tipo di funzione o definite dal DSO contestualmente al Regolamento di esercizio sulla base delle caratteristiche dello specifico impianto.

La funzione da attuare e i relativi parametri devono essere impostati dall'Utente e/o progettista dell'impianto agendo sul CCI tramite terminale di configurazione locale oppure tramite terminale d'utente remoto.

Nella modalità di controllo asservita, il CCI deve operare secondo le funzioni di regolazione comunicate dal DSO tramite canale logico di comunicazione secondo standard EN 61850 e definite utilizzando i parametri anch'essi inviati dal DSO tramite lo stesso canale per tali regolazioni.

Nel caso di partecipazione ai servizi del MSD, le corrispondenti funzioni del CCI dovranno operare, nel rispetto delle priorità definite per le singole funzioni (vedi successivo O.11), in accordo alle richieste dell'Aggregatore, che comunicherà con il CCI anch'esso attraverso un canale logico di comunicazione.⁽¹¹⁾

⁽⁹⁾ La presenza dell'unità di regolazione degli elementi di impianto è correlata alle funzionalità che il CCI dovrà assolvere

⁽¹⁰⁾ Le informazioni scambiate con gli elementi di impianto dipendono dalle caratteristiche dell'impianto stesso e dalle funzionalità che il CCI dovrà assolvere

⁽¹¹⁾ Lo standard di comunicazione tra CCI e aggregatore potrà essere definito a valle della sperimentazione dei progetti pilota.



Nel caso non sia presente alcun canale di comunicazione tra il CCI e gli operatori esterni le funzioni definite come “asservite” devono poter essere configurate e rese operative direttamente sul CCI nella modalità di funzionamento autonoma.

Il monitoraggio e/o il comando del CCI tramite terminale locale da parte dell'Utente deve essere realizzato utilizzando canali di comunicazione fisicamente indipendenti e logicamente non correlati rispetto al canale di comunicazione con gli operatori esterni.

Prescrizioni più complete in merito alle interfacce di comunicazione sono indicate nel paragrafo O.13.1. Interfacce.

O.6. Prestazioni funzionali

Come già detto, il CCI deve presentare tre tipologie di prestazioni funzionali:

PF1. obbligatorie, ossia funzionalità sempre presenti in ogni tipologia di CCI

PF2. opzionali, ossia funzionalità aggiuntive che il CCI deve essere predisposto a svolgere a supporto del sistema elettrico

PF3. facoltative, ossia funzionalità la cui implementazione dipende dall'iniziativa del produttore, nei modi e nei tempi indicati da ARERA.

Le prestazioni obbligatorie PF1 sono relative ai servizi di monitoraggio e scambio dati; le prestazioni opzionali PF2 sono relative ai servizi di limitazione della potenza immessa e regolazione della tensione al PdC; le prestazioni facoltative PF3 sono relative alla gestione ottimizzata dell'impianto ed alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, come estensivamente descritto nei relativi paragrafi a seguire. Tutto quanto nel presente allegato non sia specificamente associato alle funzionalità opzionali PF2 o facoltative PF3 si intende obbligatorio.

Come richiamato nel Capitolo O.2, le tipologie di impianti e le condizioni a cui debbano applicarsi le prestazioni funzionali PF1, PF2 e le condizioni a cui possono applicarsi le prestazioni funzionali PF3 per quanto concerne la partecipazione al Mercato dei servizi di Dispacciamento **sono stabilite da ARERA**.

O.6.0. Prestazioni Funzionali PF1 (obbligatorie)

Ai fini della conoscenza dello stato dell'impianto per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico, il CCI deve rendere disponibili una serie di informazioni (misure e stati) relative all'impianto, in accordo a quanto prescritto dal Codice di Rete, Allegato A. 6, e dalla norma CEI 0-16 al punto 8.10, come specificato nei successivi paragrafi “O.8.3. Misure per la stima dei flussi di potenza della rete MT di interesse del DSO (PF1)”, “O.8.4. Misure per l'osservabilità della rete MT di interesse del TSO (PF1)”, “O.8.6. Segnali relativi allo stato dell'impianto (PF1)”.

Le caratteristiche del CCI e degli elementi costituenti l'impianto, nonché della rete interna di impianto, devono essere adeguate a poter assicurare il dettaglio, la precisione, la frequenza di aggiornamento e la vetustà prescritte nei citati documenti.

O.6.1. Prestazioni Funzionali PF2 (opzionali)

Il CCI deve assicurare le seguenti prestazioni funzionali minime:

- partecipazione dell'impianto alla regolazione della tensione nel punto di connessione alla rete, in accordo al punto 8.8.6.2 (“Partecipazione al controllo della tensione”) della Norma CEI 0-16 (vedi successivi punti “O.8.2 Caratteristica poligonale d'impianto (PF2, PF3)”, “O.9.1. Regolazione di Tensione (PF2)”);
- partecipazione dell'impianto alla limitazione della potenza attiva, in accordo ai punti 8.8.6.3.1 (“Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di Un”) e 8.8.6.3.4 (“Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO”) della Norma CEI 0-16 (vedi successivi punti “O.8.2 Caratteristica poligonale d'impianto (PF2, PF3)”, “O.9.2. Limitazione della Potenza attiva (PF2)”).



Tutte queste prestazioni funzionali devono fare riferimento alle grandezze al PdC ed operare nel rispetto delle capability degli elementi costituenti l'impianto.

O.6.2. Prestazioni Funzionali PF3 (facoltative)

Il CCI può implementare anche le seguenti prestazioni funzionali:

- prestazioni per la gestione dell'impianto;
- prestazioni per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

Anche queste prestazioni funzionali facoltative devono fare riferimento alle grandezze al PdC ed operare nel rispetto delle capability degli elementi costituenti l'impianto.

O.6.2.1. Prestazioni per la gestione dell'impianto

Le prestazioni funzionali per la gestione dell'impianto sono:

- avviamento e ri-avviamento dell'impianto con una presa di carico a gradiente specificato, come da punto 8.8.4 ("Avviamento, sincronizzazione e presa di carico") della Norma CEI 0-16 in vigore (vedi successivo punto "O.10.1. Presa di carico in avviamento (PF3)");
- riconnessione dell'impianto dopo distacco dalla rete, a frequenza e tensione stabilizzata (vedi successivo punto "O.10.2. Presa di carico in caso di ri-connessione (PF3)");
- gestione ottimizzata dell'impianto dal punto di vista energetico o sulla base di altri criteri selezionati dall'Utente e/o progettista dell'impianto (vedi successivo punto "O.10.4. Gestione ottimizzata dell'impianto (PF3)").

O.6.2.2. Prestazioni per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento ⁽¹²⁾

In previsione della possibile partecipazione al Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD) degli impianti connessi alla rete MT, il CCI può essere sviluppato con funzionalità aggiuntive studiate per permettere ai soggetti Aggregatori di utilizzare le risorse d'impianto per soddisfare i requisiti richiesti dal Mercato stesso.

Per fornire il supporto ai soggetti Aggregatori deve essere implementata nel CCI una funzione aggiuntiva in grado di ricevere ed elaborare un comando di "Set-Point di Potenza attiva" (vedi successivo punto "O.10.3. Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (PF3)", nonché i successivi punti "O.8.2 Caratteristica poligonale d'impianto (PF2, PF3)", "O.8.5. Misure per la partecipazione al MSD (PF3)",), veicolati tramite un appropriato canale logico di comunicazione fra Aggregatori ⁽¹³⁾ e CCI.

I servizi sottesi ai meccanismi del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sono:

- Servizi di Bilanciamento;
- Regolazione terziaria di potenza;
- Regolazione secondaria di potenza.

Ciascuno dei tre servizi ha requisiti specifici, descritti nel Codice di Rete di Terna.

Il CCI, gli elementi d'impianto, la rete di comunicazione fra il CCI e gli elementi d'impianto, il canale di comunicazione (diretto o indiretto) fra CCI ed Aggregatore devono tutti essere progettati al fine di soddisfare i requisiti dei tempi di risposta dei comandi di set-point della potenza attiva relativi ai servizi di mercato a cui l'impianto intende partecipare ⁽¹⁴⁾.

⁽¹²⁾ Le prescrizioni per la partecipazione a MSD potranno in prospettiva essere estese a quanto delineato dal paragrafo 5.2.2.2 della Norma CEI 0-16 "Funzionamento di porzioni di rete MT di distribuzione in isola intenzionale"

⁽¹³⁾ Tale canale può essere fisicamente realizzato tramite provider pubblico di servizi di telecomunicazione oppure veicolato tramite il servizio di comunicazione realizzato dal Distributore o altro ancora. In merito si pronuncerà l'ARERA.

⁽¹⁴⁾ Ad oggi sole unità di generazione e di accumulo



In funzione delle prestazioni dinamiche degli elementi costituenti l'impianto, l'impianto stesso potrà essere idoneo e quindi abilitato a supportare l'Aggregatore per tutti e tre i servizi oppure solo per alcuni di essi.

La validazione dell'idoneità dell'impianto a fornire determinati servizi deve avvenire attraverso appropriati test non oggetto di questo allegato.

Il CCI deve anche disporre della capability funzionale atta a ricevere ed attuare il comando di set-point di potenza reattiva (vedi successivo punto "O.10.3.2 Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno").

O.7. Schema generale del sistema

O.7.1. Schema delle interfacce

La figura O.1 dà una visione generale semplificata del CCI correlato con le diverse interfacce con cui deve comunicare per scambiare informazioni e ricevere o trasmettere comandi.

Nello schema generale sono anche prospettate evoluzioni future dell'intero sistema con ulteriori prestazioni funzionali concernenti anche i carichi.

La figura è puramente indicativa ed è utilizzata per contestualizzare le funzioni del CCI rispetto agli altri elementi con cui esso deve o può interfacciarsi. Tale figura rappresenta in modo funzionale i singoli "scambi informativi" ("servizi logici" nel seguito) del CCI; non definisce né le singole interfacce di tipo fisico, né le loro caratteristiche.

A riguardo, vedasi il successivo capitolo O.13.1 ⁽¹⁵⁾.

⁽¹⁵⁾ In generale, i servizi di comunicazione possono utilizzare le infrastrutture di provider pubblici di servizi di comunicazione. Per ragioni di cybersecurity non devono essere previste comunicazioni esposte su internet; la comunicazione pertanto deve avvenire sempre e soltanto attraverso rete privata (VPN) attraverso la quale devono transitare le informazioni che interessano i vari attori. Essi devono essere dotati di appropriato certificato di autenticazione, validato da un server accessibile dalla VPN. Nella prospettiva dello sviluppo delle smart grid, deve considerarsi anche la possibile presenza di un canale fisico diretto di comunicazione fra Distributore e Utente.

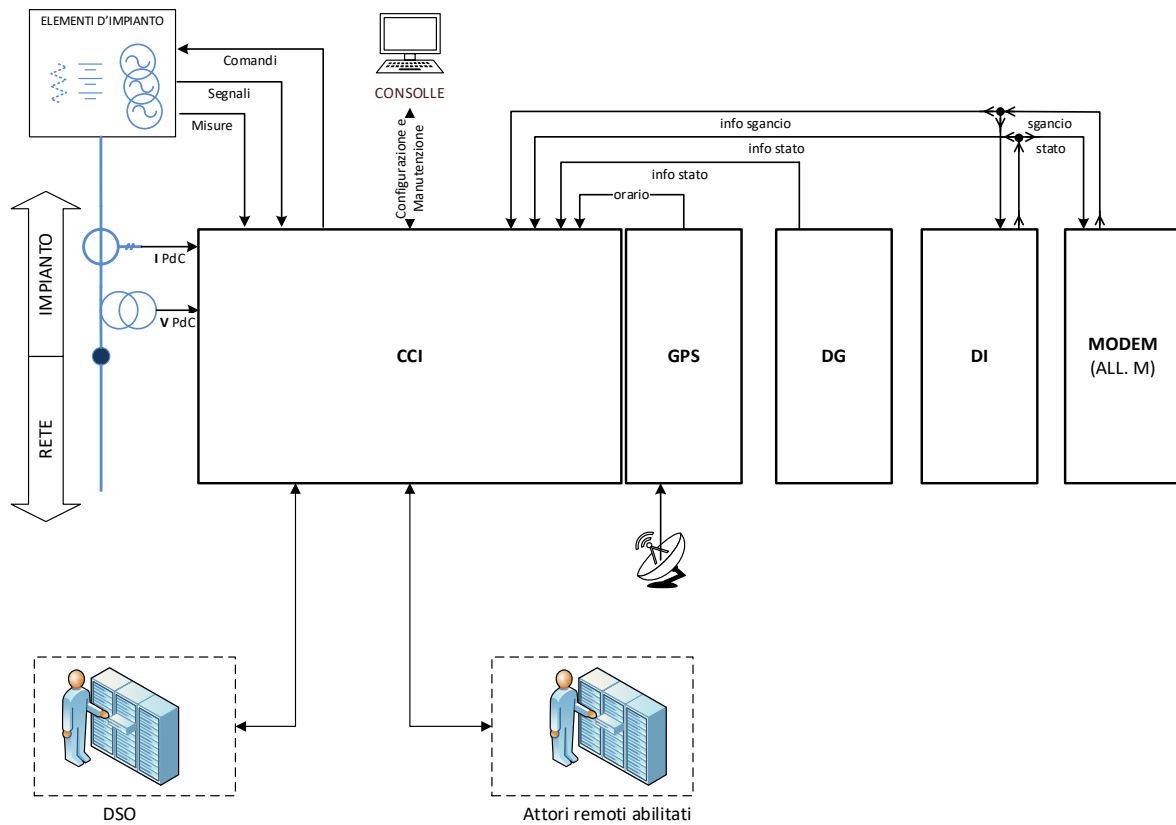


Fig. O.1 – Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali

O.7.2. Schema di principio della funzione di regolazione del CCI

La figura O.2 riporta uno schema di principio del CCI, allo scopo di illustrare in maniera semplificata le modalità operative dello stesso nelle sue funzioni di regolazione.

Lo schema è da intendersi come puramente indicativo.

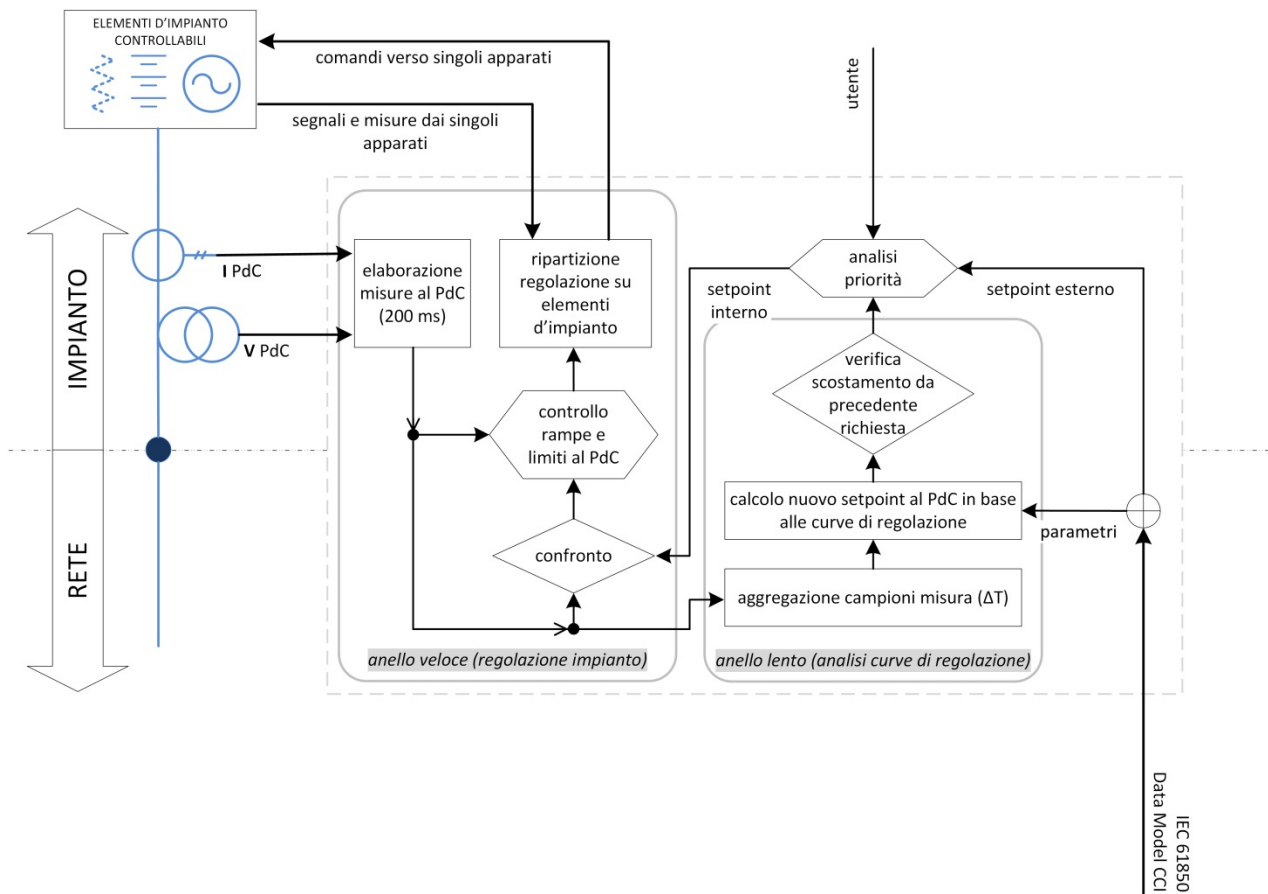


Fig. O.2 – Schema a blocchi degli anelli di regolazione da implementare nel CCI

Nello schema si individuano due anelli di regolazione:

- anello di “regolazione rapida” (o anello di “regolazione impianto”)
- anello di “regolazione lenta” (o anello di “analisi curve di regolazione”)

Con anello di “*regolazione rapida*” si deve intendere quella parte del sistema di regolazione preposta a definire lo specifico punto di lavoro di ogni singolo elemento di impianto coordinato dal CCI (da cui il sinonimo di “*anello di regolazione impianto*”), al fine di raggiungere complessivamente al PdC il punto di lavoro richiesto all'impianto (punto di “*lavoro atteso*” individuato dal “*set-point interno*” nella figura).

Tale anello di “*regolazione rapida*” deve confrontare il punto di lavoro al PdC rispetto al “*punto di lavoro atteso*” e deve correggere gli scostamenti derivanti dalla dinamica dell'impianto o dalla variazione delle condizioni di rete, mediante modifica coordinata del punto di lavoro dei singoli elementi d'impianto, nel rispetto delle loro rispettive capability e dei limiti imposti dalla norma riguardo i valori e le rampe al PdC, ove presenti.

Il punto di “*lavoro atteso*”, ossia il set-point interno viene veicolato all'ingresso dell'anello di “*regolazione rapida*” o direttamente attraverso un comando esterno oppure indirettamente come comando in uscita risultante dal calcolo dell'anello di “*regolazione lenta*”.

L'anello di “*regolazione lenta*”, infatti, è quella parte del sistema di regolazione preposta a calcolare il punto di lavoro atteso al PdC quando l'impianto è chiamato a partecipare al controllo della tensione della rete MT, secondo quanto prescritto dalla norma al punto 8.8.6.2 attraverso le curve di regolazione specificate nell'Allegato I (da qui il sinonimo di “*anello di analisi delle curve di regolazione*”).



L'anello di “*regolazione lenta*” determina una modifica del punto di lavoro atteso dell'impianto solo quando lo scostamento fra il nuovo punto di lavoro calcolato e quello precedente è maggiore di un valore predefinito (“*banda morta*” - vedi successivo capitolo O.9).

In sintesi il punto di lavoro atteso che si traduce poi nel set-point interno di ingresso all'anello di “*regolazione rapida*” viene definito attraverso una delle seguenti tre modalità:

- i. stabilito dall'Utente responsabile dell'impianto con uno specifico set-point di potenza attiva (P) o di potenza reattiva (Q);
- ii. imposto da un set-point esterno, ancora o di potenza attiva (P) o di potenza reattiva (Q);
- iii. calcolato dall'anello di “*regolazione lenta*”, come set-point di $Q=Q(V)$ o $\cos\phi_i=\cos\phi_i(P)$.

I primi due sono comandi in arrivo dall'esterno; il terzo è un valore generato all'interno del CCI.

La selezione fra queste tre modalità deve essere effettuata secondo criteri di priorità, stabiliti al successivo paragrafo O.11.

La nuova condizione di funzionamento determinata dal punto di lavoro selezionato (set-point interno) che il CCI deve imporre agli elementi di impianto da esso coordinati (nuovi punti di lavoro per ciascun elemento controllato) deve avvenire con la trasmissione, attraverso la rete di comunicazione interna, di opportuni segnali di controllo che potranno essere di tipo incrementale (aumenta-diminuisci) oppure di tipo assoluto, di tipo percentuale o in p.u. (set point, segnali di livello, ecc).

A seconda della complessità costruttiva dell'impianto (ad esempio presenza di più unità di generazione di differente tipologia – fotovoltaica, eolica, idraulica, accumulo, ecc – e/o di diversa taglia) e delle esigenze dell'Utente (ottimizzazione dell'esercizio dell'impianto), i nuovi punti di lavoro per i singoli elementi d'impianto possono essere uguali per tutti o specifici per ciascuno di essi (ovvero elaborati rispettivamente con algoritmi semplificati o con algoritmi più complessi) in dipendenza dal livello di “intelligenza” integrato nel sistema (vedi punto O.10.4).

Queste specifiche situazioni richiedono che al CCI siano rese disponibili opportune misure rilevate ai terminali dei singoli elementi di impianto coordinati dal CCI, misure che possono essere acquisite tramite il canale di comunicazione fra CCI ed elemento d'impianto (come riportato in modo indicativo sullo schema).

La scelta di una soluzione realizzativa più complessa è lasciata all'Utente e/o progettista d'impianto; nella prospettiva di partecipazione dell'impianto a futuri servizi di rete è opportuno privilegiare da subito soluzioni che consentano il puntuale controllo dei singoli elementi assoggettati al CCI.

O.7.3. Tempi caratteristici per le funzioni di regolazione

Il sistema di regolazione del CCI deve rispettare i tempi caratteristici definiti nei paragrafi successivi.

Alcuni valori, laddove indicato, sono stabiliti dal DSO nel regolamento di esercizio e non possono essere modificati senza nuova indicazione del DSO.

O.7.3.1. Dinamica dell'anello di “*regolazione rapida*”

L'anello di “*regolazione rapida*” deve coordinare i singoli elementi d'impianto sottesi assicurando all'intero impianto i tempi di assestamento massimi (T_s) ⁽¹⁶⁾ non superiori a:

- $T_{sP} = 60$ s, per le variazioni del set-point interno di potenza attiva di qualsiasi entità,
- $T_{sQ} = 10$ s, per le variazioni del setpoint interno di potenza reattiva di qualsiasi entità.

⁽¹⁶⁾ I valori indicati scaturiscono da quanto previsto nella norma CEI 0-16 allegato N, punto N.7.4.1 per la P ed I.3; N.6.2.3 per la Q.



dove per tempo di assestamento **T_s** (o settling time) si deve intendere l'intervallo di tempo che intercorre dall'istante **T_o** di applicazione del nuovo set-point all'istante in cui la grandezza controllata al PdC rientra stabilmente in una fascia di tolleranza pari al $\pm 5\%$ rispetto al valore atteso.

Il CCI e l'impianto da esso coordinato possono essere realizzati in modo da raggiungere il valore atteso in tempi inferiori ai massimi qui prescritti ⁽¹⁷⁾.

Per la verifica del raggiungimento del valore atteso da parte dell'anello di regolazione rapida, si devono utilizzare gli stessi criteri definiti negli allegati N.7.4.1 ("Verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione di potenza") e N.6.2.3 ("Tempo di risposta ad una variazione a gradino del livello assegnato") della Norma CEI 0-16, rispettivamente per la potenza attiva e reattiva.

O.7.3.2. Dinamica dell'anello di "regolazione lenta"

L'anello di "regolazione lenta", che lavora attraverso le curve di regolazione, deve operare con una dinamica caratterizzata da un **Tempo di ciclo ΔT** che deve essere impostabile fra 10 s e 600 s, tramite impostazione dei parametri di funzionamento del CCI.

Il valore di default è di **60 secondi**, salvo diversa prescrizione del DSO riportata nel regolamento di esercizio.

Il nuovo set-point calcolato al termine del ciclo ΔT , se ammesso dalle regole di priorità, deve modificare il set-point interno verso l'impianto, anche se il precedente valore atteso al PdC non è stato ancora raggiunto.

Il CCI deve essere in grado di processare comandi esterni di modifica delle funzioni di regolazione in modo da potere recepire i parametri ed elaborare le nuove curve di regolazione entro il ΔT successivo al recepimento del comando.

Comandi di modifica che pervengano con intervalli di tempo inferiori a ΔT vengono rifiutati.

O.7.3.3. Dinamica dei Set Point esterni

Il CCI deve essere in grado di processare i comandi di set-point esterni in modo da potere recepire ed elaborare aggiornamenti del set-point che pervengano con intervalli di tempo non inferiori a **3 s** rispetto all'ultimo set-point processato.

Comandi di aggiornamento che pervengano con intervalli di tempo inferiori ai 3 secondi vengono rifiutati.

O.7.4. Riferimento di misura per gli anelli di regolazione

Gli anelli di regolazione, per il loro funzionamento, devono operare a partire da misure elaborate conformemente a quanto definito nella norma IEC 61557-12, in accordo alle classi di precisione definite in O.13.2.1, con il metodo dell'intervallo a blocco fisso (vedi allegato B alla IEC 61557-12).

Le misure elaborate con intervallo di durata pari a 200ms sono indicate come **M_{C200}**. Le misure elaborate con intervallo di durata pari a **ΔT** (come definito al punto O.7.3.2), sono indicate come **M_{C ΔT}** .

I campioni riferiti alle tensioni ed alle correnti devono essere campionati in modo sincrono.

L'anello di "regolazione rapida" deve operare utilizzando i suddetti valori **M_{C200}**.

L'anello di "regolazione lenta" deve operare utilizzando i suddetti valori **M_{C ΔT}** .

⁽¹⁷⁾ Qualora l'impianto partecipasse ai meccanismi di mercato per la regolazione secondaria di potenza (vedi punto O.6.2.2), il tempo di assestamento massimo per la potenza attiva deve consentire all'impianto di seguire le rampe prescritte dal Codice di Rete dell'operatore del sistema di Trasmissione



Tali valori devono essere utilizzati nell'anello di “*regolazione lenta*” sia per il calcolo del punto di lavoro atteso, sia per la valutazione delle soglie di lock-in e lock-out necessarie per abilitare le diverse funzioni di regolazione, ove richiesto.

Per le caratteristiche di precisione della misura al PdC, vedasi il successivo punto O.13.2.

Per le caratteristiche di precisione delle misure acquisite dai singoli elementi d'impianto, queste, quando necessarie, devono essere rilevate ed utilizzate dal CCI in modo da non degradare la precisione complessiva del sistema di controllo e comunque nel rispetto delle prescrizioni minime previste per le funzioni di monitoraggio di cui al Capitolo O.8.

O.8. Monitoraggio dell'impianto e scambio dati

O.8.1. Generalità

Ai fini della conoscenza dello stato dell'impianto per il funzionamento in sicurezza della rete il produttore deve rendere disponibili una serie di informazioni relative all'impianto, in accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 in vigore al punto 8.10 ed a quanto previsto dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL con riferimento all'Allegato A.6 del Codice di Rete di Terna, secondo quanto precisato nei paragrafi che seguono.

Il CCI deve, nella sua architettura, acquisire queste informazioni e renderle disponibili, corredate di elementi anagrafici identificativi ⁽¹⁸⁾, per il trasferimento verso il DSO tramite appropriato canale di comunicazione ⁽¹⁹⁾ con protocollo EN 61850, in accordo alle modalità previste nell'allegato T della Norma CEI 0-16. In assenza del canale di comunicazione i format per la raccolta delle informazioni e le modalità di trasmissione saranno definiti nel Regolamento di esercizio.

Anche in questo capitolo ciascuna tipologia di informazioni è contraddistinta come: “obbligatoria (PF1)”, “opzionale (PF2)”, “facoltativa (PF3)”.

O.8.2 Caratteristica poligonale d'impianto (PF2, PF3)

In accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 in vigore al punto 8.10, l'Utente attivo deve mettere a disposizione del DSO le prestazioni in potenza dei diversi elementi di impianto.

A partire da questi dati vengono definite nel regolamento di esercizio le seguenti grandezze relative alla parte di impianto che include le sole unità di generazione ed accumulo (carichi esclusi), calcolate secondo quanto indicato nella sottostante nota ⁽²⁰⁾

- Potenza attiva massima in assorbimento (Pass);
- Potenza attiva massima in immissione (Pimm);
- Potenza reattiva capacitativa massima (Qcap);
- Potenza reattiva induttiva massima (Qind).

Questi valori sono poi utilizzati per disegnare una **curva convenzionale** propria dell'impianto riferita al PdC (“caratteristica poligonale di impianto” - vedi successive figure O.3) che, nella sostanza, definisce un'area in cui l'impianto, qualunque sia la sua condizione di regolazione, si troverà sempre ad operare.

⁽¹⁸⁾ Quali POD, versione HW e FW del CCI, come dettagliato nell'Allegato T

⁽¹⁹⁾ La tipologia del canale di comunicazione verso il DSO è stabilita da ARERA

⁽²⁰⁾ In assenza di diversa indicazione da parte del Distributore, le grandezze possono essere calcolate come semplice sovrapposizione degli effetti dei singoli elementi d'impianto (unità di generazione e di accumulo, carichi esclusi), considerati, per ognuna delle grandezze richieste, agenti contemporaneamente, ciascuno al massimo della propria capability.



Al fine di un uso proficuo di tale poligonale, è opportuno stabilire, a partire dai valori massimi sopra indicati, una seconda grandezza convenzionale, definita come **Potenza Apparente Massima dell'impianto S_{max}** ⁽²¹⁾, sempre riferita al PdC, e calcolata come:

$$S_{max} = \sqrt{\max(P_{imm}^2, P_{ass}^2) + \max(Q_{ind}^2, Q_{cap}^2)}$$

Questa grandezza deve essere assunta dal CCI come base cui rapportare le grandezze elettriche espresse in p.u.: in questa maniera per lo scambio biunivoco di informazioni in p.u. (ad esempio i set- point) attraverso il CCI d'impianto si utilizzerà un riferimento condiviso, senza possibilità di errore.

Il valore della potenza apparente massima deve essere indicata nel Regolamento di Esercizio per essere impostata poi nel CCI.

Nelle figure O.3.a e O.3.b sono riportati di due esempi di curva poligonale, di cui la prima fa riferimento a un impianto composto da unità di generazione e sistemi di accumulo, mentre la seconda si riferisce a un impianto composto da unità di generazione e carico.

In questo secondo caso, come risulta dalla caratteristica poligonale, la potenza attiva massima in assorbimento è nulla, in quanto nel calcolo della poligonale la potenza assorbita dal carico non deve essere presa in considerazione⁽²²⁾.

Il CCI deve configurare nella sua architettura interna la curva poligonale, così da potere rendere disponibile questa informazione al DSO o ad altri eventuali operatori abilitati attraverso l'interfaccia di comunicazione. L'azione di inserimento e/o modifica dei parametri elettrici caratteristici dell'impianto deve anche essere memorizzata nel data logger del CCI (vedi punto O.14).

Il CCI dovrà anche provvedere all'aggiornamento delle prestazioni in potenza degli elementi di impianto (gruppi di generazione raggruppati per fonte primaria, sistemi di accumulo) per tenere conto di fuori servizio per manutenzione di parte degli elementi di impianto controllati. La Fig. O.3c rappresenta un esempio di modifica della curva poligonale per un impianto costituito da unità di generazione e sistema di accumulo, in caso di fuori servizio per guasto o manutenzione del sistema di accumulo.

L'aggiornamento delle prestazioni in potenza deve essere eseguito utilizzando una curva poligonale specifica per ogni sezione d'impianto (gruppi di generazione raggruppati per fonte primaria, sistemi di accumulo), aggiornata per ogni variazione non correlata alla disponibilità della fonte primaria (escluso quindi l'aggiornamento in caso di variazione dell'irraggiamento solare, riduzione della forza del vento, ecc.).

Questi aggiornamenti non modificano il valore S_{max} precedentemente definito: esso è infatti espresso con riferimento alle prestazioni massime e resta come riferimento per le grandezze espresse in p.u..

⁽²¹⁾ La potenza apparente massima è una costruzione matematica definita per essere maggiore di qualsiasi valore di potenza attiva o reattiva scambiata dall'impianto con la rete nei limiti della propria capability.

⁽²²⁾ La Norma non prescrive di utilizzare il carico come parte attiva delle funzioni di regolazione.

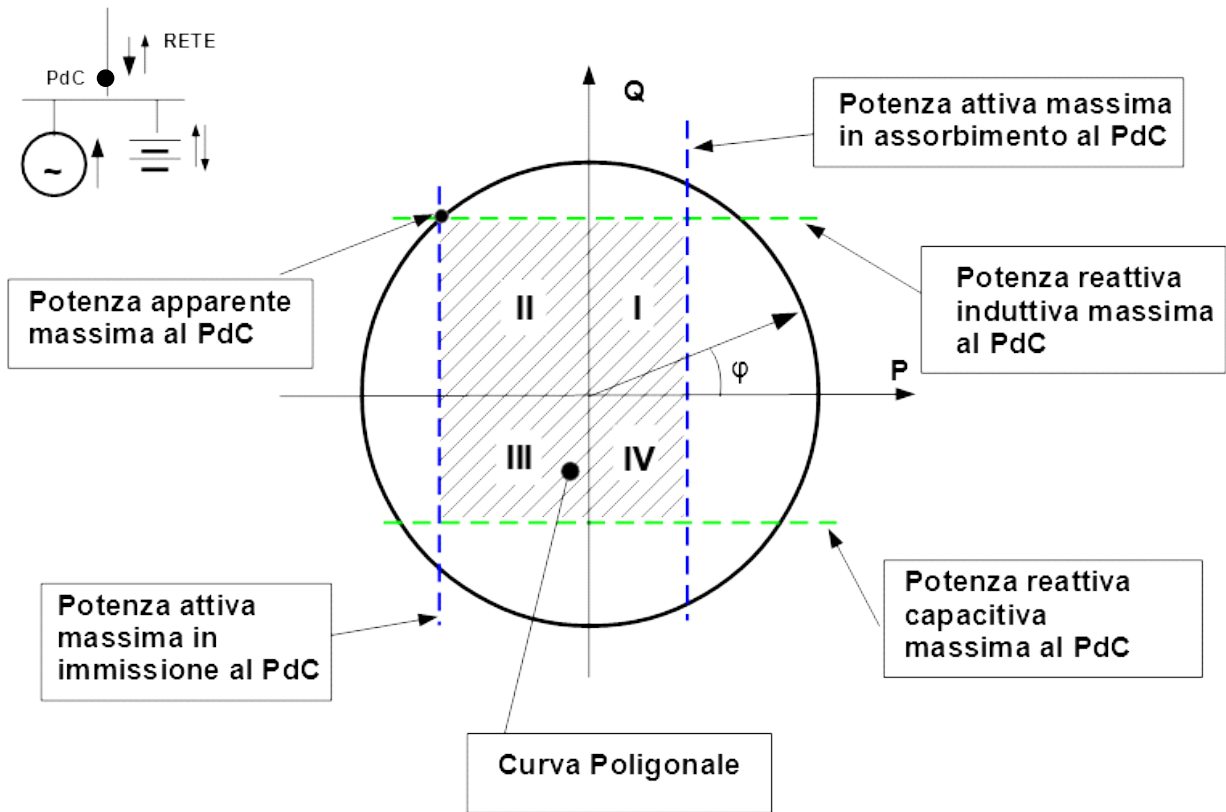


Fig.O.3.a -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e sistema di accumulo

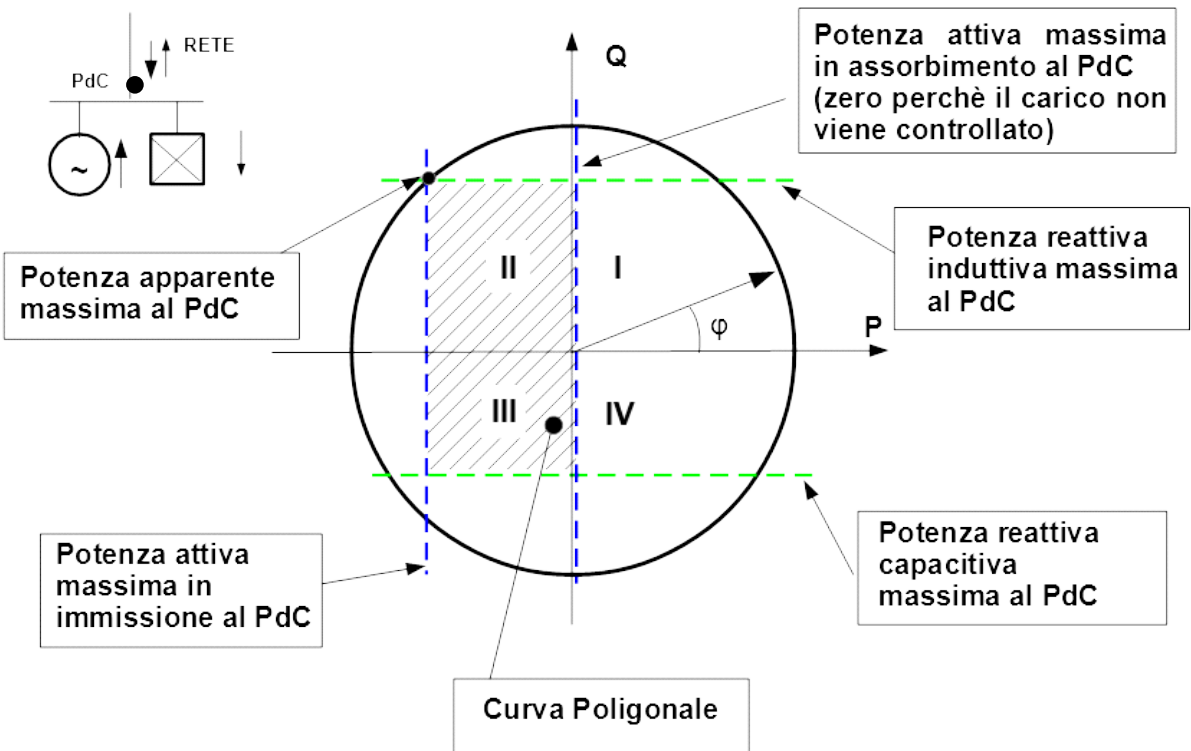


Fig. O.3b -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e carico

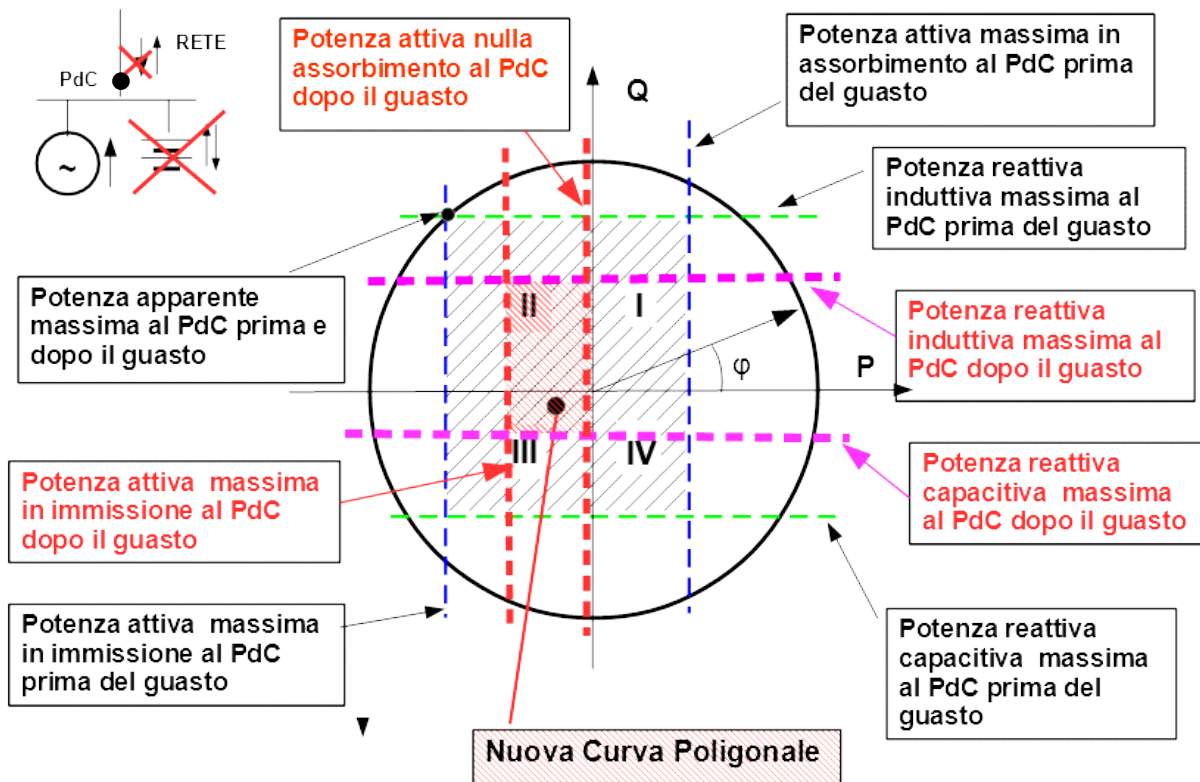


Fig. O.3c -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per l'impianto di cui alla fig. O.3a in caso di indisponibilità del sistema. di accumulo per guasto

O.8.3. Misure per la stima dei flussi di potenza della rete MT di interesse del DSO (PF1)

Oltre alle prestazioni in potenza dell'impianto di cui al punto precedente, sempre in accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 in vigore al punto 8.10, il CCI deve essere predisposto per acquisire e trasmettere verso il DSO le principali grandezze elettriche dell'impianto (P , Q , V) al punto di connessione (PdC) per permettere allo stesso di tenere sotto controllo sia i flussi di potenza verso la propria rete sia la tensione al PdC:

Le misure di P , Q e V relative al PdC devono essere elaborate conformemente a quanto definito nella norma IEC 61557-12, in accordo alle classi di precisione definite in O.13.2.1, con il metodo dell'intervallo a blocco fisso di durata pari a 4 secondi (vedi allegato B alla IEC 61557-12).

Le misure dovranno essere rese disponibili immediatamente a valle del periodo di aggregazione, complete di marca temporale ed indicazione di qualità.

La modalità di trasmissione di queste misure deve rendere fruibile il dato di misura all'interfaccia del CCI verso il DSO **con periodicità di 04 secondi**. La scadenza di ogni periodo deve essere sincrona con gli istanti a 00, 04, 08, ... secondi di ogni minuto primo.

O.8.4. Misure per l'osservabilità della rete MT di interesse del TSO (PF1)

Ai fini dell'osservabilità della rete MT per la sicurezza del sistema elettrico, il CCI deve essere predisposto per acquisire dall'impianto e trasmettere verso il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso ⁽²³⁾ le seguenti informazioni, in coerenza con l'Allegato A.6 al Codice di Rete, come stabilito dalla delibera 36/2020/R/EEL di ARERA:

⁽²³⁾ I DSO possono avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio. In presenza di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente, ivi inclusa la motivata impossibilità di avvalersi di un DSO terzo, l'invio di detti dati deve essere diretto a Terna. In questi casi il Produttore deve applicare quanto specificato nell'Allegato A.13 del codice di rete.



- a) le misure della potenza attiva (P) e della potenza reattiva (Q) relative al PdC come identificate al paragrafo O.8.3
- b) misure delle potenze attive (P) prodotte dall'impianto, aggregate per fonte di generazione ⁽²⁴⁾
- c) misure della potenza attiva (P) prodotta da ciascuna unità di generazione di taglia e tecnologia definita, prelevata ai morsetti della stessa unità. Devono essere prese in considerazione le seguenti tre tipologie di unità di generazione:
 - i. inverter ⁽²⁵⁾ di generazione di potenza P nominale ≥ 170 kW
 - ii. inverter di sistemi di accumulo di potenza P nominale ≥ 50 kW
 - iii. generatori rotanti di potenza P nominale ≥ 250 kW

Le misure di cui ai punti b) e c) possono essere ottenute:

- tramite acquisizione diretta delle grandezze elettriche da parte del CCI;
- tramite elaborazione numerica a partire dalle misure rese disponibili dai singoli elementi d'impianto;
- come combinazione delle due tecniche precedenti.

Il CCI nell'eseguire queste funzioni agisce come "concentratore" che acquisisce:

- direttamente le misure di P e Q aggregate o sub-aggregate per fonte (se l'impianto nella sua realizzazione lo consente)
- in alternativa le misure dalle singole unità generatrici per aggregarle per fonte
- le misure di P delle unità generatrici di taglia definita

per convogliarle verso il DSO rendendole così disponibili per l'invio secondo lo standard IEC 61850, come disciplinato in Allegato T.

La modalità di trasmissione di tutte queste misure deve rendere fruibile il dato di misura all'interfaccia del CCI verso il DSO **con periodicità di 04 secondi**.

La scadenza di ogni periodo deve essere sincrona con gli istanti a 00, 04, 08, ... secondi di ogni minuto primo.

Le misure devono essere quindi aggiornate ogni 4 secondi; ogni nuova misura andrà a sovrasciversi sulla precedente: non è prevista alcuna memorizzazione all'interfaccia.

Le misure così rilevate devono essere anche in questo caso complete di marca temporale ed indicazione di qualità. La marca temporale deve essere riferita al momento nel quale la misura è resa disponibile all'interfaccia di comunicazione verso il DSO, definendone l'istante iniziale di disponibilità.

La accuratezza delle misure, sia quelle prelevate ai terminali delle unità generatrici che quelle totali di impianto aggregate per fonte, deve essere in accordo a quanto prescritto nell'Allegato A.6 al Codice di rete (tabella 5 e tabella 6).

Le misure relative alle singole unità di generazione, secondo le tipologie in taglia e tecnologia sopra definita, devono essere acquisite in modo tale da poterle poi trasmettere correlate all'anagrafica della macchina generatrice da cui provengono, secondo quanto specificato nell'Allegato T.

⁽²⁴⁾ Le fonti di generazione da prendere in considerazione sono: eolico (di qualunque tipo), fotovoltaico, termoelettrico (di qualunque tipo), idroelettrico (di qualunque tipo), accumulo

⁽²⁵⁾ Incluso anche l'eolico che si connette alla rete tramite inverter



È ammesso aggregare misure acquisite dagli elementi d'impianto in momenti non sincroni tra loro, purché ogni misura componente l'aggregato sia acquisita ed aggregata all'interno della finestra temporale di 4 secondi immediatamente precedente la messa a disposizione della misura all'interfaccia di comunicazione del CCI.

Per soddisfare a tutti i requisiti sopra indicati sia in termini di accuratezza della misura sia in termini di frequenza di campionamento anche l'architettura della rete di comunicazione interna all'impianto deve presentare caratteristiche prestazionali adeguate.

O.8.5. Misure per la partecipazione al MSD (PF3)

Qualora l'impianto voglia partecipare ai meccanismi di mercato (vedi punto O.6.2.2), il CCI deve essere predisposto per acquisire e trasmettere verso l'Aggregatore la misura "istantanea" della Potenza Attiva (P) sempre al punto di connessione (PdC).

In questa maniera il CCI costituisce l'apparecchiatura in grado di rilevare e inviare in "tempo reale" all'aggregatore le misure della generazione totale al punto di connessione, come richiesto dal Regolamento Terna MSD UVAP approvato dalla delibera dell'ARERA 583/2017/R/eel⁽²⁶⁾ e dal regolamento UVAM⁽²⁷⁾ approvato dalla delibera ARERA 482/2018/R/EEL.

Il CCI deve anche disporre della capability funzionale atta ad acquisire e trasmettere verso l'Aggregatore la misura "istantanea" della Potenza Reattiva (Q).

La misura della Potenza Attiva e della Potenza Reattiva coincide con quella identificata al paragrafo O.8.3.

Le misure così rilevate devono essere anche ora complete di marca temporale ed indicazione di qualità. La marca temporale deve essere riferita al momento nel quale la misura è resa disponibile all'interfaccia di comunicazione, definendone l'istante iniziale di disponibilità.

La modalità di trasmissione prevede che queste misure siano poi rese disponibili **ogni 4 s**. La scadenza di ogni periodo deve essere sincrona con gli istanti a 00, 04, 08, ecc. secondi di ogni minuto primo.

O.8.6. Segnali relativi allo stato dell'impianto (PF1)

Sempre ai fini dell'osservabilità della rete, il CCI, nella sua funzione di monitoraggio e scambio dati, deve acquisire e trasmettere i seguenti segnali:

- stato del dispositivo generale (DG, come da norma CEI 0-16, punto 3.22) secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 0-16 al paragrafo 8.10
- stato dei dispositivi di unità (DDG, come da norma CEI 0-16 punto 3.18) o segnale equivalente atto a conoscere lo stato di funzionamento della singola unità, secondo quanto richiesto dall'Allegato A.6 al Codice di Rete

Ogni variazione dello stato di questi elementi deve essere acquisito dal CCI e reso disponibile all'interfaccia di comunicazione per la notifica in un tempo massimo di 4 s dal verificarsi dell'evento.

Quando il CCI opera in funzionalità di regolazione e controllo, altri segnali di stato devono essere acquisiti allo scopo di conoscere:

- se l'impianto nel suo complesso è in grado di rendere disponibili le funzioni di regolazione,
- se almeno un elemento di generazione può essere utilizzato per le funzioni di regolazione,
- se almeno un elemento di accumulo può essere utilizzato per le funzioni di regolazione,
- lo stato operativo di ogni singola funzione di regolazione⁽²⁸⁾.

⁽²⁶⁾ Altre misure utili all'aggregatore per predisporre i piani di partecipazione ai servizi MSD per le varie unità di produzione aggregate come UVAP saranno meglio definite al termine della sperimentazione dei progetti pilota.

⁽²⁷⁾ UVAM = Unità Virtuali Abilitate Miste (vedi Delibera ARERA 300/2017/R/eel e s.m.i.)

⁽²⁸⁾ Si consulti l'Appendice A.1 di questo Allegato per un approfondimento sugli stati assunti dalle funzioni di regolazione.



L'insieme di queste ulteriori informazioni consente di conoscere la **potenzialità operativa del CCI** riguardo la possibilità di controllare gli elementi di impianto ad esso sottesi ⁽²⁹⁾.

Nel caso il CCI preveda la sola funzionalità di monitoraggio, questi segnali di stato dovranno comunque essere implementati sull'interfaccia di comunicazione in modo da segnalare l'assenza delle potenzialità di regolazione.

Qualora il CCI dovesse essere predisposto per il controllo dei carichi utilizzatori, si suggerisce di predisporre anche il relativo segnale di stato, in previsione di un eventuale futuro utilizzo.

O.9. Regolazione della tensione e limitazione della potenza attiva

O.9.1. Regolazione di Tensione (PF2)

La partecipazione alla regolazione della tensione di rete al punto di connessione (PdC) deve prevedere le seguenti modalità di funzionamento:

- i. funzionamento in erogazione di potenza reattiva a fattore di potenza (cosfi) fisso e impostabile (come da Norma CEI 0-16 Allegato I.2);
- ii. funzionamento in erogazione di potenza reattiva a fattore di potenza in funzione della potenza attiva: $\text{cosfi} = f(P)$ (come da Norma CEI 0-16 fig.9 – allegato I.2);
- iii. funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q=f(V)$ (come da Norma CEI 0-16 fig. 10 – allegato I.3);
- iv. funzionamento in erogazione di potenza reattiva su comando esterno da DSO (come da Norma CEI 0-16 allegato I.4).

Il CCI **deve prevedere** pertanto tutte e quattro le funzioni di regolazione sopra elencate.

Le funzioni i., ii, iii sono da considerarsi, in assenza di un canale di comunicazione con il DSO, funzioni di regolazione **autonome** (basate su sole misure al PdC), mentre la funzione iv è una funzione **asservita**.

Le quattro modalità di funzionamento sono mutuamente esclusive.

La selezione di una delle prime tre può avvenire da parte dell'Utente a livello locale (sul posto) o tramite terminale di comando remoto; la quarta modalità, essendo una modalità asservita, è selezionabile solo tramite comando esterno di attivazione del DSO ed è prioritaria rispetto alle altre funzioni come indicato in allegato I.4 e come meglio precisato al successivo punto O.9.1.4.

Di base sul CCI non è attiva alcuna funzione di regolazione (condizione "OFF"); condizioni di funzionamento diverse sono concordate con il DSO, contestualmente alla sottoscrizione del regolamento di esercizio, e abilitate, se previsto, alla messa in servizio dell'impianto (condizione "ON").

In presenza del servizio di comunicazione con il DSO secondo standard IEC 61850, le funzioni i, ii, iii, nonché iv, diventano tutte funzioni di regolazione asservite, sia per la loro attivazione sia per l'impostazione dei parametri operativi. L'attivazione e la disattivazione di ciascuna di esse avverrà tramite comando esterno dal DSO, secondo le modalità indicate nell'allegato T.

Il CCI deve già essere previsto a tal fine nella sua architettura.

In caso di interruzione del servizio di comunicazione con il DSO ⁽³⁰⁾, il CCI deve ripristinare automaticamente la condizione di funzionamento predefinita indicata nel regolamento di esercizio (i, oppure ii, oppure iii, oppure nessuna funzione attiva).

⁽²⁹⁾ Ad esempio, qualora le rete di comunicazione fra il CCI e gli elementi di impianto da esso controllati risultasse fuori servizio, il CCI, pur mantenendo la possibilità di comunicare verso l'esterno, non potrebbe assolvere ad alcuna funzione di regolazione.

⁽³⁰⁾ Si veda anche il punto O.13.1.2



Qualunque sia la funzionalità abilitata e attiva, il CCI dovrà imporre agli elementi da lui coordinati la condizione di funzionamento atta a far sì che l'impianto nel suo complesso fornisca al PdC quanto richiesto dalla modalità di funzionamento abilitata, nel rispetto della curva di capability di ciascuna unità di generazione e/o accumulo.

Se le condizioni operative dell'impianto non consentono di raggiungere al PdC i valori imposti dalle funzioni di regolazione attiva, il sistema si porterà nella condizione operativa più prossima, rispettando le priorità definite in fase di attivazione delle funzioni di regolazione (vedi successivo punto O.11).

O.9.1.1. Funzionamento in erogazione di potenza reattiva con valore di cosfi costante

La funzione di regolazione per l'erogazione di potenza reattiva con valore del $\cos(\phi)$ costante ottempera alla funzione prevista nell'Allegato I punto 2 della presente Norma CEI 0-16.

Il riferimento di cosfi è espresso al PdC e può essere sia induttivo che capacitivo.

In presenza di smart grid sulle reti di distribuzione, il valore di cosfi dovrà essere acquisito direttamente dal CCI attraverso il canale di comunicazione EN 61850.

La modalità di ripartizione della potenza reattiva richiesta dal DSO al PdC fra i diversi elementi di impianto è lasciata all'Utente e/o progettista dell'impianto.

Qualora le condizioni operative dell'impianto non consentissero di raggiungere i valori imposti dalla richiesta pervenuta dal DSO, l'impianto si porterà nella condizione operativa più prossima a quella richiesta.

O.9.1.2. Funzionamento con regolazione del cosfi in funzione della potenza attiva

La funzione di regolazione a $\text{cosfi}=f(P)$ deve essere realizzata in accordo alla curva di fig. 9 – Allegato I.2 della presente norma CEI 0-16 e deve essere di tipo parametrico.

I riferimenti di cosfi, P, e V per la funzione di regolazione a $\text{cosfi}=f(P)$ realizzata nel CCI sono da intendersi al PdC.

Il CCI deve consentire di impostare i valori delle soglie di lock-in e lock-out di tensione, che devono essere sempre riferiti al PdC.

La verifica che le soglie di lock-in e lock-out per la tensione siano state superate deve essere effettuata sui valori mediati su ΔT .

Curve caratteristiche diverse da quelle standard possono essere richieste dal DSO, come previsto nel paragrafo I.2 della norma, e dovranno poter essere impostate ed attuate dal CCI.

Anche in questo caso, in presenza di smart grid sulle reti di distribuzione, i parametri che caratterizzano le curve potranno essere acquisiti direttamente dal CCI attraverso il canale di comunicazione EN 61850.

Con riferimento allo schema a blocchi di figura O.2, nella condizione di funzionamento con erogazione di potenza reattiva secondo la curva $\text{cosfi}=f(P)$, il CCI, attraverso l'anello di regolazione lenta, calcolerà con cadenza ΔT , il valore di cosfi (**cosfi calcolato**) in funzione del valore mediato della P misurata rapportato al valore della Potenza attiva massima in immissione (**P_{Imm}**), ai parametri della curva di regolazione e alle soglie di lock-in e lock-out di tensione.

Il valore di cosfi così calcolato verrà confrontato con l'ultimo valore trasmesso verso l'anello di "regolazione rapida" e se la variazione fra i due valori soddisferà alla relazione:

$$|\text{cosfi}_{\text{calcolato}} - \text{cosfi}_{\text{sp interno}}| \geq \delta \text{cosfi} \text{ (dove } \delta \text{cosfi} = \alpha \text{)}^{(31)}$$

⁽³¹⁾ α deve essere regolabile: di base $\alpha = 0,02$



Esso verrà trasmesso verso l'anello di regolazione rapido al fine di realizzare la nuova condizione di funzionamento richiesta dalla funzione di regolazione (vedi fig. O.4).

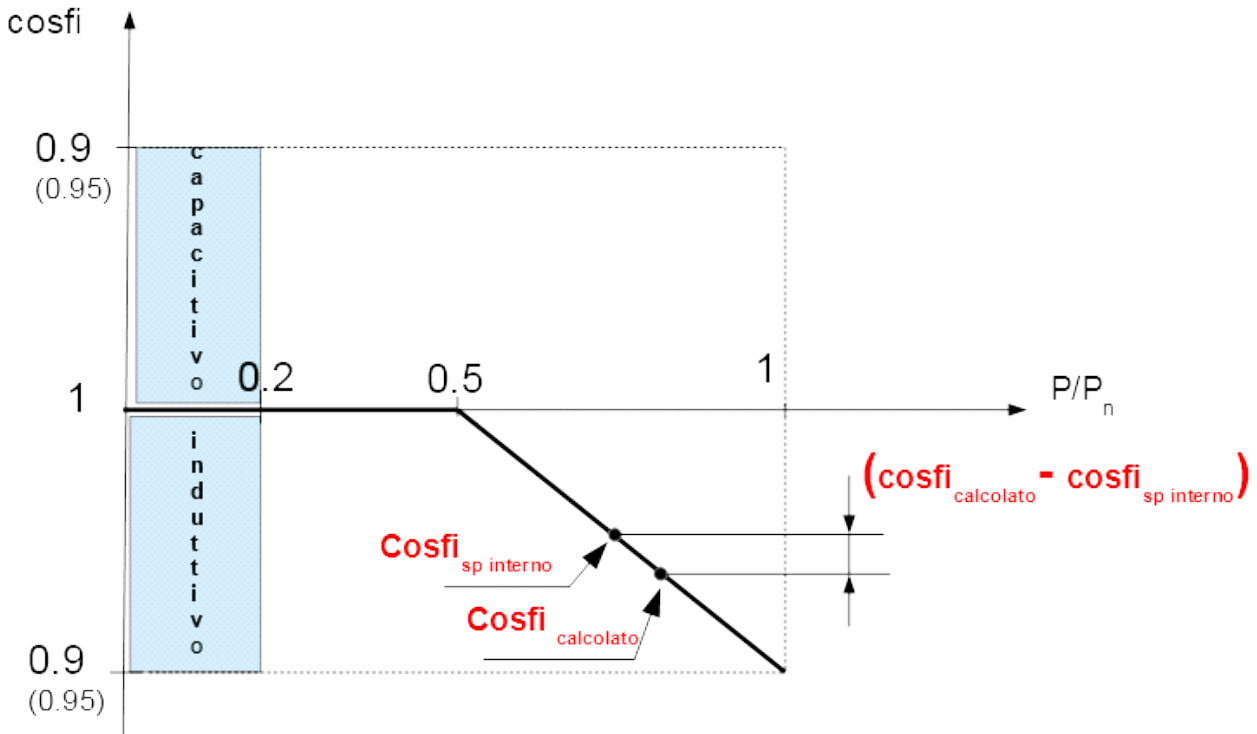


Figura O.4- Funzionamento con regolazione del cosfi in funzione della potenza attiva [cosfi =f(P)]

O.9.1.3. Funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo la curva $Q=f(V)$

La funzione di regolazione $Q=f(V)$ deve essere realizzata in accordo alle curve di fig. 10-Allegato I.3 della presente Norma CEI 0-16; le curve devono essere di tipo parametrico.

I riferimenti di Q e V per la funzione di regolazione $Q=f(V)$ realizzata nel CCI sono da intendersi al PdC.

Il CCI deve consentire di impostare:

- i valori delle soglie di lock-in e lock-out per la potenza attiva;
- i valori $V1i$, $V2i$, $V1s$, $V2s$, per la tensione che caratterizzano la curva;
- il parametro k , variabile fra -1 e +1.

La verifica delle soglie di lock-in (0,2 Plmm) e lock-out (0,05 Plmm) per la potenza attiva deve essere effettuata sui valori mediati su ΔT . Curve caratteristiche diverse da quelle standard possono essere richieste dal DSO, come previsto nel paragrafo I.3 della presente norma, e dovranno poter essere impostate ed attuate dal CCI.

Anche in questo caso in presenza di smart grid sulle reti di distribuzione i parametri che caratterizzano le curve potranno essere acquisiti direttamente dal CCI attraverso il canale di comunicazione EN 61850.

Con riferimento allo schema a blocchi in figura O.2, nel funzionamento a $Q=f(V)$ il CCI, attraverso l'anello di "regolazione lenta", calcolerà con cadenza ΔT il valore di Q (**Qcalcolata**) in funzione del valore mediato della V misurata, dei parametri della curva di regolazione e delle soglie di lock-in e lock-out se applicabili.



Il valore di Q così calcolato verrà confrontato con l'ultimo valore trasmesso verso l'anello di regolazione rapida e se la variazione fra i due valori soddisferà la relazione:

$$|(Q_{\text{calcolata}} - Q_{\text{sp interno}})| \geq \delta Q \quad (\text{dove } \delta Q = \sigma)^{(32)}$$

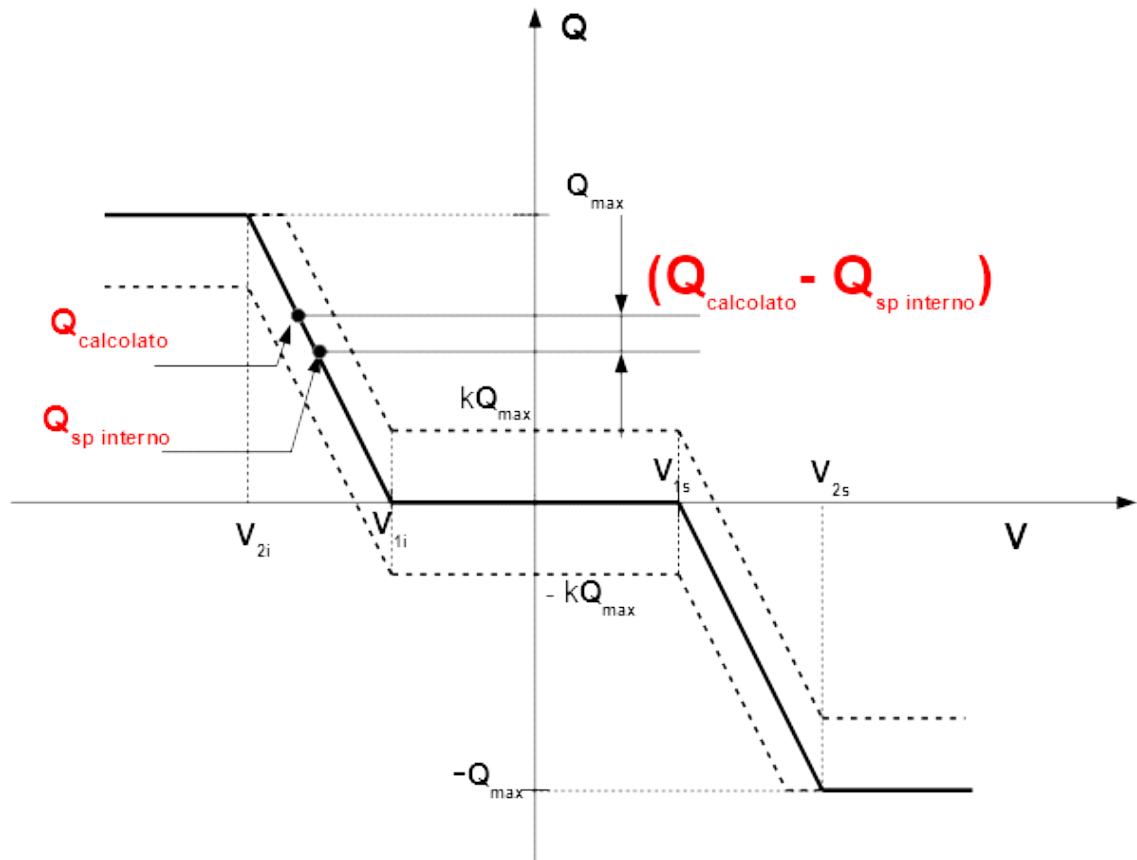


Figura O.5- funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo la curva $Q=f(V)$

Il set-point interno sarà trasmesso verso l'anello di regolazione rapida al fine di realizzare la nuova condizione di funzionamento che la funzione di regolazione richiede (vedi fig. O.5).

O.9.1.4. Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO

La funzione di regolazione per l'erogazione di potenza reattiva su comando esterno deve ottemperare alla funzione prevista nell'Allegato I punto 4 della presente Norma CEI 0-16.

Il riferimento di Q è espresso al PdC e può essere sia induttivo che capacitivo. La funzione agisce in presenza di un comando trasmesso dal DSO, veicolato tramite canale di comunicazione IEC 61850, che richiama l'erogazione di potenza reattiva da parte dell'impianto. Trattasi, pertanto, di una **funzione asservita**.

La modalità di ripartizione della potenza reattiva richiesta dal DSO al PdC fra i diversi elementi di impianto è lasciata all'Utente e/o progettista dell'impianto.

Anche in questo caso qualora le condizioni operative dell'impianto non consentissero di raggiungere i valori imposti dalla richiesta pervenuta dal DSO, l'impianto si porterà nella condizione operativa più prossima a quella richiesta.

⁽³²⁾ σ deve essere regolabile. Di base $\sigma = 5\%Q_{\text{max}}$



O.9.2. Limitazione della Potenza attiva (PF2)

La funzione di limitazione della potenza attiva immessa al punto di connessione (PdC) deve essere predisposta nel CCI per fronteggiare i due seguenti casi, non esclusivi:

- limitazione per valori di tensione prossimi al 110% di U_n (punto 8.8.6.3.1 della Norma CEI 0-16);
- limitazione su comando esterno proveniente dal DSO (punto 8.8.6.3.4 della Norma CEI 0-16).

In entrambi i casi, la limitazione, di base, deve avvenire attraverso una riduzione della potenza immessa in rete dalle diverse unità di generazione presenti nell'impianto (modalità i).

Se l'impianto è dotato di sistema di accumulo, la limitazione della potenza attiva in immissione può essere conseguita anche attraverso l'assorbimento di potenza attiva da parte del sistema di accumulo, se compatibile con il suo stato di carica (modalità ii). L'architettura del CCI deve essere predisposta a tal fine.

In dipendenza della tipologia dell'impianto (presenza di unità di generazione e sistemi di accumulo) e di come è sviluppata l'architettura del CCI, le due possibilità tecniche (i) ed (ii) di limitazione della potenza attiva immessa in rete possono essere utilizzate in alternativa una all'altra o mediante una opportuna combinazione delle due.

La scelta fra le due possibilità è, in questi casi, lasciata al progettista dell'impianto (CCI): non devono in ogni caso essere previsti gradini di ampiezza superiore a quanto previsto in Norma.

O.9.2.1. Limitazione della Potenza attiva immessa per valori di tensione prossimi al 110% di U_n

La funzione mira a prevenire la disconnessione per sovratensione dalla rete per intervento della protezione di interfaccia per valori di tensione al PdC prossimi al 110% U_n , come previsto al punto 8.8.6.3.1 della presente Norma CEI 0-16 ⁽³³⁾.

La funzione è una funzione **autonoma**. Essa deve essere attivabile su decisione dell'Utente, esclusivamente tramite il terminale d'Utente o sul posto o tramite terminale di comando remoto.

Sia l'attivazione della funzione di limitazione sia il suo l'intervento devono essere segnalate e memorizzate all'interno del CCI (vedi punto O.14).

Per evitare instabilità fra le seguenti due funzioni di regolazione:

- limitazione di potenza attiva per tensione al PdC prossimo a $1.1 V_n$;
- regolazione di tensione secondo la curva $Q=Q(V)$;

la valutazione e la selezione dei valori $V1s$, $V2s$, $V1i$ e $V2i$ della curva di fig. 10 allegato I.3 della Norma CEI 0-16 deve essere svolta con particolare attenzione, in relazione alle specifiche caratteristiche dell'impianto ed alle caratteristiche della rete del DSO al PdC.

O.9.2.2. Limitazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO

Questa funzione è attivata da un comando proveniente dal DSO per esigenze proprie dello stesso DSO: essa è pertanto una funzione **asservita**.

In assenza del canale di comunicazione con il DSO, riduzioni o distacchi di potenza potranno comunque essere richiesti dal DSO mediante procedura predefinita prevista nel Regolamento di esercizio (vedi punto 8.8.6.3.4 della Norma CEI 0-16).

⁽³³⁾ Se la protezione di interfaccia fosse distante dal PdC, la tensione ai singoli elementi di impianto potrebbe superare il limite del 110% anche se al PdC tale limite non è stato raggiunto. Il controllo ed il rispetto dei livelli di tensione per i singoli elementi costituenti l'impianto è cura dell'Utente e/o del progettista, che possono decidere di avvalersi del controllore d'impianto per tale funzione.



In questo caso l'attuazione di tale richiesta deve essere effettuata dall'Utente o sul posto o tramite terminale di comando remoto.

O.9.2.3 Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO

Questa funzione è predisposta per essere attivata da un comando proveniente dal DSO per esigenze proprie dello stesso DSO: essa è pertanto una funzione **asservita**. La funzione "Modulazione della Potenza attiva su comando esterno" è identica nell'implementazione alla funzione O.10.3.1 "Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno".

O.9.3. Partecipazione ai piani di difesa

Il punto 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 prescrive che tutti gli impianti di generazione debbano partecipare ai piani di difesa del SEN (Sistema Elettrico Nazionale) attraverso la riduzione parziale o totale della produzione ottenuta per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto di controllo.

Il CCI è in grado di operare la riduzione parziale o totale della produzione tramite il comando di limitazione della potenza attiva, che opera con la dinamica prevista al paragrafo O.7.3.3. Tuttavia, il CCI non può assolvere alle funzioni di distacco delle unità di generazione/accumulo come richiesto dalla norma nell'allegato M, in quanto, come indicato al punto O.2, il CCI non deve interfacciarsi con la protezione di interfaccia per funzioni di protezione.

Pertanto, per governare la funzione "partecipazione ai piani di difesa", è comunque necessario installare il dispositivo prescritto nell'Allegato M. Tale dispositivo deve essere opportunamente interfacciato con il CCI affinché questo ne rilevi l'azione di distacco e non attui alcuna altra azione in contrasto⁽³⁴⁾. A tal scopo il CCI deve essere dotato di idonee connessioni fisiche.

O.10. Gestione dell'impianto e partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Il CCI può essere utilizzato, a discrezione dell'Utente o del progettista d'impianto, per eseguire le seguenti ulteriori funzioni:

- presa di carico graduale in avviamento
- presa di carico graduale in caso di ri-connessione

così come definite nella presente Norma CEI 0-16 rispettivamente ai punti 8.8.4 ed 8.8.7.2.

Esso può inoltre essere predisposto anche per svolgere le funzioni necessarie per:

- partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento;
- soddisfare esigenze specifiche del produttore, quali, ad esempio, la gestione ottimizzata dell'impianto.

O.10.1. Presa di carico in avviamento (PF3)

Questa funzionalità può essere realizzata o sulle singole unità o all'interno del CCI. La scelta è lasciata all'Utente/progettista.

L'operazione di presa di carico centralizzata nel CCI deve avvenire con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20%Pn/min, nel rispetto di quanto prescritto dalla presente Norma CEI 0-16 al paragrafo 8.8.4 (Avviamento, sincronizzazione e presa di carico). Per realizzare questa specifica funzionalità il CCI può operare avviando le diverse unità di generazione secondo una sequenza temporale appropriata oppure imponendo a ciascuna unità la rampa opportuna, comunque garantendo la presa di carico al PdC entro i limiti sopra indicati.

⁽³⁴⁾ In generale, le azioni di distacco dell'impianto, anche quando effettuate da dispositivi di protezione, devono essere monitorate dal CCI affinché questi possa agire nel modo più appropriato rispetto alle condizioni dell'impianto



O.10.2. Presa di carico in caso di ri-connessione (PF3)

In caso di rientro dell'impianto a seguito di uno scatto della protezione di interfaccia, la presa di carico deve avvenire secondo quanto già previsto nel caso di avviamento dell'impianto. Il CCI, se equipaggiato della funzione, abiliterà il rientro dell'impianto solo quando le condizioni della rete in termini di tensione e frequenza soddisfino alle condizioni di cui al punto 8.8.7.2 (Condizioni di rientro a seguito di uno scatto della protezione di interfaccia) della presente Norma CEI 0-16.

O.10.3. Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (PF3)

Per la partecipazione dell'impianto alla fornitura di servizi per MSD, il CCI deve implementare le seguenti funzionalità:

- una funzione in grado di ricevere un comando esterno per il Set-Point della Potenza Attiva, con le caratteristiche prescritte al punto O.10.3.1;
- le misure della Potenza Attiva al PdC per il monitoraggio dell'impianto con le caratteristiche prescritte al punto O.8.5;
- i servizi logici per la comunicazione ⁽³⁵⁾ (diretta o indiretta) dei comandi e misure sopra definiti.

Il CCI deve anche disporre della capability funzionale atta a ricevere ed attuare il comando di set-point di Potenza Reattiva (vedi successivo punto O.10.3.2) nonché della capability funzionale atta ad acquisire e trasmettere la misura "istantanea" della Potenza Reattiva (Q), come già previsto al punto O.8.5.

Per la partecipazione al MSD è necessario che siano presenti ed attive le funzionalità di regolazione e controllo secondo i principi di cui al paragrafo O.7.2 e seguenti.

O.10.3.1. Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno

La funzione "Set-Point della Potenza Attiva", una volta attivata a seguito di comando esterno, obbliga l'impianto, nei limiti tecnici della capability dei suoi elementi, ad immettere al PdC il valore di potenza attiva richiesta ⁽³⁶⁾. La funzione può essere attivata, nel rispetto della priorità fra le funzioni di regolazione, solo in presenza del canale di comunicazione: essa è pertanto una funzione **asservita**.

La funzione, di base, agisce attraverso la regolazione della potenza generata dalle diverse unità di generazione presenti nell'impianto, al fine di ottenere la potenza attiva richiesta al PdC.

Se l'impianto è dotato di sistema di accumulo, la regolazione della potenza attiva in immissione può essere conseguita anche attraverso la modulazione della potenza attiva da parte del sistema di accumulo, se compatibile con il suo stato di carica. L'architettura del CCI può anche essere predisposta a tal fine.

In ogni caso, il CCI deve portare la potenza attiva al PdC al valore richiesto entro il tempo prescritto al punto O.7.3.1.

Si consideri che il valore del Set-Point della potenza attiva è dotato di segno (segno "-" per la Potenza Attiva in immissione; segno "+" per la Potenza Attiva in assorbimento) e che l'aggiornamento del suo valore deve avvenire nel rispetto dei tempi minimi di aggiornamento prescritti al punto O.7.3.3.

⁽³⁵⁾ Il presente allegato non disciplina attualmente la modalità con la quale vengono trasportate le comunicazioni per i servizi di partecipazione al MSD. Esigenze di specificare un CCI che "non debba essere sostituito ogni volta che dovesse cambiare l'Aggregatore, tutelando in tal senso i produttori e favorendo la concorrenza" (vedi ARERA "DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 298/2016/R/EEL), potrebbero portare a diverso orientamento.

⁽³⁶⁾ La funzione è distinta rispetto alla funzione obbligatoria per la limitazione della potenza attiva, funzione quest'ultima intesa a definire il valore massimo di potenza immessa al PdC che non deve essere superato, lasciando libero l'impianto di immettere valori di potenza inferiori



O.10.3.2. Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno

Questa funzione è predisposta per essere attivata da un comando esterno proveniente dall'Aggregatore per esigenze proprie dello stesso. La funzione "Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno" è identica nell'implementazione alla funzione O.9.1.4 "Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO".

O.10.4. Gestione ottimizzata dell'impianto (PF3)

Il CCI può, nella sua architettura, prevedere anche la gestione di tutti gli elementi di impianto, nell'ottica di una gestione ottimale delle risorse energetiche o in accordo ad altri criteri selezionati dall'Utente e/o progettista dell'impianto.

La gestione ottimizzata dell'impianto potrebbe coinvolgere non solo la gestione delle unità di generazione, ma anche quella eventuale del carico interno.

In ogni caso questi aspetti esulano dalle prescrizioni del presente allegato; lo sviluppo di questa funzione è lasciata alla decisione dell'Utente e/o progettista dell'impianto.

O.11. Compatibilità e priorità fra le funzioni di regolazione del CCI

Alcune delle funzioni di regolazione possono essere potenzialmente attivabili in contemporanea, purché siano fra di loro funzionalmente compatibili:

- Le funzioni che agiscono sulla potenza attiva sono funzionalmente compatibili con le funzioni che agiscono sulla potenza reattiva;
- Le funzioni che agiscono sulla potenza reattiva sono reciprocamente incompatibili;
- Le funzioni che agiscono sul set-point della potenza attiva ("Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO", Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno) sono reciprocamente incompatibili;
- Le funzioni che agiscono sulla limitazione della potenza attiva possono essere attive contemporaneamente alle altre; infatti, le funzioni intese a limitare la potenza attiva ("Limite di potenza attiva per $V \approx 110\% V_n$ " e "Limitazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO") diventano effettivamente esecutive solo quando esplicano l'azione di limitazione. Il valore di potenza attiva risultante è quello determinato considerando l'ordine di priorità esecutiva delle funzioni di regolazione ⁽³⁷⁾.

La priorità esecutiva fra le funzioni di regolazione è disciplinata nella tabella O.1. (indipendentemente dal fatto che la funzione sia stata attivata in modo asservito o autonomo)

⁽³⁷⁾ Ad esempio:

- se la funzione Set-Point P è attiva ed il suo valore è impostato a 50% S_{max} e la funzione Limite P è attiva ed il suo valore è impostato a 70% S_{max} , il CCI agirà per ottenere al PdC il valore di potenza attiva pari a $P=50\% S_{max}$ (compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria).
- se, invece, la funzione Set-Point P è attiva ed il suo valore è impostato a 80% S_{max} e la funzione Limite P è attiva ed il suo valore è sempre impostato a 70% S_{max} , il CCI agirà per ottenere al PdC un valore di potenza attiva pari a $P=70\% S_{max}$ (compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria).


Tabella O.1 - Priorità fra le funzioni di regolazione

Funzioni di regolazione	Indice di Priorità
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\% V_N$ (O.9.2.1)	1
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO (O.9.2.2)	2
Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO (O.9.2.3)	3
Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno (O.10.3.1)	4
Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO (O.9.1.4)	5
Set point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$) (O.9.1.1)	6
Regolazione $Q=f(V)$ (O.9.1.3)	6
Regolazione $\cos\phi=f(P)$ (O.9.1.2)	6
Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno (O.10.3.2)	7

Gli indici numerici in colonna rappresentano la priorità di attivazione fra più funzioni. Più è basso l'indice più è alta la priorità. Qualora venga richiesta l'attivazione di una funzione mentre un'altra funzione **non** compatibile risulta già attiva, il CCI dovrà disciplinare la situazione adottando il seguente comportamento:

- se la nuova funzione ha priorità esecutiva maggiore o uguale (ovvero indice numerico minore o uguale) alla funzione già attiva la nuova funzione viene attivata con contestuale disattivazione della precedente funzione;
- se la nuova funzione ha priorità minore (indice numerico maggiore) della funzione già attiva la nuova funzione non viene attivata

Qualora l'azione contemporanea di funzioni di regolazione compatibili porti a raggiungere i limiti tecnici dell'impianto, il CCI attuerà prima la funzione di priorità esecutiva maggiore e solo successivamente, nei limiti di capability residui, la funzione di priorità minore.

Se una grandezza elettrica non è soggetta all'azione di alcuna funzione di regolazione, la stessa si porta alle condizioni di funzionamento nominali definite per lo specifico impianto.

Le funzioni di limitazione di potenza attiva in presenza di transitori di sovrافrequenza e/o di aumento di potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete (vedi punti 8.8.6.3.2 e 8.8.6.3.3 della norma CEI 0-16) che sono **implementate a livello di singola macchina sono prioritarie** rispetto a qualsiasi altra funzione di regolazione, autonoma o asservita. Pertanto, se la suddetta funzione diventa operativa, il controllore proprio di ciascuna macchina dovrà dare priorità al controllo della frequenza.

Analoga priorità ha la funzione di teledistacco, nell'ambito della partecipazione ai piani di difesa.

L'impostazione delle priorità deve essere prevista a logica variabile, al fine di permettere la modifica dell'ordine delle stesse qualora si rendesse necessario cambiarlo, per ragioni dettate o da problematiche di rete o da evoluzione nei servizi di mercato.

Ogni variazione delle impostazioni deve essere registrata nei log dell'apparato.



O.12. Schemi di installazione del CCI

Nelle figure che seguono sono riportati alcuni schemi semplificati di possibili soluzioni impiantistiche del CCI: essi devono essere considerati solo come esempi per facilitare la comprensione del presente allegato.

Lo schema di fig. O.6 fa riferimento al caso in cui il DG e il DI coincidano; la figura O.7 fa invece riferimento al caso in cui DG e DI siano separati e posizionati in punti differenti dell'impianto.

Infine la figura O.8 fa riferimento a una tipica configurazione di impianto fotovoltaico con più unità generatrici sottese a un solo trasformatore. Ciascuna unità generatrice è dotata di proprio DI.

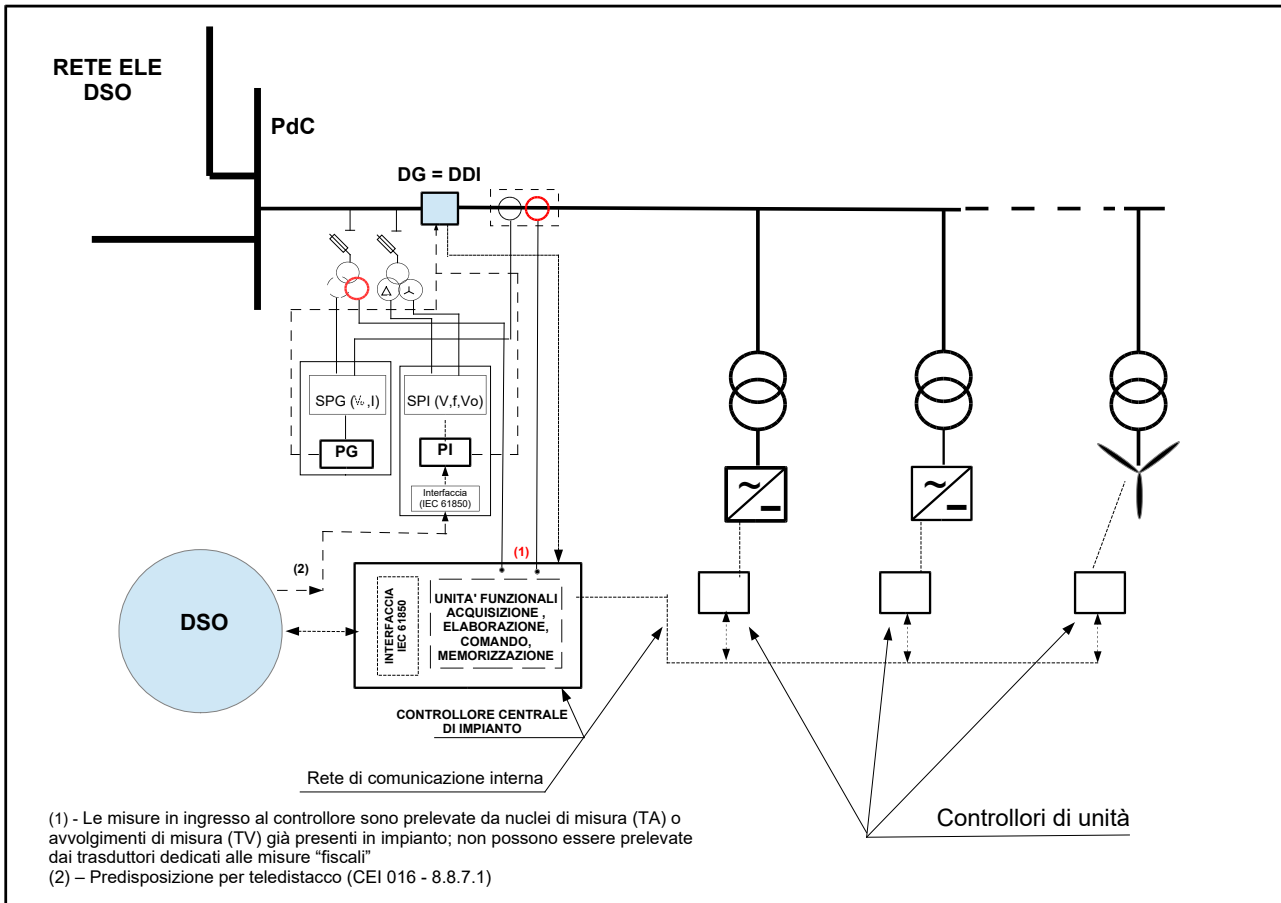


Fig. O.6 - Schema semplificato della soluzione impiantistica nel caso: DG=DI

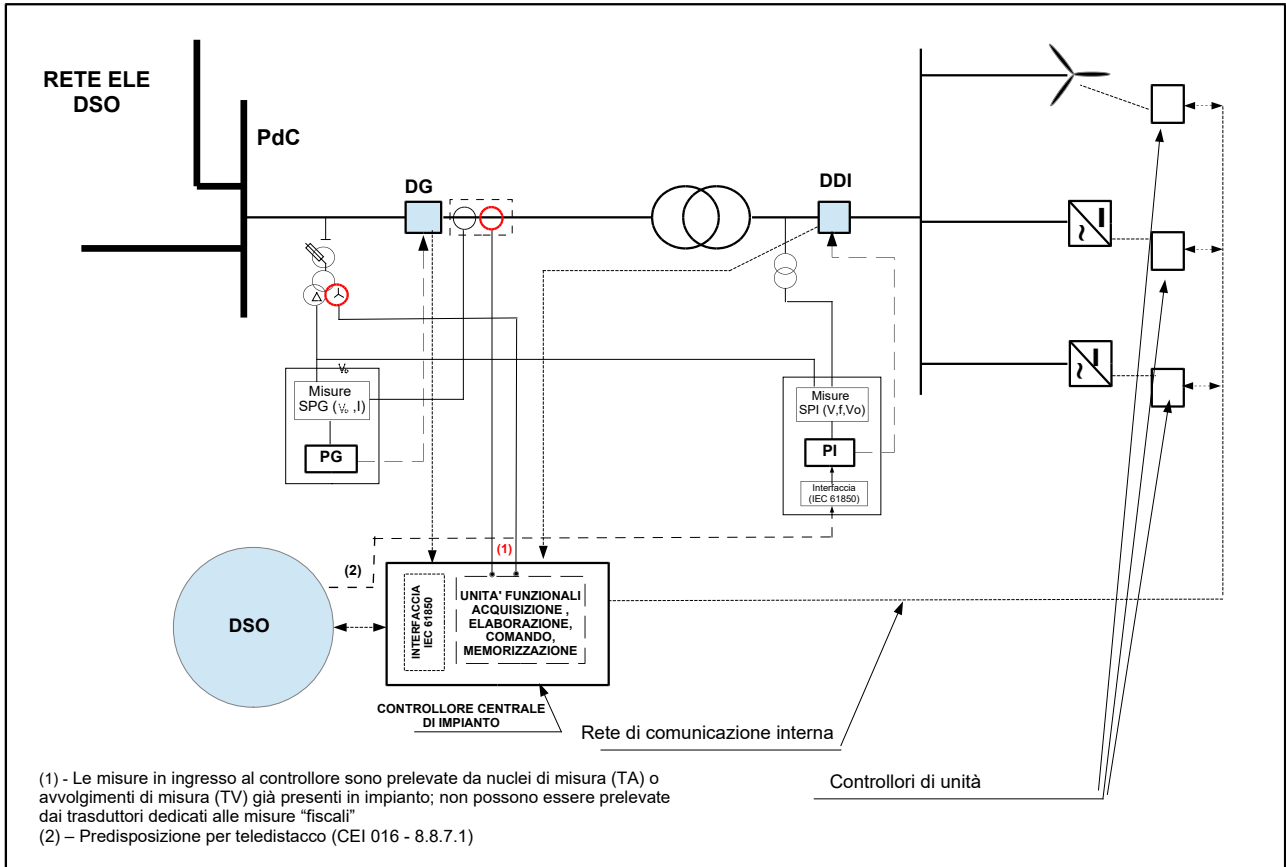


Fig. O.7 - Schema semplificato della soluzione impiantistica nel caso: DG≠DI

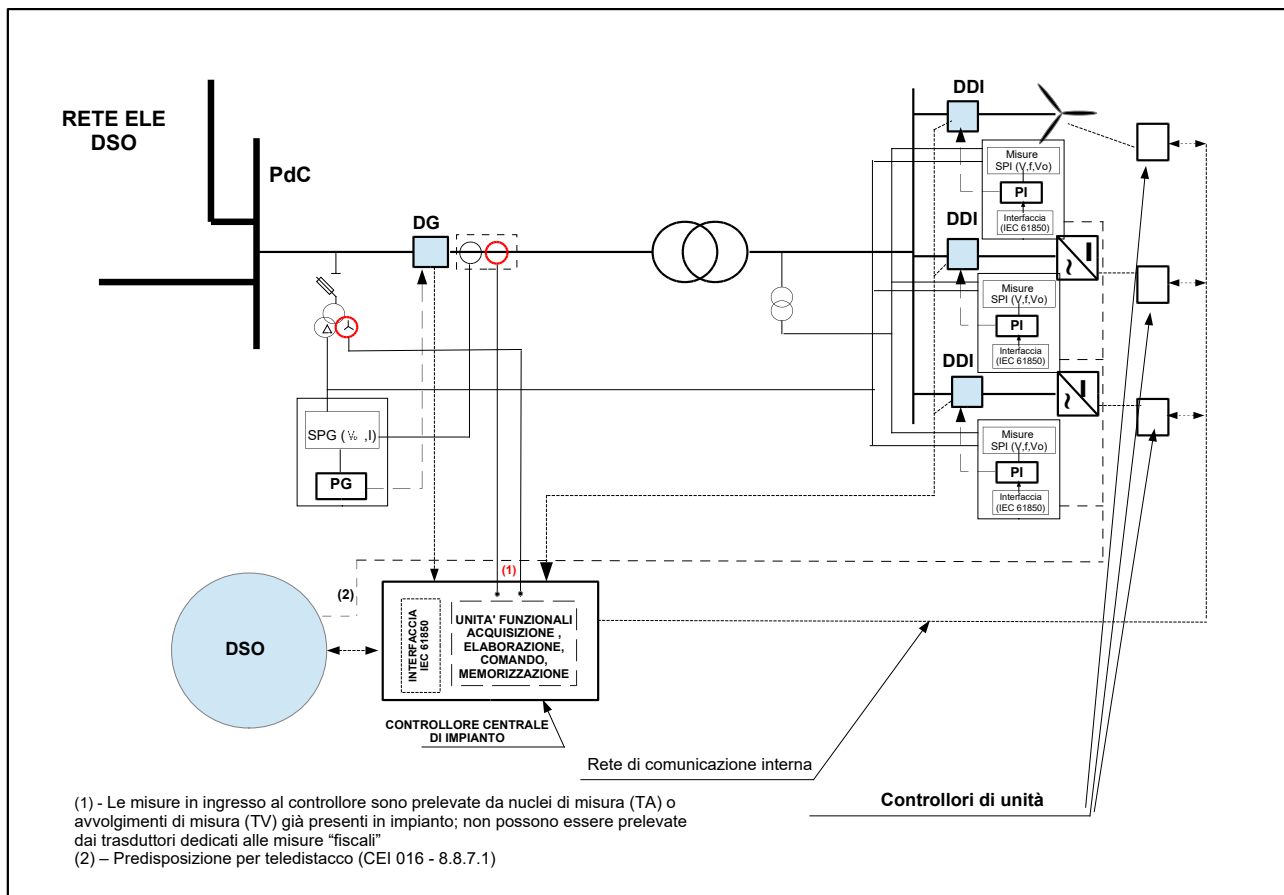


Fig. O.8 -Schema semplificato della soluzione impiantistica per un impianto di generazione con più unità generatrici e più DI sottese a un solo trasformatore

O.13. Principali caratteristiche tecniche del CCI

È richiesto che il CCI sia un componente di tipo industriale che rispetti le caratteristiche di robustezza, isolamento, compatibilità ambientale, compatibilità elettromagnetica, nonché ogni altra prescrizione di buona norma tecnica riferibile all'ambiente ed alle modalità in cui il dispositivo dovrà operare.

O.13.1. Interfacce

Il CCI deve disporre di distinte interfacce di rete destinate ai servizi di comunicazione fra il CCI, il DSO ed eventuali ulteriori operatori esterni abilitati al controllo da remoto. La comunicazione verso gli elementi costituenti l'impianto deve essere predisposta su interfacce separate ⁽³⁸⁾.

Devono essere assicurati tutti gli aspetti di sicurezza (cybersecurity) secondo le indicazioni fornite nell'Allegato T della presente Norma CEI 0-16.

Le modalità di integrazione del CCI nell'architettura della rete di comunicazione esulano dalle prescrizioni di questo Allegato. Si veda comunque quanto precisato nella nota (15).

Il traffico dati fra le interfacce del CCI deve essere escluso, ovvero nessun servizio interno al CCI deve consentire l'inoltro del traffico dati fra le interfacce di comunicazione. Il CCI non deve attuare funzioni di switch o di bridge rispetto al traffico dati transitante sulle proprie interfacce e deve essere progettato in modo da assicurare il rispetto di questa condizione.

⁽³⁸⁾ L'eventuale utilizzo di apparati di networking (router, switch, ecc.) a causa di complessità impiantistica e/o da esigenze di comunicazioni con attori esterni dovrà opportunamente integrarsi con il CCI senza degradare le prestazioni del CCI.



O.13.1.1. Caratteristiche fisiche delle interfacce

Il CCI deve disporre di:

- due distinte interfacce di rete verso l'esterno dell'impianto (vedi O.13.1.1.1);
- di una interfaccia per i servizi di configurazione e manutenzione (vedi O.13.1.1.2);
- di ulteriori interfacce secondo le esigenze per la connessione agli elementi d'impianto

la cui caratterizzazione è riportata nei paragrafi a seguire.

O.13.1.1.1 Interfacce di rete verso l'esterno

Per la gestione delle comunicazioni verso l'esterno il CCI deve prevedere due distinte interfacce di rete, di tipologia ethernet conforme allo standard IEEE 802.3-2015, in modo da distinguere in modo chiaro i servizi ad esse associate.

Le interfacce di rete devono essere così distinte:

Eth_A) Comunicazione verso il DSO

Eth_B) Comunicazione verso ulteriori attori abilitati alla connessione remota ⁽³⁹⁾

La suddetta interfaccia di rete EthB deve essere di base del tipo 10BaseT / 100BaseTX auto negotiation, auto MDI/MDIX ⁽⁴⁰⁾

L'interfaccia di rete Eth_A deve essere del tipo 100BaseFX, realizzata con tecnologia di tipo ottico con connettore doppio LC per fibra multimodale 1310 nm.

Le interfacce di rete devono inoltre supportare servizi di comunicazione basati su:

- protocolli TCP/ IPv4 (obbligatorio) ed eventualmente IPv6 (facoltativo)
- protocolli della famiglia IEC 61850 (MMS, GOOSE)
- SSL client e server (con supporto TLS 1.2 e superiori in accordo con gli standard IEC 62351-4, -8 e -9)
- funzionalità DHCP e DNS Forwarding

Lo stato di queste due interfacce di rete (stato del link fisico e del link dati) deve essere reso disponibile nei log di apparato (vedi punto O.14). La verifica del link dati deve consentire di rilevare la presenza o l'assenza del servizio logico di comunicazione.

Per entrambe le interfacce l'accesso ai servizi logici deve rispondere ai criteri di sicurezza (cyber security) definiti in Allegato T.

O.13.1.1.2 Interfaccia per i servizi locali di Configurazione e Manutenzione del CCI

L'interfaccia è dedicata alle attività di prima configurazione o manutenzione di apparato in caso di recovery

Questa interfaccia può essere realizzata con tecnologia seriale o porta USB.

È esclusa la tecnologia di comunicazione IP per ragioni di sicurezza.

Su tale porta devono essere implementate tecnologie per il riconoscimento degli utenti che chiedono l'accesso all'apparato, al fine di assicurare una efficace protezione contro gli accessi non autorizzati.

⁽³⁹⁾ Utente Remoto e/o Aggregatore

⁽⁴⁰⁾ La porta può essere predisposta come modulo transceiver innestabile di tipo small form-factor pluggable (SFP).



O.13.1.2. Servizi logici di comunicazione con il DSO

L'interfaccia di rete Eth_A verso il DSO deve rendere possibile l'interscambio di informazioni (misure, segnali e comandi) attraverso un canale logico di comunicazione secondo standard EN 61850, con le modalità previste nell'Allegato T e sommariamente richiamate in Appendice A (Interscambio di informazioni e comandi fra DSO e CCI).

Tali segnali di interscambio devono interagire solo col CCI: nessuna interazione diretta con le apparecchiature e i dispositivi di manovra/protezione dell'impianto deve essere prevista.

La disponibilità del canale di comunicazione consente di rendere tutte le funzioni di regolazione idonee al funzionamento asservito. I parametri che caratterizzano le funzioni di regolazione nonché lo stato di attivazione/disattivazione delle stesse devono essere acquisiti direttamente dal CCI, sempre attraverso il canale di comunicazione EN 61850.

L'aggiornamento di qualsiasi dato previsto nel data model descritto in Allegato T, indipendentemente dalla causa che ha portato alla modifica del dato, deve essere reso tempestivamente disponibile ai servizi logici di comunicazione verso il DSO ed ai servizi logici di comunicazione verso gli attori abilitati alla connessione remota.

Nel caso il CCI assolva funzionalità di controllo e si verifichi la perdita della comunicazione con il DSO, il CCI deve automaticamente passare ad una modalità di funzionamento preconfigurata. Il passaggio a tale modalità di regolazione autonoma dovrà avvenire non prima di un tempo predefinito, sufficiente ad assicurarsi che la perdita della comunicazione sia definitiva. Nel momento in cui la comunicazione viene ripristinata, il CCI deve tornare ad attuare quanto richiesto dal DSO.

Le modalità di funzionamento preconfigurate nonché il tempo di attesa per il passaggio a tale modalità sono concordate con il DSO attraverso il regolamento di esercizio⁽⁴¹⁾.

Si deve altresì tener conto di quanto indicato nell'Allegato T riguardo alle prescrizioni di cybersecurity relative ai suddetti servizi.

O.13.1.3. Servizi logici di comunicazione con attori abilitati alla connessione remota

L'interfaccia di rete Eth_B è dedicata ai servizi logici di comunicazione verso gli attori abilitati alla connessione remota. Fatte salve le prescrizioni già richiamate al punto O.13.1.1 e nel resto del presente allegato per quanto applicabile al servizio di comunicazione con gli attori esterni abilitati, questo allegato non disciplina le modalità di scambio dati attraverso questa interfaccia. Si deve comunque tener conto comunque di quanto indicato nell'Allegato T riguardo alle prescrizioni di cybersecurity relative ai suddetti servizi, applicabili a protocolli normati da enti o organismi internazionali, quali IEC, ITU-T, IETF.

L'aggiornamento di qualsiasi dato previsto nel data model descritto in Allegato T, indipendentemente dalla causa che ha portato alla modifica del dato, deve essere reso tempestivamente disponibile ai servizi logici di comunicazione verso il DSO ed ai servizi logici di comunicazione verso gli attori abilitati alla connessione remota.

Qualora vengano attivate le funzionalità per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (vedi paragrafo *O.10.3. Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (PF3)*), i servizi logici di comunicazione con l'Aggregatore sono associati di base alla stessa interfaccia di rete Eth_B⁽⁴²⁾.

⁽⁴¹⁾ Il DSO, tramite Regolamento di Esercizio, stabilisce quali funzioni debbano essere configurate per attivarsi in modalità autonoma in caso di perdita della comunicazione. Queste funzioni si attiveranno rispettando le regole di priorità già definite in O.11 e resteranno attive sino al ritorno della comunicazione.

⁽⁴²⁾ Il modello attualmente considerato esclude che vi siano più Aggregatori contemporaneamente interfacciati alla medesima risorsa di GD



In caso di perdita della comunicazione con l'Aggregatore, il CCI deve automaticamente passare ad una modalità di funzionamento pre-configurata. Il passaggio a tale modalità di regolazione autonoma dovrà avvenire non prima di un tempo predefinito, sufficiente ad assicurarsi che la perdita della comunicazione sia definitiva. Nel momento in cui la comunicazione viene ripristinata, il CCI rende nuovamente disponibili i servizi logici di comunicazione con l'Aggregatore.

La modalità di funzionamento pre-configurata nonché il tempo di attesa per il passaggio a tale modalità sono concordate con l'Aggregatore, previa verifica con il DSO ⁽⁴³⁾.

O.13.1.4. Interfaccia del CCI con gli elementi di impianto

L'interfaccia verso gli elementi dell'impianto coordinati dal CCI deve permettere l'interscambio di informazioni con gli stessi attraverso una (o più) reti di comunicazione interne (hardwired, seriale, ethernet), che trasportano informazioni tramite protocolli industriali (modbus RTU, modbus TCP, 61850, ecc.) idonei per caratteristiche ad assicurare le prestazioni richieste.

La scelta della tipologia e l'architettura delle reti di comunicazione interne all'impianto è lasciata all'Utente, in funzione delle prestazioni funzionali a cui il CCI dovrà rispondere ⁽⁴⁴⁾.

In nessun caso potranno essere utilizzate le interfacce di rete riservate Eth_A ed Eth_B.

La presenza di comunicazione fra il CCI e gli elementi di impianto deve essere costantemente monitorata dal CCI.

O.13.1.5. Interfaccia degli elementi di impianto verso il CCI

Gli elementi di impianto, per potere essere monitorati e coordinati dal CCI, devono prevedere una interfaccia per consentire l'interscambio di informazioni fra gli elementi di impianto e il CCI.

La presenza di comunicazione fra gli elementi di impianto ed il CCI deve essere costantemente monitorata dagli stessi elementi.

Quando il CCI è operativo ed il canale di comunicazione è attivo, gli elementi da lui coordinati devono operare in modalità di funzionamento assoggettata al CCI.⁽⁴⁵⁾

In caso contrario, gli elementi di impianto operano secondo le funzioni di regolazione previste nella presente Norma CEI 0-16 per i singoli apparati.

In questo modo, pur venendo meno la funzione di regolazione delle grandezze al punto di connessione secondo la logica di controllo governata dal CCI, è possibile, grazie alle logiche implementate sui singoli elementi, utilizzare le capability di supporto alla rete integrate negli stessi elementi, come previste dalla presente Norma CEI 0-16.

O.13.2. Ingressi di misura

Il CCI deve essere dotato, direttamente o per il tramite di opportuni dispositivi di trasduzione, acquisizione e misura, di un numero adeguato di ingressi atti a ricevere segnali per le misure di V, P, Q al PdC richieste al capitolo O.8.3, nonché delle misure richieste ai capitoli O.8.4 e, se applicabile, al capitolo O.8.5, in tutti i casi rispettando i requisiti ivi prescritti in termini di accuratezza delle misure, frequenza di aggiornamento e tipologia di misure.

⁽⁴³⁾ L'aggregatore stabilisce, in accordo con il proprietario dell'impianto ed il DSO, quali funzioni debbano essere configurate per attivarsi in modalità autonoma in caso di perdita della comunicazione. Queste funzioni si attiveranno rispettando le regole di priorità già definite in O.11 e resteranno attive sino al ritorno della comunicazione.

⁽⁴⁴⁾ Ad esempio, se l'impianto deve partecipare ai Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno) la rete di comunicazione interna deve presentare caratteristiche prestazionali, coerenti con i servizi richiesti e con le tempistiche necessarie.

⁽⁴⁵⁾ Deve comunque essere preservata la sicurezza dell'impianto; di conseguenza deve essere garantita al produttore la gestione dell'impianto in accordo con i relativi vincoli di sicurezza e corretto funzionamento,



O.13.2.1 Prescrizioni relative ai trasduttori ed ai convertitori di misura

Sono richieste le seguenti prestazioni:

- Classe di precisione del convertitore di misura $\leq 0,2$;
- Classe di precisione per i TA e TV: $\leq 0,5$;
- Prestazione nominale (ove applicabile): 5 o 10 VA.

Il rilevamento delle misure si potrà effettuare anche mediante l'utilizzo di trasduttori non convenzionali conformi alle prescrizioni della presente Norma ed alla classe di precisione sopra indicata.

Nel caso vengano utilizzati trasduttori di misura comuni ad altri servizi, quali misura o protezione, deve essere assicurata l'assenza di interferenze fra i rispettivi utilizzi, adottando, se necessario, avvolgimenti o nuclei dedicati. È esclusa la possibilità di utilizzare i TA e TV dedicati alle misure di tipo fiscale. Per le misure di P prodotta dall'impianto aggregata per fonte e per le misure di P delle unità di generazione indicate al paragrafo O.8.4. *Misure per l'osservabilità della rete MT di interesse del TSO (PF1) comma c)*, laddove fossero necessari TA, TV e Convertitori di misura, questi devono avere le stesse caratteristiche indicate per le misure al PdC.

Con tali prestazioni si ottempera ai requisiti di accuratezza richiesti dall'Allegato A.6 al Codice di rete, Tabelle 5 e 6. Prestazioni differenti sono accettabili purché l'accuratezza delle misure da rendere disponibili all'interfaccia del CCI con il DSO siano congruenti con quanto richiesto da detto allegato.

O.13.3. Alimentazione

I circuiti di alimentazione del CCI e degli associati apparati per la comunicazione dati devono essere alimentati da una sorgente di tensione ausiliaria, la cui disponibilità deve essere garantita da un UPS o batterie in tampone per almeno un'ora ⁽⁴⁶⁾.

O.13.4. Aggiornamento firmware/software

Il CCI deve prevedere l'aggiornamento del proprio firmware/software attraverso appropriata procedura al fine di correggere errori e/o vulnerabilità dello stesso.

L'attività di aggiornamento del firmware/software potrebbe comportare disservizi nelle funzionalità del CCI (ad esempio interruzione delle funzioni di monitoraggio e regolazione), nonché causare malfunzionamenti (ad esempio comportamenti anomali o mancato riavvio dell'apparato).

Il CCI deve quindi permettere l'aggiornamento del proprio firmware/software solo a valle di una procedura che:

- i. disattivi le funzionalità del CCI in modo controllato,
- ii. certifichi la piena integrità ed originalità del nuovo firmware/software mediante procedura di verifica della firma digitale dello stesso, basata su certificato del Costruttore dell'apparato
- iii. controlli, mediante le modalità di autenticazione descritte nell'allegato T, le credenziali e le autorizzazioni dell'Utente che attiva la procedura di aggiornamento.

La procedura ⁽⁴⁷⁾ deve essere attivata solo dall'Utente, previa comunicazione informativa al DSO (ed ad eventuali ulteriori operatori esterni abilitati). Le modalità e le tempistiche con cui effettuare tale informativa saranno concordate con il DSO e riportate nel Regolamento di esercizio.

⁽⁴⁶⁾ Nel caso b) la prescrizione riguarda la sezione di apparato deputata a fornire le funzionalità del CCI.

⁽⁴⁷⁾ Al fine di assicurare un processo di aggiornamento sicuro, sarebbe opportuno che la procedura definita dall'Utente, in coordinamento con il Costruttore dell'apparato, preveda di:

- proteggere il processo di aggiornamento attraverso una procedura di autenticazione delle entità coinvolte basata infrastruttura a chiave pubblica;
- proteggere opportunamente le immagini di backup a riposo su repository dedicate accessibili solo previa autenticazione;
- proteggere il processo di trasporto dell'immagine attraverso un opportuno canale cifrato;
- proteggere le credenziali di autenticazione dell'Utente che attiva la procedura di aggiornamento, attraverso un'area sicura del device, permettendo di cambiarle.



L'attività di aggiornamento del firmware/software deve essere registrata nel Data logger di sistema. Nessuna fase della procedura deve cancellare i dati presenti nel suddetto Data logger.

Ulteriori prescrizioni relative alla cybersecurity sono contemplate nell'Allegato T.

O.13.5. Orologio interno e sincronizzazione

Il CCI deve essere dotato di un ricevitore GPS al fine di acquisire e mantenere sincronizzato l'orario.

L'orario sarà espresso con riferimento al tempo UTC (Coordinated Universal Time), fuso orario di Greenwich ⁽⁴⁸⁾. L'incertezza del riferimento temporale non può essere superiore a +/- 100 ms.

In assenza momentanea di sincronismo esterno o in caso di disalimentazione, l'orologio interno del CCI dovrà mantenere l'orario con una deriva massima ammessa di 1s/giorno in tutto l'intervallo delle temperature di funzionamento ammesse.

Nel caso il ricevitore GPS non fosse direttamente integrato nel CCI, il protocollo di comunicazione per la sincronizzazione temporale ed i relativi aspetti di cyber security vengono trattati nell'Allegato T.

O.13.6. Autodiagnostica

Il CCI deve includere le funzioni di autodiagnostica necessarie a rilevare e segnalare le eventuali anomalie di funzionamento interne al sistema o localizzabili nell'interfaccia con i sistemi con cui si interconnette, anomalie che possono compromettere il normale svolgimento delle funzioni cui il CCI è destinato.

In caso di anomalie sulle interfacce (inclusa l'assenza di comunicazione) la funzione di autodiagnostica deve prevedere una procedura di controllo che, una volta rilevata l'anomalia, disattivi la modalità di funzionamento asservita e/o le funzioni di regolazione eventualmente attive e attivi le funzioni di regolazione autonome, utilizzando i parametri specificamente definiti per tali regolazioni in fase di configurazione.

Qualora venga autodiagnosticata una anomalia nell'hardware o nel software del CCI tale da rendere la funzione di regolazione non operativa alle condizioni di specifica, la funzionalità del CCI deve essere disattivata automaticamente, così che gli elementi di impianto da esso controllati possano passare a funzionare nella loro modalità autonoma.

In caso di anomalie relative alle funzionalità di monitoraggio, le indicazioni di qualità associate alle misure devono essere appropriatamente valorizzate.

Nel caso di intervento della funzione di autodiagnostica con conseguente fuori servizio del CCI, deve essere previsto appropriato segnale di allarme da registrare nel Data Logger completo di ogni indicazione diagnostica disponibile (vedi O.14).

O.13.7. Cybersecurity Hardware

Il CCI non deve esporre porte fisiche di test attive.

Il CCI deve inoltre essere protetto contro possibili manomissioni con soluzioni appropriate quali ad esempio:

- Circuiti che invalidano la NVRAM quando viene aperto l'involucro
- Sensori che bruciano fusibili di sicurezza quando viene rilevata la luce
- Sensori che attivano un avviso quando viene modificata la posizione del dispositivo
- Copertura epossidica dei componenti del circuito core
- Avvisi generati quando componenti interni vengono rimossi dal dispositivo

⁽⁴⁸⁾ In coerenza a quanto previsto nel Codice di Rete, allegato A.13, paragrafo 6.1.3.4



O.13.7.1. Bootloader

Devono essere disabilitate le funzionalità interattive di avvio offerte dal bootloader e deve essere preclusa la possibilità di modificare le configurazioni dello stesso bootloader.

Qualora fosse utilizzata una password di blocco del bootloader, questa protezione non deve essere aggirata facilmente.

Inoltre, il Bootloader deve essere archiviato in una partizione sicura che non deve essere sovrascritta in fase di aggiornamento del firmware o accessibile / modificata dalla partizione del firmware stesso.

O.13.7.2. Asset Inventory

Il CCI deve essere predisposto per essere interfacciabile ad un'infrastruttura di Asset Inventory, come indicato nell'Allegato T alla presente Norma.

Inoltre, deve poter essere configurato al fine di rendere disponibile un elenco aggiornato dei campi utili alla sua identificazione univoca, attraverso il supporto di Application Programming Interfaces (API) dedicate.

O.13.10 Affidabilità

Devono essere rispettati i requisiti di affidabilità, intesi come disponibilità ("Availability"), espressi al Codice di Rete, allegato A.13 par. 6.2, ai quali deve ottemperare il soggetto a cui è attribuita la responsabilità dell'installazione e manutenzione degli apparati IED e del relativo collegamento verso il distributore, soggetto che verrà definito in esito al procedimento avviato con delibera ARERA 628/18/R/EEL.

O.14. Data logger

Deve essere prevista una funzione di memorizzazione degli eventi (data logger), con lo scopo di permettere la verifica della corretta disponibilità del CCI e del suo stato di funzionamento.

Il controllo del corretto funzionamento del CCI deve avvenire con la verifica di:

- presenza dell'alimentazione del CCI
- presenza/assenza della comunicazione verso il DSO
- presenza/assenza della comunicazione verso gli operatori esterni (stato del link fisico e del link dati)
- presenza/assenza della comunicazione verso gli elementi di impianto coordinati dal CCI (stato del link fisico e del link dati)
- funzionalità del CCI
- funzionalità dei dispositivi per la misura

L'esito della verifica deve essere registrato nel log del CCI.

Devono inoltre essere memorizzate le seguenti informazioni:

- stato (Ap/Ch) del dispositivo generale (DG)
- stato (Ap/Ch) del/dei dispositivo di interfaccia (DI)
- accensione/spegnimento (e relativa causa) del CCI
- aggiornamento firmware (compresa versione) ed aggiornamenti del firmware non riusciti;
- Connessioni e/o disconnessioni alla rete di comunicazione ad intervalli irregolari.
- Connessione a endpoint di servizio anomali o connessione a endpoint di servizio in momenti inappropriati.



- Una fingerprint del traffico di rete significativamente diversa dal normale (ad es. tali da connotare casi di port scanning, deep scanning, etc)
- Messaggi mal formati ed errori di verifica dell'autenticità dei messaggi
- Tentativi di autenticazione falliti
- Autenticazioni riuscite
- Modifica dell'ora del sistema
- Tentativi di modifica delle chiavi o delle credenziali non riusciti
- Modifiche a chiavi o credenziali.
- Ripristino dei registri di allarme o di errore;

Qualora fosse utilizzata una password di blocco del bootloader (secondo O.13.7.1), devono essere aggiunti i seguenti eventi:

- Tentativi di autenticazione al boot non riusciti
- Autenticazioni al boot riuscite;

Inoltre, con lo scopo di permettere la verifica delle ulteriori funzionalità distinte dal monitoraggio, devono essere memorizzate, nel caso, le seguenti ulteriori informazioni:

- stato di avvio/arresto/attivazione delle funzioni di regolazione ⁽⁴⁹⁾
- eventi che hanno causato l'emissione di comandi dal CCI verso gli elementi d'impianto da esso coordinati (quali superamento soglia 110% V_n, intervento di una funzione di regolazione, attuazione di un set-point, ecc)
- comandi da parte del DSO, con relativi parametri
- comandi da parte di eventuali ulteriori attori abilitati, con relativi parametri
- intervento della protezione generale (PG)
- intervento della protezione di interfaccia (PI)
- intervento della funzione che attua il piano di difesa (Teledistacco Allegato M)
- intervento della regolazione di sovra (e sotto frequenza) da parte delle macchine/unità controllate

La memorizzazione degli eventi sopra citati completi di data e ora (yyyy/mm/gg hh:mm:ss,d) deve estendersi per non meno di 2048 eventi ⁽⁵⁰⁾ e deve avvenire su un supporto interno non sovrascrivibile dall'Utente; deve essere consentita la lettura e l'esportazione dei dati in memoria mediante un'interfaccia resa disponibile dal costruttore del CCI (per esempio, software fornito a corredo).

L'accesso al data logger deve essere protetto con le usuali procedure (username/password, ecc.).

Per quanto concerne le logiche associate alla diagnostica dei circuiti Amperometrici/Volmetrici si rimanda a quanto già stabilito per il data logger associato alla PG ai punti C.3.2.9 e C.3.2.10 di questa Norma.

Il CCI deve consentire all'Utente la lettura remota dei file di log utilizzando un protocollo standard (ad esempio, utilizzando un sistema SIEM -Security Information Event Management- tramite protocollo syslog, secondo la RFC 5424).

⁽⁴⁹⁾ Si veda l'appendice App, O,1 per una descrizione degli stati operativi delle funzioni di regolazione

⁽⁵⁰⁾ In relazione alla complessità delle funzioni che il produttore volesse implementare sul CCI per l'ottimizzazione dell'impianto e/o per l'eventuale partecipazione al MSD il valore di 800 eventi può essere opportunamente incrementato.



O.15. Prove

Le prove da eseguire sul CCI al fine di verificare la conformità del CCI a quanto specificato in questo Allegato O sono:

- prove funzionali (O.15.1)
- prove di conformità generale (O.15.2)
- prove relative alla cybersecurity (O.15.3)

Qualora il CCI sia realizzato come funzionalità integrata in altri elementi d'impianto (ad esempio integrato come funzionalità aggiuntiva nel controllore dell'inverter di una unità di generazione operante come Master per le altre unità oppure funzionalità integrata in un dispositivo di protezione) le prove funzionali e le prove relative alla cybersecurity devono essere effettuate mantenendo abilitate le funzionalità di entrambi i dispositivi (funzionalità proprie del CCI e funzionalità del dispositivo integrante); le prove funzionali riguarderanno le funzionalità proprie del CCI assicurando nel contempo l'assenza di interferenze rispetto alle funzionalità previste per il dispositivo integrante e viceversa.

O.15.1. Prove funzionali

Lo scopo delle prove funzionali descritte nel presente paragrafo è quello di verificare la capacità del solo CCI di operare in accordo alle prescrizioni funzionali prescritte in base alle funzionalità che il CCI deve assolvere ⁽⁵¹⁾ (vedi capitolo O.6).

Deve essere verificata l'accuratezza della misura in accordo alla classe di precisione del convertitore di misura, l'immunità alle grandezze di disturbo ed il rispetto delle periodicità di aggiornamento.

Deve essere verificata la corretta comunicazione del CCI secondo standard IEC 61850, in base a quanto indicato nell'Allegato T, sia per la trasmissione dei segnali e delle misure che per la ricezione ed attuazione dei comandi.

Deve essere verificata la funzionalità di autodiagnostica di cui al punto O.13.6, verificando che vengano eseguite correttamente le procedure previste sia in caso di perdita di comunicazione IEC 61850 che in caso di degrado operativo del CCI.

Devono essere anche verificate le funzionalità del data logging come previste al punto O.14, nonché ogni altra funzionalità prescritta nel presente allegato in base alle funzionalità che il CCI deve assolvere.

Per le prestazioni di regolazione e controllo, sia in modalità autonoma che asservita, deve essere verificato, per ogni funzionalità del CCI, che modificando i parametri di opportuni segnali in ingresso al CCI caratterizzanti le singole funzioni che devono essere verificate, si presentino alle uscite comandi di controllo coerenti con la funzione richiesta.

Deve inoltre essere verificato che al decadere di ogni funzione imposta, il CCI ri-attivi la funzione di regolazione pre-configurata di default e presenti in uscita segnali ad essa coerenti.

Si deve infine verificare che in caso di interruzione della comunicazione dati il CCI, dopo il time-out di attesa stabilito, ri-attivi la funzione pre-configurata.

⁽⁵¹⁾ L'allegato O prevede sia funzioni obbligatorie (PF1) sia funzioni opzionali (PF2) sia funzioni facoltative (PF3): il CCI **deve essere verificato rispetto alle funzioni che lo specifico apparato è chiamato ad assolvere. In particolare, deve** sempre essere verificato rispetto alle funzionalità obbligatorie come richiesto alla data di pubblicazione di questa edizione dell'Allegato O dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL.



O.15.2. Prove di conformità generale

Le prove di conformità generale sono quelle di cui alla norma CEI EN 61557-12⁽⁵²⁾. Esse dovranno verificarne le prescrizioni con le modalità ivi previste.

La classe di temperatura di riferimento non deve essere inferiore a K55, come definita nella CEI EN 61557-12. Non è richiesta la qualifica di PMD-A.

Per i dispositivi integrati, valutando che le tematiche inerenti la sicurezza sono preminenti nel dispositivo ospitante (che è atteso presentare maggiori superfici esposte, propri input ed output, ecc) è necessario che l'integrazione del CCI avvenga nel quadro di riferimento della normativa del dispositivo integrante, rispettando nel contempo le prescrizioni della CEI EN 61557-12 per quanto applicabili ed utilizzando i livelli più severi in caso di sovrapposizione.

O.15.3 Prove relative alla Cybersecurity Hardware

Per quanto concerne gli aspetti relativi alla cybersecurity hardware del CCI, deve essere certificato almeno il livello 3 del grado di resistenza alla manomissione attraverso certificazioni standard del settore (*Federal Information Processing Standards - FIPS 140-2 "Security Requirements for Cryptographic Modules"*) ottenute da entità indipendenti.

O.15.4. Conformità dell'apparecchiatura

Il CCI deve essere dotato di marcatura CE.

La rispondenza ai requisiti elencati nei punti precedenti deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del Costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'art. 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere resa disponibile dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

Nel caso di dispositivi integrati, il report di prova deve riportare il dettaglio di tutte le prove ed i livelli di prova applicati riferiti al dispositivo nel suo complesso.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve avvenire presso un laboratorio accreditato secondo CEI UNI EN ISO/IEC 17025 da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il ACCREDIA).

Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

- a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure
- b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo caso (lettera b), le prove devono avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti della UNI CEI EN ISO/IEC 17065 o, in alternativa, sotto la sorveglianza e responsabilità del laboratorio accreditato ACCREDIA presso il quale sono state fatte le prove EMC.

⁽⁵²⁾ La norma CEI EN 61557-12 richiama, fra le altre, la norma IEC 61010-1 e le parti applicabili della stessa serie, fra le quali, considerando il ruolo di controllore svolto dal CCI, si ritiene opportuno segnalare la IEC 61010-2-201



Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del Costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

Le certificazioni di conformità agli standard della serie IEC 61850 devono essere rilasciate da un laboratorio accreditato dallo UCA User Group.

I test di conformità del profilo di trasporto sicuro definito dallo standard IEC 62351-3 sono descritti nella specifica tecnica IEC 62351-100-3 "Conformance test cases for IEC 62351-3, the secure communication extension for profiles including TCP/IP". Il relativo certificato di conformità deve essere rilasciato da un ente di certificazione accreditato.

Per la sicurezza del prodotto CCI è richiesta la certificazione ISASecure Embedded Device Security Assurance⁽⁵³⁾ (EDSA) v3.0.0 di conformità alle norme IEC 62443-4-1 "Security for industrial automation and control systems - Part 4-1: Secure product development lifecycle requirements" e IEC 62443-4-2 "Security for industrial automation and control systems - Part 4-2: Technical security requirements for IACS components".

Gli attestati di prova, le certificazioni e le dichiarazioni di conformità devono essere specifiche per le diverse funzionalità del CCI e devono essere disponibili in accordo alla priorità determinata dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL (funzioni obbligatorie in primis)

O.15.5 Prove di commissioning

Tali prove hanno lo scopo di verificare:

- che l'insieme CCI, rete di comunicazione interna di impianto, controllori e dispositivi di misura delle singole unità di generazione, sia configurato correttamente;
- che l'interfaccia fra CCI e DSO sia configurata in maniera da assicurare sia il trasferimento delle informazioni verso DSO sia il recepimento dei comandi da DSO (interoperabilità).

Il piano delle prove di commissioning relative all'interoperabilità deve essere concordato con il DSO di pertinenza e pianificato in relazione alle funzionalità attive sul CCI secondo le priorità stabilite da ARERA (funzionalità obbligatorie in primis).

Nel caso in cui la procedura del processo di aggiornamento del firmware non sia stata in grado di proteggere le entità basate su certificati, devono essere eseguite dette prove e/o altre prove funzionali che si rendessero necessarie atte a verificare la corretta operabilità del CCI.

⁽⁵³⁾ Nella nuova versione v3.0.0, il processo di certificazione EDSA prevede quattro livelli di garanzia (assurance) in funzione dei quali devono essere eseguite le seguenti analisi sul dispositivo CCI e sul relativo processo di sviluppo):

- Valutazione del processo di sviluppo:
 - Valutazione del processo di sviluppo della sicurezza relativo al dispositivo, componente essenziale per l'analisi di conformità a IEC 62443-4-1;
 - Valutazione degli output del processo di sviluppo della sicurezza funzionali al dispositivo;
- Valutazione del dispositivo:
 - Valutazione della sicurezza funzionale del dispositivo, componente essenziale per l'analisi di conformità a IEC 62443-4-2;
- Analisi di robustezza del dispositivo, costituita da un'analisi della robustezza dei protocolli di comunicazione.



APPENDICE App.O-1 (informativa)

Interscambio di informazioni fra DSO e CCI

App. O-1.1 Generalità

Lo scambio informativo con il DSO secondo standard EN 61850 è disciplinato nell'allegato T.

Al fine di esplicitare come associare le informazioni richieste nell'allegato T ai dati disponibili al CCI, vengono qui forniti alcuni esempi.

Lo scambio delle informazioni può avvenire su richiesta, oppure su base periodica.

I messaggi informativi sono concettualmente raggruppati in base al contenuto informativo trasportato nelle categorie indicate nella Tabella 1 dell'Allegato T qui ripresa nella seguente Tabella App.

Tabella App.O-1 - 1: Organizzazione dei messaggi da scambiare

<p>Messaggi relativi alle caratteristiche dell'impianto</p>	<p>Informazioni provenienti dall'impianto e riguardano la configurazione, le caratteristiche e le capacità nominali.</p> <p>Queste informazioni derivano dall'impianto e non sono oggetto di modifica da parte di processi remoti.</p> <hr/> <p>Trattasi dei dati della corrispondente sezione dell'allegato T da compilare sulla base di informazioni essenzialmente ricavabili dal Regolamento di Esercizio.</p> <p>Le informazioni sono divise in quattro parti (macro-blocchi):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Caratteristiche Generali di Impianto; - Caratteristiche dell'insieme dei Generatori; - Caratteristiche dell'insieme dei Carichi; - Caratteristiche dell'insieme dei Sistemi di accumulo. <p>Sono dati da immettere contestualmente con il Regolamento di esercizio ed essendo relativi alle caratteristiche statiche dell'impianto essi vanno aggiornati solo in presenza di modifiche di elementi di impianto che ne alterino le caratteristiche complessive.</p> <p>Sono anche i dati che permettono al DSO di calcolare le grandezze relative all'intero impianto e di costruire la caratteristica poligonale corrispondente.</p> <p>Per quanto riguarda la sezione "Funzioni di Regolazione disponibili" presente nel macro-blocco "Caratteristiche Generali di Impianto", si precisa che per i nuovi impianti, le funzioni di regolazione elencate sono tutte disponibili sul CCI in entrambi i modi previsti (Autonomo, Asservito) in quanto tale è la prescrizione della presente Norma. Nella tabella esse pertanto vanno dichiarate con l'acronimo: "Entrambi".</p> <p>Qualora il CCI fosse usato su impianti già esistenti che non consentano di attivare una specifica funzione o che non ne consentano l'utilizzo autonomo o asservito, tale informazione deve essere dichiarata utilizzando l'appropriato acronimo (NA=Non disponibile; Auton=solo autonomo; Asservito=solo asservito).</p>
--	---



Messaggi relativi allo stato operativo dell'impianto	<p>Informazioni che riguardano lo stato operativo dell'impianto e degli apparati fisici presenti in impianto, quali ad esempio le posizioni degli interruttori.</p> <p>Lo stato può modificarsi a seguito di eventi in impianto o a seguito di comando remoti.</p>
	<p>Trattasi dei dati che consentono al DSO di conoscere in tempo reale in quale condizione operativa si trovi l'impianto (in servizio o fuori servizio, in modalità di regolazione e quale) sia nel suo complesso sia negli elementi raggruppati per categorie.</p> <p>Sono dati che devono essere aggiornati ogni qual volta si presenta un cambiamento nelle condizioni operative di impianto.</p> <p>Sono quindi informazioni "dinamiche" non "statiche".</p> <p>Trattasi di segnalazioni tipo ON/OFF.</p> <p>Per quanto riguarda la sezione "Modalità di funzionamento dell'impianto" presente nel macro-blocco "Generali di Impianto" queste informazioni servono a indicare se e in quale funzione di regolazione l'impianto è operativo.</p> <p>La corrispondenza tra il "modo operativo" e gli acronimi utilizzati nell'Allegato T è il seguente:</p> <ul style="list-style-type: none">- A Riposo (Disattivo) =OFF;- Attivo=ON;- Operativo=ACT. <p>Per una migliore comprensione dell'uso di questi acronimi si rimanda alla figura App.O.1</p>
Messaggi relativi alle misure dell'impianto	<p>Valori analogici misurati direttamente o determinati tramite elaborazione di grandezze misurate, quali tensioni, correnti, potenze, ecc.</p>
	<p>Trattasi delle misure delle principali grandezze elettriche dell'impianto (P, Q, V) al punto di consegna, nonché le misure di potenza attiva (P) e potenza reattiva (Q) delle diverse unità di generazione suddivise e aggregate per fonte di generazione primaria (solare, eolico, accumulo, altre fonti, ecc.).</p>
Messaggi relativi ai valori dei parametri operativi	<p>Valori di riferimento necessari per l'operatività delle funzioni e degli algoritmi.</p> <p>I parametri sono impostati in fase di inizializzazione dell'apparato e possono successivamente essere modificati da remoto</p>
	<p>Trattasi delle informazioni che permettono di conoscere i parametri che caratterizzano le diverse funzioni di regolazione.</p> <p>Sono essenzialmente informazioni di tipo statico (i parametri caratterizzanti le funzioni sono inseriti contestualmente al regolamento di esercizio e, salvo modifiche chieste dal DSO, non vengono più modificati).</p> <p>I comandi di attivazione/disattivazione delle funzioni di regolazione richieste dal DSO vengono veicolati in questo gruppo di messaggi</p>



App. O-1.2. Esempio applicativo

Si faccia riferimento alla funzione di regolazione della potenza reattiva secondo la curva $Q=Q(V)$.

Nella fig. App.O.1 è rappresentato il caso di un impianto cui il DSO, a causa dell'innalzamento della tensione al PdC, chiede di attivare la funzione di regolazione $Q=Q(V)$

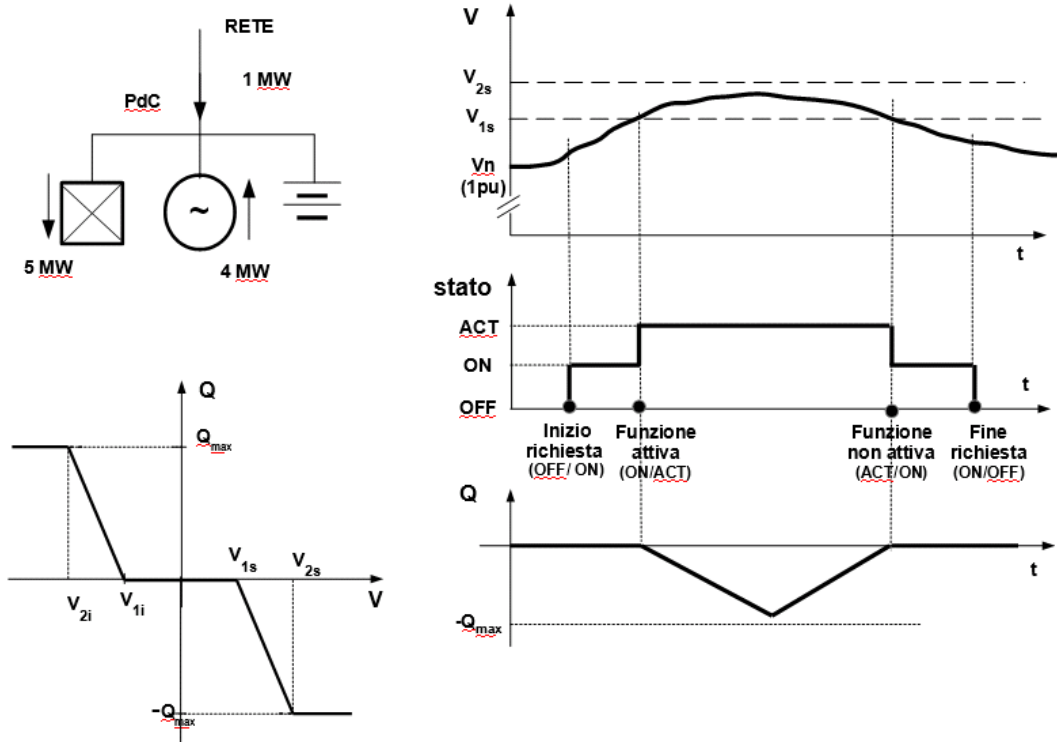


Figura App.O-1 - 1 – Esempio semplificato illustrante l'informazione da trasmettere attraverso il canale di comunicazione EN 61850 relativa al cambio di stato della funzione di regolazione $Q=Q(V)$ con l'uso degli acronimi utilizzati nell'allegato T.

La funzione passa al momento della richiesta del DSO dallo stato OFF allo stato ON: se sono verificate le condizioni di P attiva superiore alla soglia di lock-in e la tensione continua a crescere sino a superare il valore V_{1s} , la funzione si attiva (passaggio dallo stato ON allo stato ACT) al fine di fare aumentare l'assorbimento di potenza reattiva dall'impianto secondo la curva prestabilita $Q=f(V)$.

L'assorbimento di potenza reattiva continua a crescere sino a che la tensione si mantiene al di sopra del valore V_{1s} (sino a raggiungere la sua massima capacità $-Q_{max}$ qualora la tensione raggiungesse il valore V_{2s}).

Quando la tensione comincia a scendere l'assorbimento di potenza reattiva diminuisce secondo la curva $Q=Q(V)$ per poi cessare quando la tensione scende sotto il valore V_{1s} (condizione che determina il cambio di stato da ACT a ON).

Quando la tensione si stabilisce sotto il valore V_{1s} e il DSO valuta non più necessaria l'azione di regolazione lo stato della funzione passa dalla condizione ON a OFF.

Dai grafici in figura si individuano facilmente le informazioni di tipo dinamico dei parametri operativi dell'impianto che devono essere acquisiti dal CCI secondo quanto indicato nell'allegato T, modificati in funzione delle condizioni operative e resi disponibili al DSO sul canale di comunicazione standard EN 61850.

App. O-1.3. Riepilogo funzioni

Si riepilogano per comodità le funzioni di regolazione, la modalità di funzionamento e l'operatore che ha facoltà di governare lo stato ed i parametri delle funzioni.



App. O-1.3.1. Caso a: assenza di canale di comunicazione fra CCI, DSO ed eventuale Aggregatore.

Funzione di regolazione	Attivazione
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\%VN$	Autonoma, a cura Utente
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO	Non ammessa
Set-Point potenza attiva su comando esterno	Non ammessa
Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Set point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$)	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Regolazione $Q=f(V)$	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Regolazione $\cos\phi=f(P)$	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno	Non ammessa



App. O-1.3.2. Caso b: presenza di canale di comunicazione fra CCI, DSO ed eventuale Aggregatore.

Funzione di regolazione	Attivazione
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\%VN$	Autonoma, a cura Utente
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Set-Point potenza attiva su comando esterno	Asservita, con azione remota dell'Aggregatore ⁽⁵⁴⁾
Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Set point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$)	Asservita, con azione remota del DSO
Regolazione $Q=f(V)$	Asservita, con azione remota del DSO
Regolazione $\cos\phi=f(P)$	Asservita, con azione remota del DSO
Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno	Asservita, con azione remota dell'Aggregatore ⁽⁵⁵⁾

⁽⁵⁴⁾ Funzionalità di natura sperimentale.

⁽⁵⁵⁾ Funzionalità predisposta per eventuale utilizzo futuro



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

