

*Progetto*

**C. 1202**

*Data Scadenza Inchiesta*

**13-06-2017**

*Data Pubblicazione*

**2017-05**

*Classificazione*

**0- 16;V3**

*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



## **PREMESSA NAZIONALE**

La presente Variante V3 alla Norma CEI 0-16

- introduce l'Allegato O e l'Allegato T relativi alle prescrizioni tecniche rispettivamente per il Controllore Centrale di Impianto e per i segnali da esso scambiati con l'esterno in modo che le richieste provenienti all'impianto dell'utente attivo siano soddisfatte; le funzionalità ed i segnali prescritti sono quelli noti alla luce del contesto normativo e regolatorio consolidati al momento della pubblicazione della presente Inchiesta Pubblica; dato il panorama (europeo e nazionale) in rapida evoluzione, in questa inchiesta pubblica, oltre a consolidare i testi messi a punto sinora, si intendono acquisire commenti e informazioni circa eventuali nuove esigenze;
- integra gli Allegati C e D con le prescrizioni relative alla modalità per effettuare le verifiche e le prove funzionali in campo, sia di prima attivazione che periodiche, per il Sistema di Protezione Generale (SPG), sia esso integrato o no.

Oltre ad alcune modifiche editoriali, vengono infine correttamente precisati i riferimenti normativi da adottare per i sistemi di misura.

## **12.2 Caratteristiche dei sistemi di misura**

*Sostituire il secondo punto del primo elenco puntato con:*

- alla Norma CEI 13-71 "Sistemi di misura dell'energia elettrica (c.a.) – Guida alla composizione, installazione e verifica"

*Sostituire il punto 8 del terzo elenco puntato con:*

8) Norma CEI 13-71 "Sistemi di misura dell'energia elettrica (c.a.) – Guida alla composizione, installazione e verifica"

*Nel terzultimo capoverso sostituire la Norma CEI 13-4 con la Norma CEI 13-71*

## **12.3 Installazione del sistema di misura**

*Nel primo capoverso sostituire la Norma CEI 13-4 con la Norma CEI 13-71*

## **12.4 Requisiti funzionali del contatore**

*Nel terzultimo capoverso sostituire la Norma CEI 13-4 con la Norma CEI 13-71*

## **12.5 Attivazione e manutenzione del sistema di misura**

*Nel quarto capoverso sostituire la Norma CEI 13-4 con la Norma CEI 13-71*

## Allegato C (normativo)

### Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) non integrato per reti MT

*Alla fine dell'Allegato aggiungere i seguenti paragrafi.*

#### **C.4 Verifiche e prove funzionali in campo del SPG non integrato**

Il SPG non integrato deve essere sottoposto alle seguenti verifiche e prove funzionali in campo, sia alla prima attivazione sia periodicamente ogni 5 anni.

Il SPG ed i relativi TA-TO-TV/trasduttori devono essere sottoposti a verifiche in campo per controllare il loro corretto collegamento. Tali verifiche, costituite da iniezioni di corrente e tensione da effettuarsi obbligatoriamente al primario di TA-TO-TV/trasduttori con modalità precisate nel seguito, devono quindi essere effettuate con SPG alimentato e collegato come nelle effettive condizioni di servizio.

Il SPG deve inoltre essere sottoposto a prove funzionali in campo per verificarne il corretto funzionamento alle regolazioni richieste dal Distributore (soglie, tempi di intervento e settori angolari dell'eventuale protezione direzionale di terra). Tali prove funzionali, da condurre con SPG alimentato e regolato come nelle effettive condizioni di servizio (regolazioni in accordo alle richieste del DISTRIBUTORE e riportate nel Regolamento di Esercizio), possono essere effettuate:

- Per una PG che impieghi TA, TO, TV rispondenti alle Norme di prodotto (SPG non integrato), applicando correnti di fase, corrente residua ed eventuali tensioni di fase o residua (per la protezione 67N) mediante cassetta prova relè con iniezione al secondario direttamente agli ingressi della PG. Sono comunque ammesse prove funzionali con iniezione al primario di TA-TO-TV.
- Per un SPG integrato che non disponga di morsetti accessibili di iniezione secondaria, applicando correnti di fase, corrente residua ed eventuali tensioni di fase o residua (per la protezione 67N) agli ingressi primari dei trasduttori del SPG mediante cassetta prova relè e TA-TV elevatori, aventi rispettivamente classe di precisione 0,5 e 0,2 o migliore, connessi con gli avvolgimenti a corrente/tensione inferiore alle uscite della cassetta prova relè e con gli avvolgimenti a corrente/tensione superiore agli ingressi primari dei trasduttori del SPG integrato.
- Per un SPG integrato che disponga comunque di morsetti accessibili di iniezione secondaria, applicando correnti di fase, corrente residua ed eventuali tensioni di fase o residua (per la protezione 67N) mediante cassetta prova relè a tali morsetti, direttamente o con interposizione di opportuni convertitori. Sono comunque ammesse prove funzionali con iniezione al primario dei trasduttori di corrente e tensione.

Durante le prove funzionali il SPG deve inoltre essere lasciato connesso al DG in modo da verificare la continuità del circuito di apertura e la corretta apertura del DG stesso a fronte dello scatto di tutte le soglie di tutte le funzioni di protezione. A fronte di diversi scatti di una stessa soglia è sufficiente verificare l'apertura del DG una sola volta. Pertanto, dopo l'apertura del DG allo scatto di una soglia, il DG può restare aperto sino alla prova di scatto di un'altra soglia, prima della quale il DG dovrà essere richiuso allo scopo di verificarne l'apertura allo scatto di diversa soglia. Si precisa che i tempi di intervento da misurare durante le prove funzionali sono intesi del solo SPG, ad eccezione della prova funzionale del tempo relativo alla terza soglia della protezione di massima corrente per cui deve essere rilevato il tempo totale di interruzione (dall'istante di iniezione della corrente all'istante di apertura del DG).

Le prove funzionali per la verifica di soglie, tempi di intervento e settori angolari (dell'eventuale protezione direzionale di terra) possono essere eseguite una sola volta.

Tutte le verifiche e le prove descritte devono essere operate in condizioni di sicurezza. Inoltre, poiché durante tali verifiche e prove funzionali il SPG non può svolgere le funzioni di protezione generale per la rete elettrica dell'Utente, le verifiche e prove funzionali devono essere effettuate in assenza di tensione sui circuiti primari, richiedendo l'intervento del DISTRIBUTORE per mettere fuori tensione ed in sicurezza il cavo di collegamento nel caso in cui alcune misure del SPG siano effettuate a monte del DG. Per la messa a terra ed in cortocircuito dell'impianto AT (tensione superiore a 1 kV) si rimanda a quanto descritto al paragrafo 8.2.1.

#### **C.4.1 Verifiche in campo del SPG**

##### **C.4.1.1 Verifiche di continuità dei circuiti amperometrici di fase del SPG**

Tali verifiche vengono condotte con l'impiego di una cassetta prova relè per l'iniezione monofase di corrente al primario di ciascuno dei TA-I/TA-NI di fase. Iniettando una corrente di almeno 30 A, occorre verificare che la lettura della corrente di fase a display del SPG sia di valore corrispondente alla corrente iniettata su quella stessa fase. La verifica deve essere ripetuta per ciascuno dei restanti TA-I/TA-NI di fase.

##### **C.4.1.2 Verifica del corretto posizionamento del TO del SPG**

Per mezzo di ispezione visiva deve essere verificato che il TO del SPG sia attraversato dai tre conduttori di fase e che, per TO posizionato su cavi isolati, il collegamento di messa a terra della schermatura dei cavi attraversi il TO prima del collegamento alla terra.

##### **C.4.1.3 Verifiche di continuità del circuito secondario di corrente residua del SPG**

Tali verifiche vengono condotte con l'impiego di una cassetta prova relè per l'iniezione monofase di corrente al primario del TO. Per SPG che misura la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase, l'iniezione monofase di corrente deve essere fatta al primario di un TA-I/TA-NI di fase e poi ripetuta su ciascuno dei due restanti TA-I/TA-NI di fase. Iniettando una corrente di almeno 5 A occorre verificare che la lettura di corrente residua a display del SPG sia di valore corrispondente.

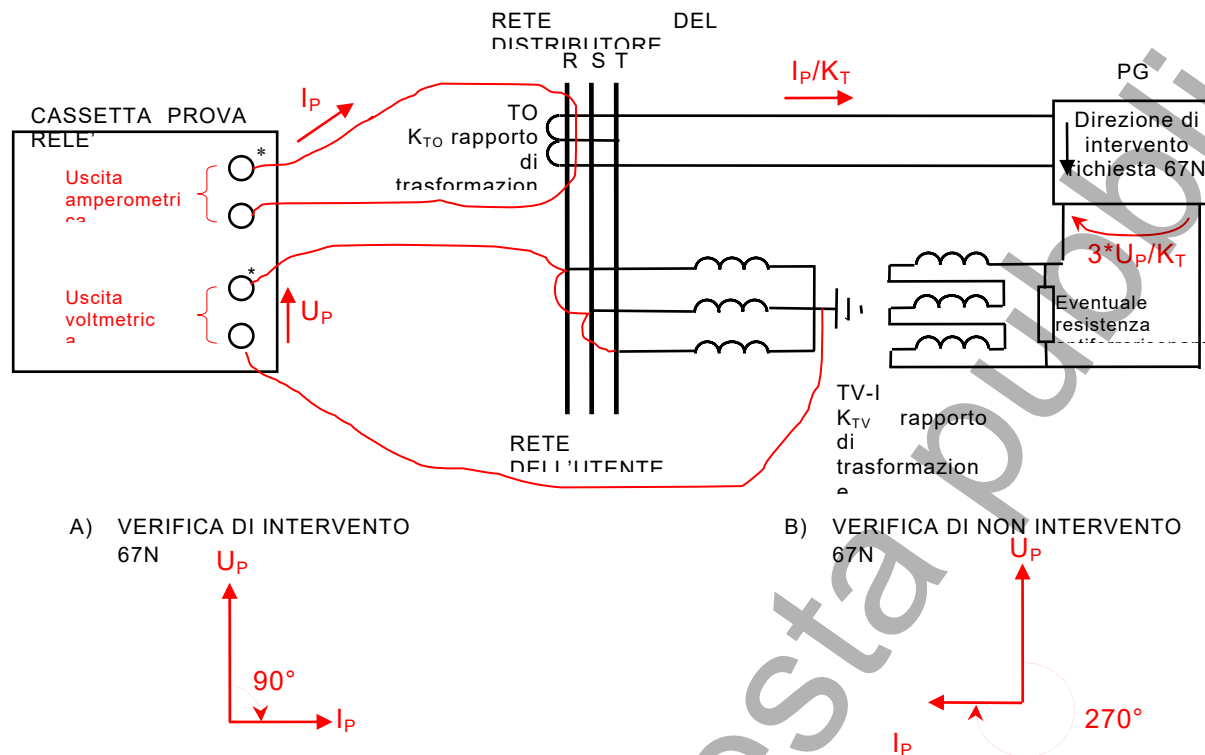
##### **C.4.1.4 Verifica di direzionalità della protezione direzionale di terra 67N (per SPG che impiegano la protezione 67N come protezione contro i guasti monofase a terra)**

Se il SPG impiega la protezione direzionale di terra 67N occorre verificarne la corretta direzionalità (da rete del DISTRIBUTORE verso rete Utente).

La verifica deve essere condotta iniettando corrente e tensione al primario dei trasformatori/trasduttori del SPG mediante cassetta prova relè con le seguenti modalità:

- L'uscita amperometrica della cassetta prova relè deve essere collegata in modo da iniettare corrente al primario del TO (o al primario di uno dei tre trasduttori di corrente di fase se il SPG calcola la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase). Il polo di riferimento dell'uscita amperometrica della cassetta prova relè deve essere collegato in modo che la corrente iniettata sia entrante al polo del primario del TO/TA-NI di fase installato verso la rete del DISTRIBUTORE.
- L'uscita voltmetrica della cassetta prova relè deve essere collegata in modo da applicare tensione al primario delle tre fasi, tra loro cortocircuitate, dei TV-I o TV-NI impiegati per la misura di tensione residua. Il polo di riferimento dell'uscita voltmetrica della cassetta prova relè deve essere collegato ai poli di fase primari (tra loro cortocircuitati) dei tre TV-I o TV-NI.

Lo schema di principio per la verifica della direzionalità della protezione 67N è riportato nella seguente figura 2.bis.



**FIGURA 2.bis:** schema di principio per la verifica di direzionalità della protezione 67N. Lo schema si riferisce ad un SPG con misura di corrente residua mediante TO sommatore e misura di tensione residua mediante TV-I stella-triangolo aperto. Per SPG che misura la tensione residua come somma vettoriale delle tre tensioni di fase misurate mediante TV-I o TV-NI, le connessioni voltmetriche della cassetta prova relè al primario dei TV-I o TV-NI sono identiche a quelle in figura. Per SPG che misura la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase misurate mediante tre TA-NI amperometrici, le connessioni amperometriche della cassetta prova relè sono identiche a quelle in figura con la sola eccezione che l'iniezione deve avvenire al primario di uno solo dei tre TA-NI.

Devono essere effettuate le due seguenti verifiche:

A) Mediante cassetta prova relè collegata come sopra descritto e con corrente e tensione inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente:

- una tensione ( $U_p$ ) di 250 V <sup>(1)</sup> a 50 Hz. Se tale tensione primaria non dovesse essere sufficiente per superare almeno il 120% delle regolazioni richieste dal DISTRIBUTORE per le soglie voltmetriche della protezione 67N, è ammesso ridurre le regolazioni di tali soglie al valore di  $0,8 \cdot 3 \cdot U_p / K_{TV}$  (in volt secondari) essendo  $K_{TV}$  il rapporto di trasformazione dei TV. La riduzione delle soglie voltmetriche non inficia la verifica della direzionalità della protezione 67N,
- una corrente ( $I_p$ ) a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della massima tra le due soglie amperometriche della protezione 67N e sfasata di  $90^\circ$  in ritardo rispetto alla tensione,

verificando l'intervento di entrambe le soglie della protezione 67N e che la lettura di tensione residua a display del SPG (ovvero misurata mediante strumento di misura ai morsetti del SPG) corrisponda a  $3 \cdot U_p / K_{TV}$  <sup>(2)</sup>.

B) Mediante cassetta prova relè collegata come sopra descritto e con corrente e tensione inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente:

- una tensione ( $U_p$ ) di 250 V <sup>(1)</sup> a 50 Hz. Se tale tensione primaria non dovesse essere sufficiente per superare almeno il 120% delle regolazioni richieste dal DISTRIBUTORE per le soglie voltmetriche della protezione 67N, è ammesso ridurre le regolazioni di tali soglie al valore di  $0,8 \cdot 3 \cdot U_p / K_{TV}$  (in volt secondari) essendo  $K_{TV}$  il rapporto di trasformazione dei TV. La riduzione delle soglie voltmetriche non inficia la verifica della direzionalità della protezione 67N,
- una corrente ( $I_p$ ) a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della massima tra le due soglie amperometriche della protezione 67N e sfasata di 270° in ritardo rispetto alla tensione,

verificando il non intervento di entrambe le soglie della protezione 67N.

Al termine delle verifiche di direzionalità riportare le regolazioni delle soglie voltmetriche della protezione 67N ai valori richiesti dal DISTRIBUTORE, in modo da consentire di effettuare le prove funzionali di seguito descritte nelle effettive condizioni di servizio del SPG.

NOTA 1 Nel caso più sfavorevole di rete a tensione nominale 27,5 kV e di tre TV stella-triangolo aperto con rapporto di trasformazione  $K_{TV} = (27500 : \sqrt{3}) / (100 : 3) = 476,3$ , applicando una tensione  $U_p = 250$  V al primario dei tre TV con poli primari tra loro cortocircuitati, la tensione residua  $U_s$  misurata dal relè (tensione ai capi del triangolo aperto) risulta  $3 \cdot U_p / K_{TV} = 3 \cdot 250 / 476,3 = 1,57$  V secondari.

NOTA 2 Eventuali deviazioni di lettura da tale valore indicano un'inversione di polarità nel collegamento a triangolo aperto.

#### **C.4.2 Prove funzionali in campo del SPG**

##### **C.4.2.1 Verifica della soglia e del tempo di intervento della prima soglia ( $I_T$ ) a tempo dipendente della protezione di massima corrente di fase (51).**

Se la prima soglia della protezione di massima corrente è richiesta dal DISTRIBUTORE, vanno effettuate le seguenti prove funzionali senza modificare i valori di taratura della PG.

A) Misura della soglia di intervento

1) con correnti di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 90% della soglia di intervento, verificando il non intervento.

2) aumentare la corrente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di avviamento, fino a verificare il valore di corrente che determina l'avviamento della soglia <sup>(3)</sup>.

B) Misura del tempo di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia di intervento  $I_T$  <sup>(4)</sup>. Il tempo registrato tra l'istante di applicazione della corrente e l'istante in cui il contatto di scatto della funzione cambia di stato rappresenta il tempo di intervento. Occorre verificare che il tempo registrato dalla cassetta prova relè corrisponda, a meno delle tolleranze, al tempo  $t'$  calcolato mediante la seguente formula:

$$t' = t_s \times \frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1}$$

in cui (v. anche figura 2.ter):

NOTA 3 Qualora non fosse disponibile un contatto di avviamento, è ammesso verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia.

NOTA 4 per protezioni con curva di intervento a tempo inverso, la soglia di intervento  $I_T$  (minimo valore di corrente che determina l'intervento della protezione) può essere compresa tra 1 e 1,3 volte la regolazione amperometrica  $I_s$  (CEI EN 60255-151). Il rapporto  $I_T/I_s$  è specificato dal costruttore del SPG.

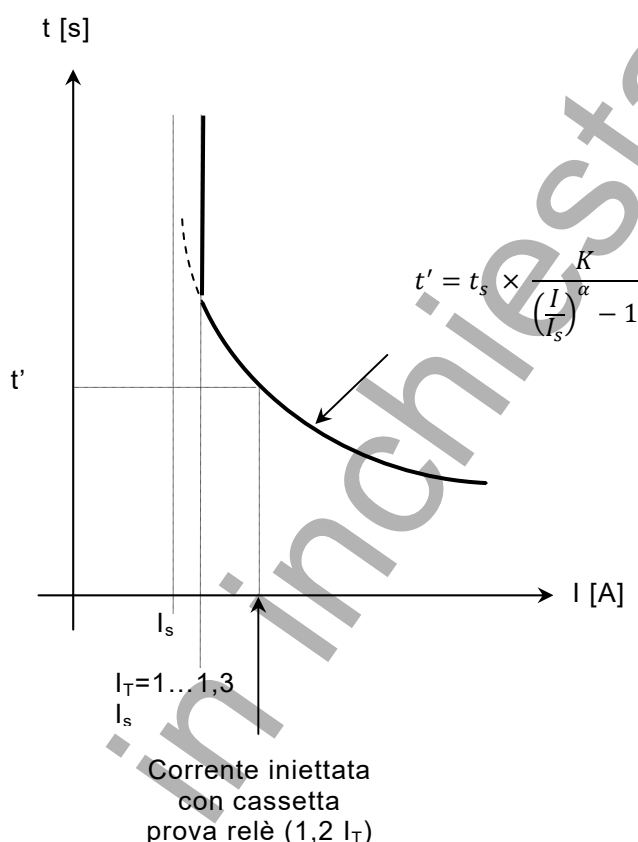
$I$  è la corrente applicata mediante la cassetta prova relè [A] che nella prova in considerazione è pari a  $1,2 I_T$

$I_s$  è la regolazione amperometrica [A]

$t_s$  è la regolazione per il tempo

$K$  e  $\alpha$  sono costanti che dipendono dal tipo di curva. I valori delle costanti  $K$  e  $\alpha$  per le curve normalizzate IEC/CEI EN 60255-151 sono riportati nella seguente tabella.

TIPO DI CURVA	K	$\alpha$
normalmente inverso - NIT	0,14	0,02
molto inverso - VIT	13,5	1
estremamente inverso - EIT	80	2



**Figura 2.ter**

Ripetere le prove di cui ai precedenti punti A) e B) ai restanti ingressi amperometrici di fase del SPG.

**C.4.2.2 Verifica della soglia e del tempo di intervento della seconda ( $I \gg$ ) a tempo indipendente della protezione di massima corrente di fase (51/50).**

Vanno effettuate le seguenti prove funzionali, senza modificare i valori di taratura della PG.

A) Misura della soglia di intervento

1) con correnti di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 90% della soglia regolata, verificando il non intervento.



2) aumentare la corrente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia.

B) Misura del tempo di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia regolata. Il tempo registrato tra l'istante di applicazione della corrente e l'istante in cui il contatto di scatto della funzione cambia di stato, rappresenta il tempo di intervento.

Ripetere le prove di cui ai precedenti punti A) e B) ai restanti ingressi amperometrici di fase del SPG.

#### **C.4.2.3 Verifica della soglia e del tempo di intervento della terza soglia ( $I_{>>>}$ ) a tempo indipendente della protezione di massima corrente di fase (51/50).**

Vanno effettuate le seguenti prove funzionali, senza modificare i valori di taratura della PG.

A) Misura della soglia di intervento

1) con correnti di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 90% della soglia regolata, verificando il non intervento.

2) aumentare la corrente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia.

B) Misura del tempo totale di interruzione

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente ad un ingresso amperometrico di fase una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia regolata. Il tempo registrato tra l'istante di applicazione della corrente e l'istante di apertura del DG rilevata alla commutazione dei relativi contatti ausiliari, rappresenta il tempo totale di interruzione che deve risultare non superiore a 120 ms (o altro valore come previsto in 8.5.12.7, casi 1-2-3).

Ripetere le prove di cui ai precedenti punti A) e B) ai restanti ingressi amperometrici di fase del SPG.

#### **C.4.2.4 Verifica della soglia e del tempo di intervento della prima soglia ( $I_{0>}$ ) della protezione di massima corrente residua (51N).**

Se la prima soglia della protezione di massima corrente residua è impiegata come protezione contro i guasti monofase a terra, vanno effettuate le seguenti prove funzionali senza modificare i valori di taratura della PG.

A) Misura della soglia di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase per SPG che calcolano la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 90% della soglia regolata, verificando il non intervento.

2) aumentare la corrente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia.

B) Misura del tempo di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase per SPG che calcolano la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia regolata. Il tempo registrato tra l'istante di applicazione della corrente e l'istante in cui il contatto di scatto della funzione cambia di stato, rappresenta il tempo di intervento.

**C.4.2.5 Verifica della soglia e del tempo di intervento della seconda soglia ( $I_{0>>}$ ) della protezione di massima corrente residua (51N).**

Vanno effettuate le seguenti prove funzionali senza modificare i valori di taratura della PG.

A) Misura della soglia di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase per SPG che calcolano la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 90% della soglia regolata, verificando il non intervento.

2) aumentare la corrente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia.

B) Misura del tempo di intervento

1) con corrente di valore iniziale nullo, applicare istantaneamente all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase per SPG che calcolano la corrente residua come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia regolata. Il tempo registrato tra l'istante di applicazione della corrente e l'istante in cui il contatto di scatto della funzione cambia di stato, rappresenta il tempo di intervento.

**C.4.2.6 Verifica della soglia per neutro compensato, del tempo di intervento e del settore angolare della protezione direzionale di terra (67N).**

Se la protezione direzionale di terra (67N) è richiesta come protezione contro il guasto monofase a terra, vanno effettuate le seguenti prove funzionali. Poiché durante le seguenti prove si verificherebbe anche l'intervento della soglia a neutro isolato della protezione direzionale di terra (67N), si rende necessario impostare l'intervento della soglia per neutro compensato della protezione direzionale di terra (67N) su un contatto d'uscita indipendente e collegando il contatto stesso alla cassetta prova relè.

A) Misura delle soglie di intervento amperometrica e voltmetrica

1) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 90% della soglia voltmetrica regolata,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 90% della soglia amperometrica regolata e sfasata di  $180^\circ$  rispetto alla tensione,

verificando il non intervento della protezione.

2) Applicare e mantenere una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata; successivamente applicare una corrente a 50 Hz sfasata di  $180^\circ$  rispetto alla tensione e di valore efficace crescente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia amperometrica.

3) Applicare e mantenere una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata; successivamente applicare una tensione a 50 Hz sfasata di 180° rispetto alla corrente e di valore efficace crescente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione voltmetrica e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di tensione che determina l'intervento della soglia voltmetrica.

#### B) Misura del settore angolare di intervento

1) Applicare e mantenere all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata, successivamente applicare all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata ed avere sfasamento in ritardo rispetto alla tensione di valore crescente a rampa tra 0° e 359°, con ampiezza dei passi della rampa di 1° e durata dei passi di rampa pari a 2 volte il tempo di intervento regolato. Per ciascun passo di rampa l'intervento o il non intervento della protezione viene rilevato dal contatto di intervento della protezione collegato alla cassetta prova relè (che deve registrare il risultato di ogni singola iniezione). Al termine della prova risultano quindi verificati il settore angolare di intervento e quello di non intervento della protezione.

#### C) Misura del tempo di intervento

1) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata e sfasata di 180° rispetto alla tensione,

Il tempo registrato tra l'istante di applicazione di corrente e tensione e l'istante in cui il contatto di scatto della protezione cambia di stato, rappresenta il tempo di intervento.

#### **C.4.2.7 Verifica della soglia per neutro isolato, del tempo di intervento e del settore angolare della protezione direzionale di terra (67N).**

Se la protezione direzionale di terra (67N) è richiesta come protezione contro il guasto monofase a terra, vanno effettuate le seguenti prove funzionali.

#### A) Misura delle soglie di intervento amperometrica e voltmetrica

1) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 90% della soglia voltmetrica regolata,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 90% della soglia amperometrica regolata e sfasata di 90° in ritardo rispetto alla tensione,

verificando il non intervento della protezione.

2) Applicare e mantenere una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata, successivamente applicare una corrente a 50 Hz sfasata di 90° in ritardo rispetto alla tensione e di valore efficace crescente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq 10\%$  della precisione amperometrica del SPG e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di corrente che determina l'intervento della soglia amperometrica.

3) Applicare e mantenere una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata, successivamente applicare una tensione a 50 Hz sfasata di 90° in anticipo rispetto alla corrente e di valore efficace crescente a rampa, con ampiezza dei passi della rampa  $\leq$  10% della precisione voltmetrica e durata dei passi pari a 2 volte il tempo di intervento regolato, fino a verificare il valore di tensione che determina l'intervento della soglia voltmetrica.

#### B) Misura del settore angolare di intervento

1) Applicare e mantenere una all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata, successivamente applicare all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase) una corrente a 50 Hz di valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata ed avere sfasamento in ritardo rispetto alla tensione di valore crescente a rampa tra 0° e 359°, con ampiezza dei passi della rampa di 1° e durata dei passi di rampa pari a 2 volte il tempo di intervento regolato. Per ciascun passo di rampa l'intervento o il non intervento della protezione viene rilevato dal contatto di intervento della protezione collegato alla cassetta prova relè (che deve registrare il risultato di ogni singola iniezione). Al termine della prova resta dunque misurato il settore angolare di intervento e quello di non intervento della protezione.

#### C) Misura del tempo di intervento

1) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia voltmetrica regolata,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della soglia amperometrica regolata e sfasata di 90° in ritardo rispetto alla tensione,

Il tempo registrato tra l'istante di applicazione di corrente e tensione e l'istante in cui il contatto di scatto della funzione cambia di stato, rappresenta il tempo di intervento.

#### **C.4.2.8 Prove di commutazione da 67N a 51N e viceversa (per SPG che effettuano la commutazione da ingresso digitale)**

Se il SPG effettua la commutazione da 67N a 51N da ingresso digitale, in caso di intervento di eventuali fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di intervento di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I, come descritto in 8.4.1, devono essere effettuate le seguenti verifiche.

A) Alimentare/disalimentare (secondo lo schema implementato) l'ingresso digitale del SPG che rileva lo stato di eventuali fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I in modo da simulare lo stato di non intervento di tali fusibili e/o protezioni del circuito secondario. In tal modo nel SPG devono risultare abilitate entrambe le soglie della protezione direzionale di terra 67N e disabilitata la prima soglia ( $I_0 >$ ) della protezione di massima corrente residua 51N. L'effettiva abilitazione delle due soglie della protezione 67N e disabilitazione della prima soglia della protezione 51N viene verificata, dopo un tempo non inferiore a 1 s, con le due seguenti verifiche di cui ai punti B) e C).

B) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare mediante cassetta prova relè contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie voltmetriche regolate per la protezione 67N,

- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie amperometriche regolate per la protezione 67N e sfasata di 90° in ritardo rispetto alla tensione,

verificando l'intervento di entrambe le soglie (per neutro compensato e per neutro isolato) della protezione 67N ed il non intervento della prima soglia ( $I_0 >$ ) della protezione 51N. A tale scopo non interrompere corrente e tensione di prova allo scatto della protezione 67N.

C) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare mediante cassetta prova relè contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie voltmetriche regolate per la protezione 67N,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie amperometriche regolate per la protezione 67N e sfasata di 270° in ritardo rispetto alla tensione,

verificando il non intervento di entrambe le soglie (per neutro compensato e per neutro isolato) della protezione 67N ed il non intervento della prima soglia ( $I_0 >$ ) della protezione 51N.

D) Disalimentare/alimentare (secondo lo schema implementato) l'ingresso digitale del SPG che rileva lo stato di eventuali fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I in modo da simulare lo stato di intervento di tali fusibili e/o protezioni del circuito secondario. In tal modo nel SPG devono risultare disabilitate entrambe le soglie della protezione direzionale di terra 67N ed abilitata la prima soglia ( $I_0 >$ ) della protezione di massima corrente residua 51N. L'effettiva disabilitazione di entrambe le soglie della protezione 67N e l'abilitazione della prima soglia della protezione 51N viene verificata, dopo un tempo non inferiore a 1 s, con la seguente verifica di cui al punto E).

E) Con tensione residua e corrente residua entrambe inizialmente nulle, applicare mediante cassetta prova relè contemporaneamente ed istantaneamente sia all'ingresso di tensione residua (o ad uno dei tre ingressi di tensione di fase se la tensione residua è calcolata come somma vettoriale delle tre tensioni di fase) sia all'ingresso di corrente residua (o ad uno dei tre ingressi amperometrici di fase se la corrente residua è calcolata come somma vettoriale delle tre correnti di fase):

- una tensione a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie voltmetriche regolate per la protezione 67N,
- una corrente a 50 Hz con valore efficace pari al 120% della maggiore tra le due soglie voltmetriche regolate per la protezione 67N e sfasata di 90° in ritardo rispetto alla tensione,

verificando il non intervento di entrambe le soglie (per neutro compensato e per neutro isolato) della protezione 67N e l'intervento della prima soglia ( $I_0 >$ ) della protezione 51N.

Ripetere le verifiche di cui ai precedenti punti A), B) e C), al fine di verificare la riattivazione della direzionale di terra.

#### **C.4.2.9 Prove di apertura del DG per intervento di eventuali fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I (solo per SPG che effettuano la rilevazione di intervento fusibili/protezione mediante ingresso digitale)**

Se il SPG comanda l'apertura del DG in caso di intervento di eventuali fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di intervento di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I (intervento rilevato mediante ingresso digitale), come descritto in 8.4.1, devono essere effettuate le seguenti verifiche.

- A) Disalimentare/alimentare (secondo lo schema implementato) l'ingresso digitale del SPG che rileva lo stato dei fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I in modo da simulare lo stato di intervento di tali fusibili e/o protezioni del circuito secondario. Verificare quindi che il SPG comandi l'apertura del DG.
- B) Alimentare/disalimentare (secondo lo schema implementato) l'ingresso digitale del SPG che rileva lo stato dei fusibili posti a protezione del primario dei TV-I e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dei TV-I in modo da simulare lo stato di non intervento di tali fusibili e/o protezioni del circuito secondario. Verificare quindi che il SPG non comandi l'apertura del DG.

#### **C.4.3 Caratteristiche della cassetta prova relè**

Devono essere utilizzate cassette prova relè idonee all'effettuazione delle prove in campo, con le caratteristiche di seguito riportate.

<b>Tipo di relè</b>	<b>IEEE N°</b>
Massima corrente	50/51
Massima corrente residua	51N
Direzionale di terra	67N
Relè di scatto	94

Uscita di tensione:

- N. 1 con tensione in uscita regolabile tra 0 e 250 V, risoluzione  $\leq 0,01$  V (0...100 V) e  $\leq 0,1$  V (100...250 V)
- precisione  $\pm 0,5$  %
- Potenza d'uscita:  $\geq 5$  VA @ 250 V

Uscita di corrente:

- N. 1 con corrente in uscita regolabile tra 0 e 60 A, risoluzione  $\leq 0,01$  A
- precisione  $\pm 0,5$  %
- Potenza d'uscita:  $\geq 150$  VA @ 60 A
- Angolo di sfasamento della corrente rispetto alla tensione regolabile tra 0 e 359° con risoluzione  $\leq 1^\circ$

Misura dei tempi:

- N. 1 ingresso digitale per contatto pulito e non, con tensioni fino a 275 V in c.c. e 240 V in c.a.
- precisione:  $\pm 0,1$  %

**Allegato D**  
(normativo)

**Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale  
(SPG) integrato per reti MT**

*Alla fine dell'Allegato aggiungere il seguente paragrafo.*

**D.5 Verifiche e prove funzionali in campo del SPG integrato**

Il SPG integrato deve essere sottoposto alle verifiche e prove funzionali in campo, sia alla prima attivazione sia periodicamente ogni 5 anni, descritte per il SPG non integrato al capitolo C.4.

## Allegato O (normativo)

### 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**) inteso come quell'apparato il cui compito principale è coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare le richieste del **Distributore** (nel seguito **DSO** = Distribution System Operator) al punto di connessione con la rete o di un altro operatore come più sotto indicato.

In questa maniera il CCI consente di presentare l'impianto verso il DSO o altro operatore come costituito da un singolo "generatore equivalente".

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 dalla Norma CEI 0-16 in vigore, tenendo conto anche delle condizioni oggi esistenti per quanto concerne lo stato delle "smart grid" sulle reti di distribuzione MT.

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 eventuali altri 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 acquisire e se del caso modificare, su indicazione del DSO, i parametri caratteristici delle funzioni di regolazione dell'impianto direttamente tramite il canale di comunicazione e non solamente configurandoli a livello locale sul CCI.

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 esse i requisiti funzionali del CCI.

Sono invece già presenti in questo documento i requisiti per alcune prestazioni funzionali opzionali, in particolare quelle necessarie per *"consentire l'accesso al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per il tramite dei rispettivi Utenti del Dispacciamento, anche attraverso la necessaria aggregazione"* (nel seguito **Aggregatore**) in accordo agli ultimi orientamenti dell'AEEGSI (vedi DCO 298/2016/R7eel).

Per quanto riguarda la gestione ottimale dell'impianto, 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 risposta del proprio impianto) anche 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 attuarsi non solo tramite il controllo delle unità di generazione/ accumulo, ma anche con il contributo del carico interno. Anche quest'ultima funzionalità potrebbe diventare utile nella prospettiva di nuove funzioni che coinvolgano, ad esempio la modulazione dei carichi.



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 le sole unità di generazione e di accumulo.

Le problematiche della “cybersecurity”, relativamente alla comunicazione dall'esterno verso il CCI e dal CCI verso l'esterno, non sono oggetto di questo allegato: esse devono però essere tenute in debito conto dai responsabili dei canali di comunicazione (DSO e Aggregatore). Il progettista del CCI deve però già predisporre l'apparato in modo da poter essere idoneo a gestire quanto su tale tema potrà venire poi specificato.

## **O.2. Campo di applicazione**

Il presente allegato si applica a:

- nuove connessioni di impianti di produzione di potenza complessiva **uguale o superiore a 1000 kW<sup>(1)</sup>**,
- nuove connessioni di impianti partecipanti ai servizi di dispacciamento, qualunque sia la loro potenza complessiva.

Condizioni e modalità per una sua eventuale applicazione agli impianti degli utenti già connessi (“retrofit”) sono stabilite dall'AEEGSI.

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: la Norma CEI 0-16 non prevede attualmente alcun controllo del carico ai fini delle esigenze della rete.

**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).**

Inoltre, la funzione di regolazione di frequenza in presenza di transitori di sovra o sottofrequenza originatisi sulla rete **NON** deve essere implementata nel CCI; essa è **obbligatoria** infatti a **livello di singola macchina** (unità di generazione e/o accumulo) come ai 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.

Pertanto rispetto alla regolazione di frequenza non è previsto alcun intervento da parte del CCI centrale di impianto.

## **O.3. Definizioni**

Il CCI è un apparato il cui compito principale è quello di 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 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.

---

<sup>(1)</sup> 1000 kW come sommatoria delle unità di produzione e di accumulo

Il CCI realizza in questo modo la possibilità di presentare alla rete del DSO 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.

In presenza di un canale di comunicazione con protocollo EN 61850 fra DSO ed Utente, il CCI costituisce l'unico punto per lo scambio di informazioni fra il DSO e le unità di generazione/accumulo: attraverso questo canale, esso riceve comandi e parametri inviati dal DSO e rende disponibili verso il DSO stesso caratteristiche, segnali e misure relative all'impianto sotteso.

Nel caso l'impianto partecipi ai servizi del MSD tramite intermediari per l'aggregazione (Utente del dispacciamento/Aggregatore), tali intermediari potranno ottenere 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.

#### **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;
- l'Aggregatore (opzionale)

in accordo a quanto specificato nella definizione.

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 l'eventuale Aggregatore
- unità di interscambio di informazioni con l'Utente
- unità di acquisizione grandezze al PdC (misure e segnali)
- unità di elaborazione
- unità di regolazione degli elementi di impianto
- unità di interscambio di informazioni con gli elementi di impianto
- 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.

Il CCI stesso può anche essere totalmente integrato 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).

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 deve prevedere una **modalità di funzionamento autonoma** ed una **modalità di funzionamento asservita**, alternative una all'altra: la modalità asservita ha priorità rispetto alla modalità autonoma.

Nella modalità di funzionamento 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 locale o tramite terminale di comando remoto, se il CCI offre tale possibilità.

Nella modalità di funzionamento asservita, il CCI deve operare secondo le funzioni di regolazione comunicate dal DSO tramite canale 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 in accordo alle richieste dell'Aggregatore.

Nel caso non sia presente alcun canale di comunicazione tra il CCI e gli operatori esterni le funzioni definite come "asservite devono poter essere impostate e rese operative direttamente sul CCI.

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.

## **O.6. Prestazioni funzionali**

### **O.6.1. Prestazioni Funzionali obbligatorie**

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;
- 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  $U_n$ ") e 8.8.6.3.4 ("Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO") della Norma CEI 0-16.

Tutte le 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 opzionali**

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 opzionali 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;
- riconnessione dell'impianto dopo distacco dalla rete, a frequenza e tensione stabilizzata;
- gestione ottimizzata dell'impianto dal punto di vista energetico o sulla base di altri criteri selezionati dall'Utente e/o progettista dell'impianto.

### **O.6.2.2. Prestazioni per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento**

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 al soggetto Aggregatore deve essere implementata nel CCI una funzione opzionale in grado di ricevere ed elaborare un comando di "Set-Point di Potenza attiva", veicolato tramite un canale logico di comunicazione secondo standard EN 61850 fra Aggregatore<sup>(2)</sup> 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.

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<sup>(3)</sup>.

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.

## **O.7. Schema generale del sistema**

### **O.7.1. Schema delle interfacce**

La figura A.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 questo 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<sup>(4)</sup>.

I servizi per la comunicazione sono rappresentati in figura in modo generico, come facility esterna al CCI.

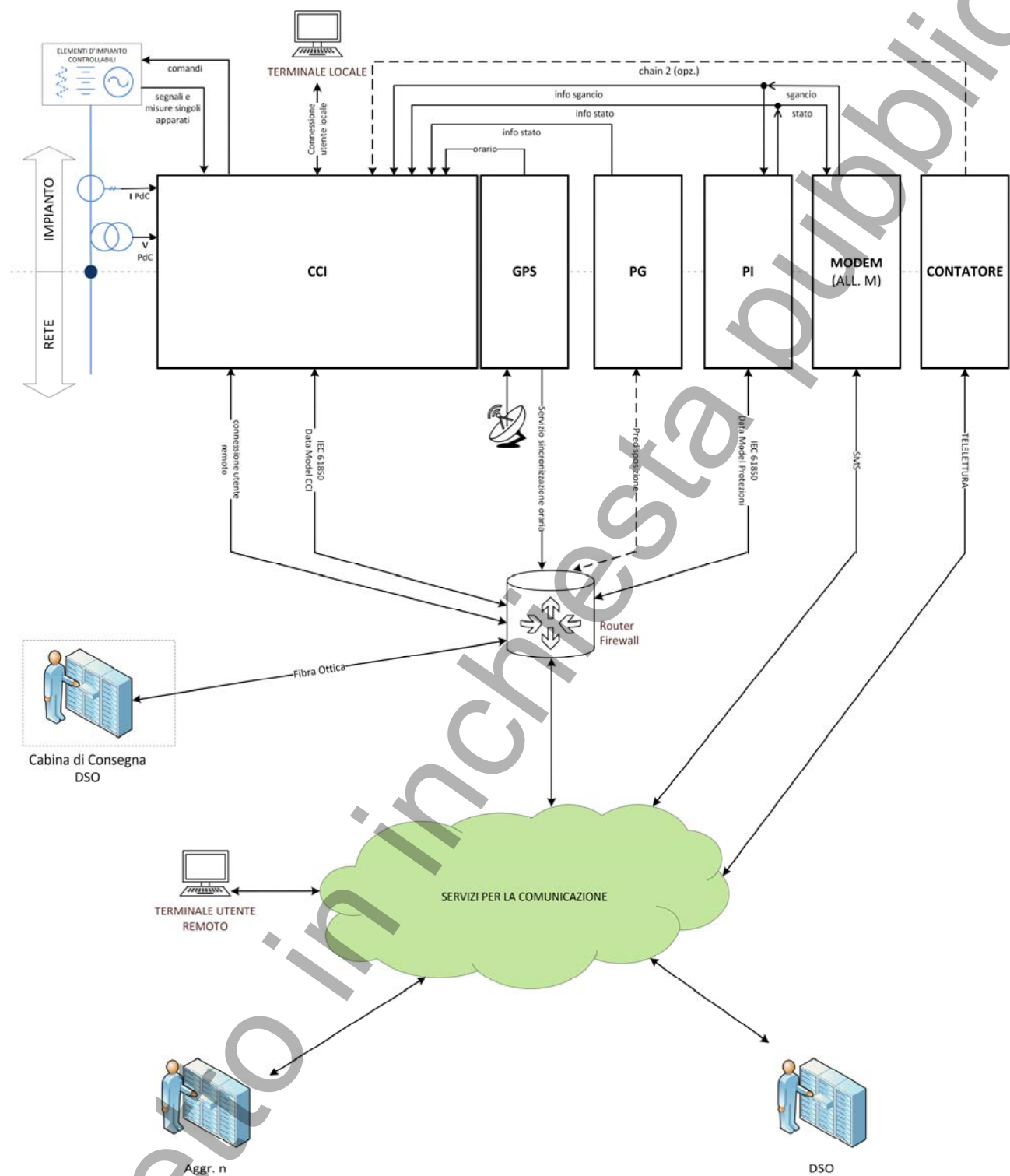
---

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

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

(4) In generale, i servizi di comunicazione possono utilizzare le infrastrutture di provider pubblici di servizi di comunicazione. Nella prospettiva dello sviluppo delle smart grid, deve considerarsi anche la possibile presenza di un canale fisico diretto di comunicazione fra Distributore e Utente. Questo canale potrà essere utilizzato per veicolare uno o più dei servizi di comunicazione rappresentati in figura, indipendentemente dagli operatori coinvolti.

Le comunicazioni fra i vari operatori devono essere soggette a regole specifiche per disciplinare le possibilità di inter-comunicazione fra i diversi elementi rappresentati in figura.



**Fig. A.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 A.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.

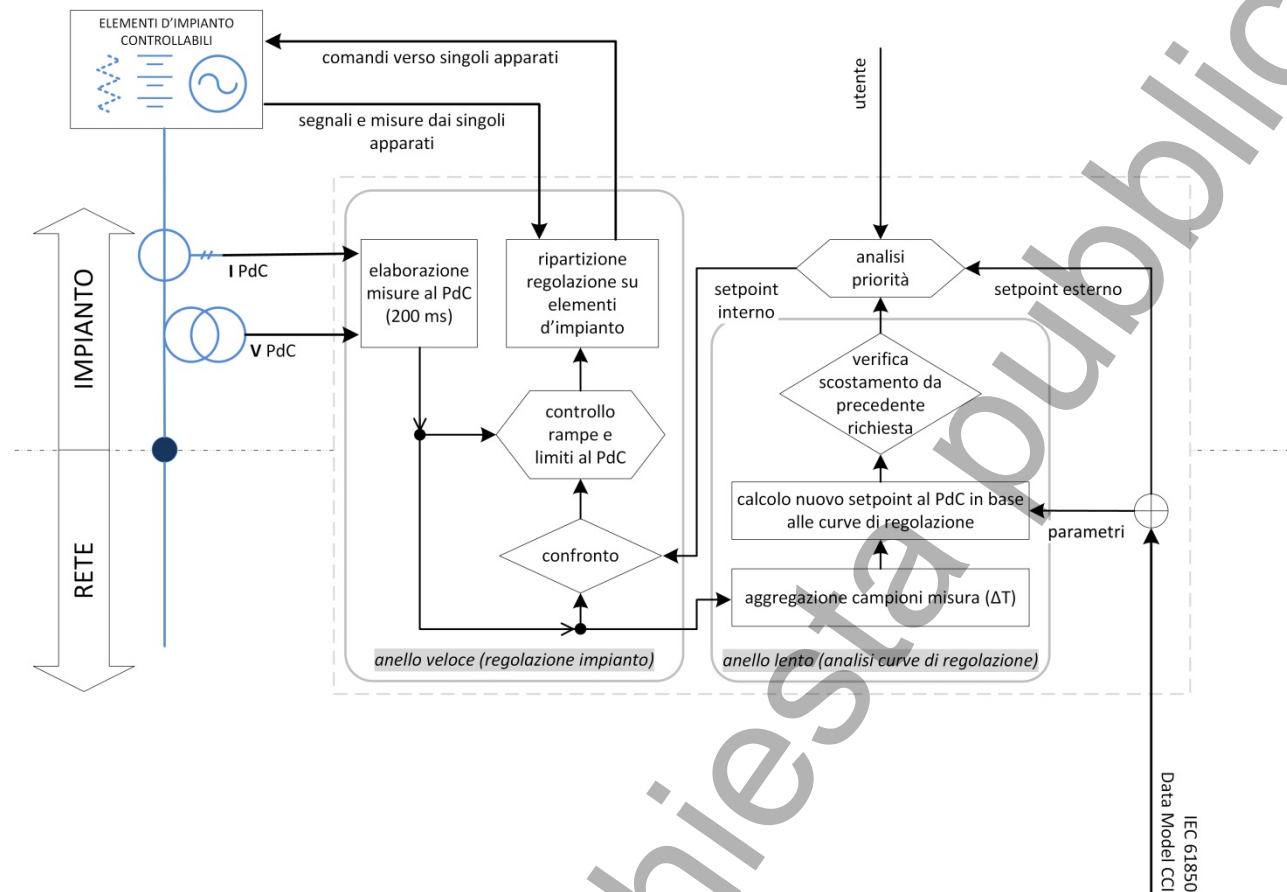


Fig. A.O.2 – Schema a blocchi degli anelli di regolazione da implementare nel CCI

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  $\cos\phi_i=\cos\phi(P)$ .

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-diminuisce) 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<sup>(5)</sup> di assestamento massimi ( $T_s$ ) 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 set point interno di potenza reattiva di qualsiasi entità.

---

<sup>(5)</sup> 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<sub>s</sub>** (o settling time) si deve intendere l'intervallo di tempo che intercorre dall'istante **T<sub>0</sub>** 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<sup>(6)</sup>.

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 016 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  $\Delta T$**  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  $\Delta T$ , 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  $\Delta T$  successivo al recepimento del comando.

Comandi di modifica che pervengano con intervalli di tempo inferiori a  $\Delta T$  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 (dirette o calcolate) rilevate al PdC attraverso campioni di tensione e corrente misurati alla frequenza fondamentale ed aggregati su un intervallo di 200ms (di seguito indicati come **MC200**) secondo quanto previsto dalla norma EN 61000-4-30 paragrafo 4.5.3 classe S.

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

L'anello di "regolazione rapida" deve operare utilizzando direttamente i suddetti valori **MC200**.

L'anello di "regolazione lenta" deve utilizzare le misure **MC200** ulteriormente aggregate sull'intervallo  $\Delta T$  (come definito al punto O.7.3.2), con le stesse modalità previste dalla norma EN 61000-4-30 paragrafo 4.5.3 classe S, ottenendo così nuovi valori definiti nel seguito come **MC $\Delta T$** .

---

<sup>(6)</sup> 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.

## **O.8. Monitoraggio dell'impianto**

### **O.8.1. Generalità**

Ai fini della conoscenza dello stato dell'impianto per il funzionamento in sicurezza della rete il produttore deve rendere disponibile al punto di connessione una serie di informazioni relative all'impianto, in accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 Variante V1 al punto 8.10 ed a quanto precisato nei paragrafi che seguono.

Il CCI deve, nella sua architettura, acquisire tutte queste informazioni e renderle disponibili per il trasferimento verso il DSO o altro operatore tramite appropriato canale di comunicazione con protocollo EN 61850, in accordo alle modalità previste nell'allegato T della Norma CEI 016. In assenza del canale di comunicazione i format per la raccolta delle informazioni e le modalità di trasmissione saranno definiti nel Regolamento di esercizio.

### **O.8.2. Caratteristica poligonale di impianto**

In accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 Variante V1 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 all'intero impianto, calcolate secondo quanto indicato nella sottostante nota<sup>(7)</sup>

- Potenza attiva massima in assorbimento ( $P_{ass}$ );
- Potenza attiva massima in immissione ( $P_{imm}$ );
- Potenza reattiva capacitiva massima ( $Q_{cap}$ );
- Potenza reattiva induttiva massima ( $Q_{ind}$ ).

Questi valori sono poi utilizzati per disegnare una **curva convenzionale** propria dell'impianto riferita al PdC ("caratteristica poligonale di impianto" - vedi successive figure A.O.5) C che nella sostanza dice che l'impianto, qualunque sia la sua condizione di regolazione, si troverà ad operare sempre all'interno di tale poligonale.

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  $S_{max}$** <sup>(8)</sup>, sempre riferita al PdC, e calcolata come:

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

(7) 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.

(8) 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.

Questa grandezza deve essere assunta sia dal CCI sia dagli altri operatori coinvolti come base cui riportare le grandezze elettriche espresse in p.u.: in questa maniera i diversi operatori, attraverso il CCI d'impianto, potranno utilizzare un riferimento condiviso durante lo scambio biunivoco di informazioni o di comandi (es. set-point), 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 A.O.5.a e A.O.5.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<sup>(9)</sup>.

Il CCI deve configurare nella sua architettura interna la curva poligonale, così da potere rendere disponibile questa informazione al DSO o ad altri operatori attraverso l'interfaccia di comunicazione secondo protocollo EN 61850. 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).

Qualora l'impianto voglia partecipare ai meccanismi di mercato (vedi punto O.6.2.2), 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. A.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..

---

<sup>(9)</sup> La Norma non prescrive di utilizzare il carico come parte attiva delle funzioni di regolazione.

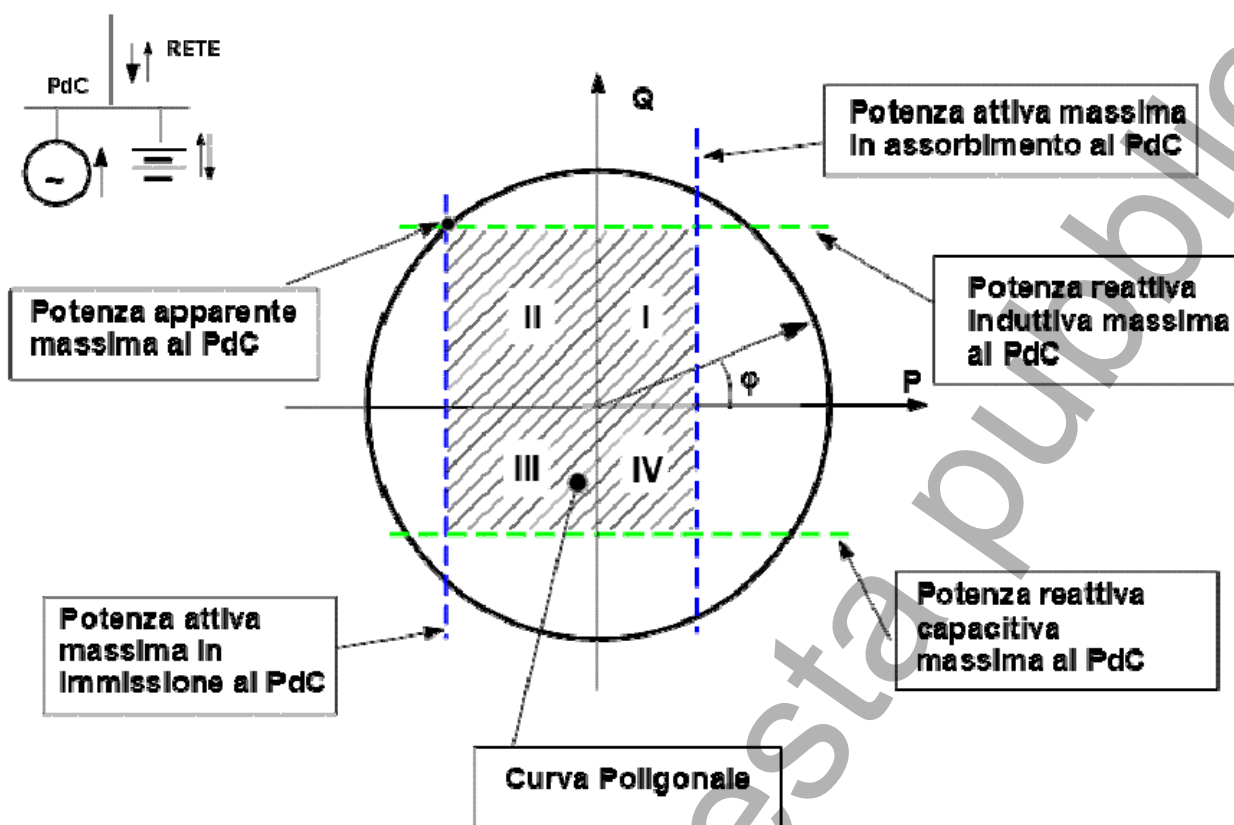


Fig.A.O.3.a -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e sistema di accumulo

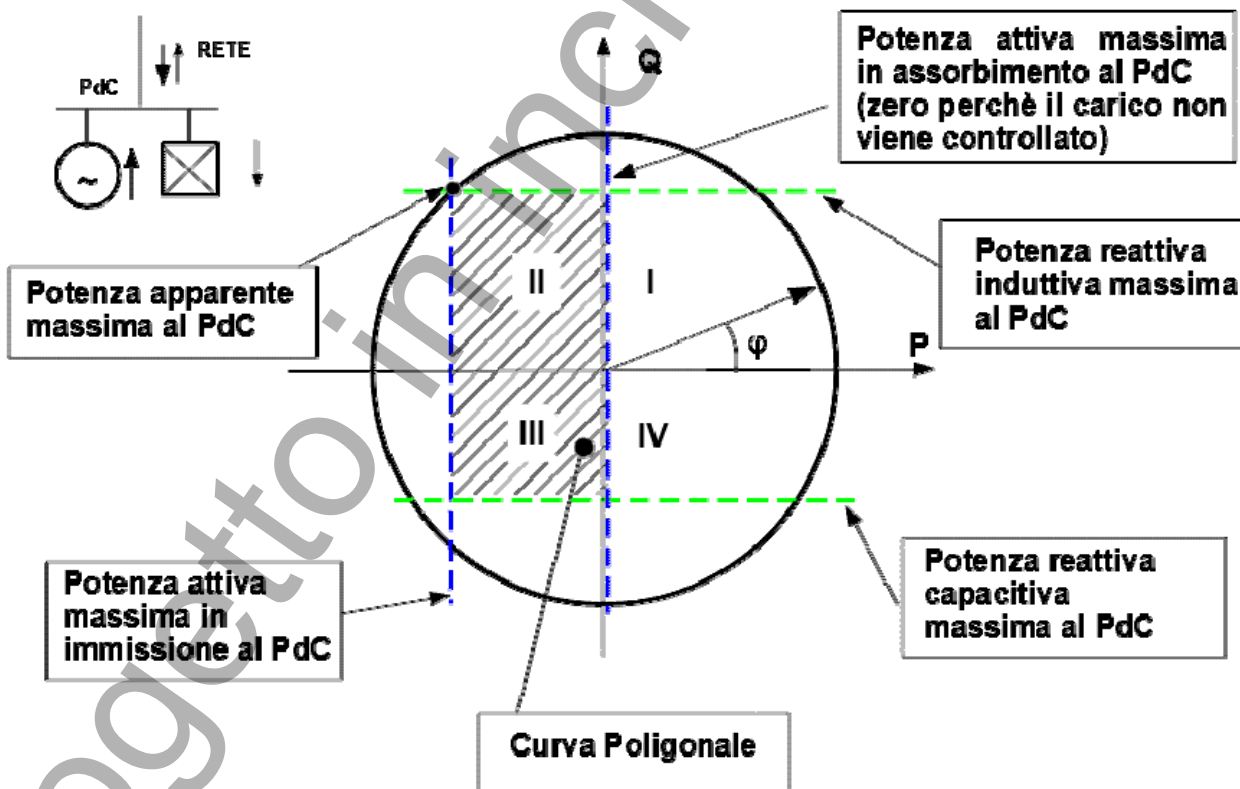


Fig. A.O.3b -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e carico

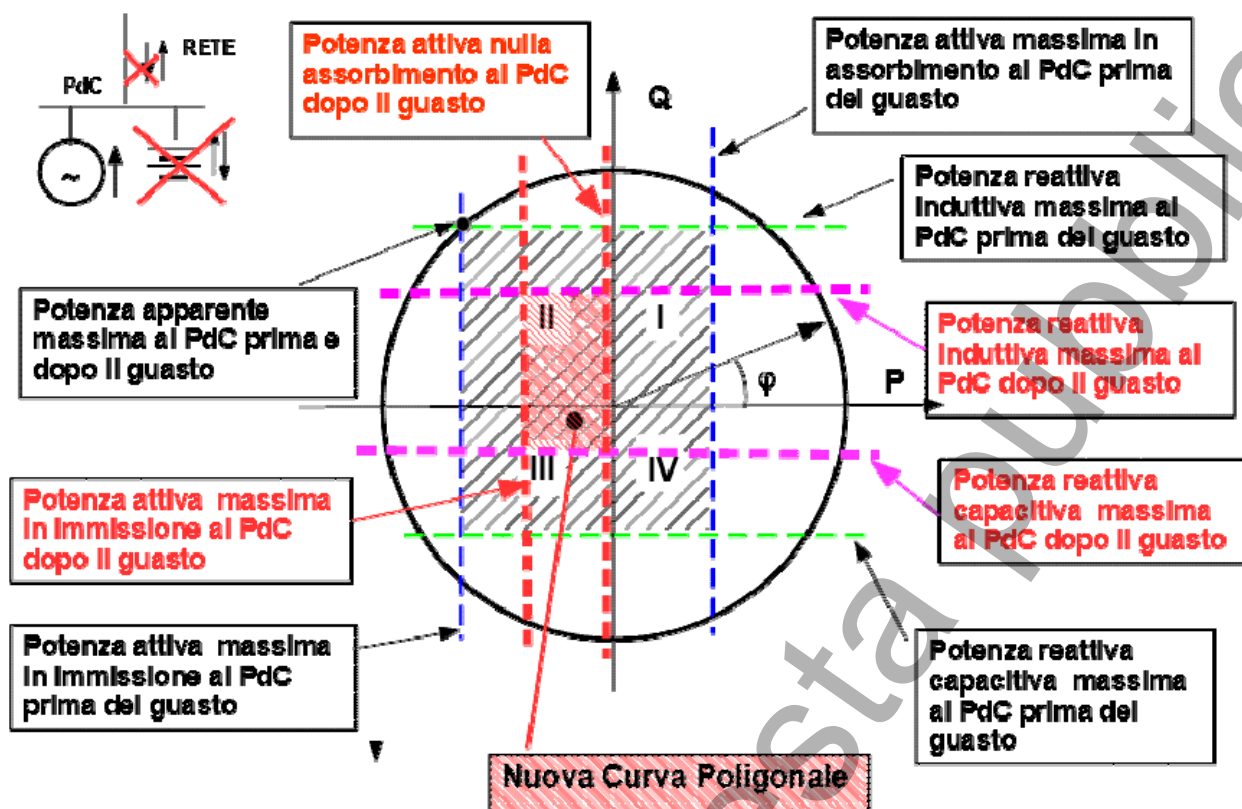


Fig. A.O.3c -Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per l'impianto di cui alla fig. A.O.3a in caso di indisponibilità del sistema. di accumulo per guasto

### O.8.3. Misure per la stima dei flussi di potenza della rete MT

Oltre alle prestazioni in potenza dell'impianto di cui al punto precedente, sempre in accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 Variante V1 al punto 8.10, il CCI deve essere predisposto per acquisire e trasmettere verso il DSO le seguenti misure per permettere al DSO di tenere sotto controllo lo stato della rete e conoscere la composizione per fonte della generazione distribuita in servizio.

- principali grandezze elettriche dell'impianto ( $P$ ,  $Q$ ,  $V$ ) al punto di connessione (PdC);
- potenza attiva ( $P$ ) e potenza reattiva ( $Q$ ) delle diverse unità di generazione, suddivise ed aggregate per fonte di generazione primaria (solare, eolico, accumulo, altre fonti, ecc.).

Le misure di  $P$ ,  $Q$  e  $V$  relative al PdC devono essere elaborate a partire dai campioni di misura **MC200** definiti al paragrafo O.7.4, aggregati secondo quanto previsto dalla norma EN 61000-4-30 paragrafo 4.5.3 classe S (tempo di aggregazione pari a **10 min**).

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

Le misure di  $P$  e  $Q$  aggregate per fonte di generazione primaria 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.

L'operazione di aggregazione non deve degradare la precisione della misura rilevata e deve essere sincrona rispetto alla misura al PdC.

#### **O.8.4. Misure per l'osservabilità della rete MT**

Ai fini dell'osservabilità della rete MT per la sicurezza del sistema elettrico, il CCI deve essere predisposto per acquisire e trasmettere verso il DSO le seguenti ulteriori informazioni

- misure "istantanee" delle principali grandezze elettriche dell'impianto (P, Q,V) al punto di connessione.

Queste misure "istantanee" di P, Q e V sono ottenute a partire ancora dai campioni di misura **MC200** definiti al paragrafo O.7.4, aggregati secondo quanto previsto dalla norma EN 61000-4-30 paragrafo 4.5.2 classe S, con tempo di aggregazione pari a **3 s**.

Le misure così rilevate devono essere anche in questo caso complete di marca temporale ed indicazione di qualità.

La modalità di trasmissione di queste misure prevede di rendere fruibile il dato di misura "istantaneo" disponibile al momento dell'invio **con periodicità di 20 secondi**. La scadenza di ogni periodo deve essere sincrona con gli istanti a 00, 20, 40 secondi di ogni minuto primo.

#### **O.8.5. Misure per la partecipazione al MSD (opzionali)**

Ai fini della partecipazione dell'impianto ai meccanismi di mercato (vedi punto O.6.2.2), il CCI deve essere predisposto per acquisire e trasmettere verso l'Aggregatore la seguente informazione:

- misura "istantanea" della Potenza Attiva dell'impianto (P) sempre al punto di connessione.

Anche questa misura "istantanea" di P è ottenuta a partire dai campioni di misura **MC200** definiti al paragrafo O. 7.4, aggregati secondo quanto previsto dalla norma EN 61000-4-30 paragrafo 4.5.2 classe S con tempo di aggregazione pari a **3 s**.

La misura così rilevata deve essere anche ora completa di marca temporale ed indicazione di qualità.

La modalità di trasmissione prevede che questa misura sia resa disponibile con la stessa periodicità dell'aggregazione, **ovvero ogni 3 s**. La scadenza di ogni periodo deve essere sincrona con gli istanti a 00, 03, 06, ecc. secondi di ogni minuto primo.

#### **O.8.6. Segnali relativi allo stato dell'impianto**

Il CCI deve essere infine predisposto per acquisire e trasmettere le seguenti informazioni relative a:

- stato dell'impianto e degli elementi che lo costituiscono
- modalità operativa nella quale si trova il CCI.

I segnali di stato hanno lo scopo di comunicare:

- 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<sup>(10)</sup>.

Lo stato operativo complessivo dell'impianto indica la **potenzialità operativa del CCI** riguardo la possibilità di controllare gli elementi di impianto ad esso sottesi<sup>(11)</sup>.

---

<sup>(10)</sup> Si consulti l'Appendice A di questo Allegato per un approfondimento sugli stati assunti dalle funzioni di regolazione.

<sup>(11)</sup> Ad esempio, qualora le rete di comunicazione fra CCI ed elementi di impianto risultasse fuori servizio, il CCI, pur mantenendo la possibilità di comunicare verso l'esterno, non potrebbe assolvere ad alcuna funzione 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.

Ogni variazione dello stato degli elementi d'impianto che causi, direttamente o indirettamente, una variazione dei segnali sotto monitoraggio del DSO (o altro operatore) dovrà essere acquisito dal CCI e reso disponibile all'interfaccia esterna per la notifica in un tempo massimo di 3 s dal verificarsi dell'evento.

## **O.9. Descrizione e caratteristiche delle Funzioni Obbligatorie**

### **O.9.1. Regolazione di Tensione**

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 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 fig.9 – allegato I.2);
- iii. funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica  $Q=f(V)$  (come da fig. 10 – allegato I.3);
- iv. funzionamento in erogazione di potenza reattiva su comando esterno da DSO (come da 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 EN 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<sup>(12)</sup>, il CCI deve ripristinare automaticamente la condizione di funzionamento predefinita indicata nel regolamento di esercizio (i, oppure ii, oppure iii, oppure nessuna funzione attiva).

---

<sup>(12)</sup> 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 norma CEI 0-16 e deve essere di tipo parametrico.

I riferimenti di cosfi, P, e V per la funzioni 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  $\Delta T$ .

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 A.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  $\Delta T$ , il valore di cosfi (**cosfi calcolato**) in funzione del valore mediato della P misurata rapportato al valore della Potenza attiva massima in immissione (**P<sub>imm</sub>**), ai parametri della curva di regolazione e alle soglie di lock-in e lock-out di tensione.

Il valore di  $\cos\phi$  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:

$$|\cos\phi_{\text{calcolato}} - \cos\phi_{\text{sp interno}}| \geq \delta\cos\phi \quad (\text{dove } \delta\cos\phi = \alpha)^{(13)}$$

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. A.O.4).

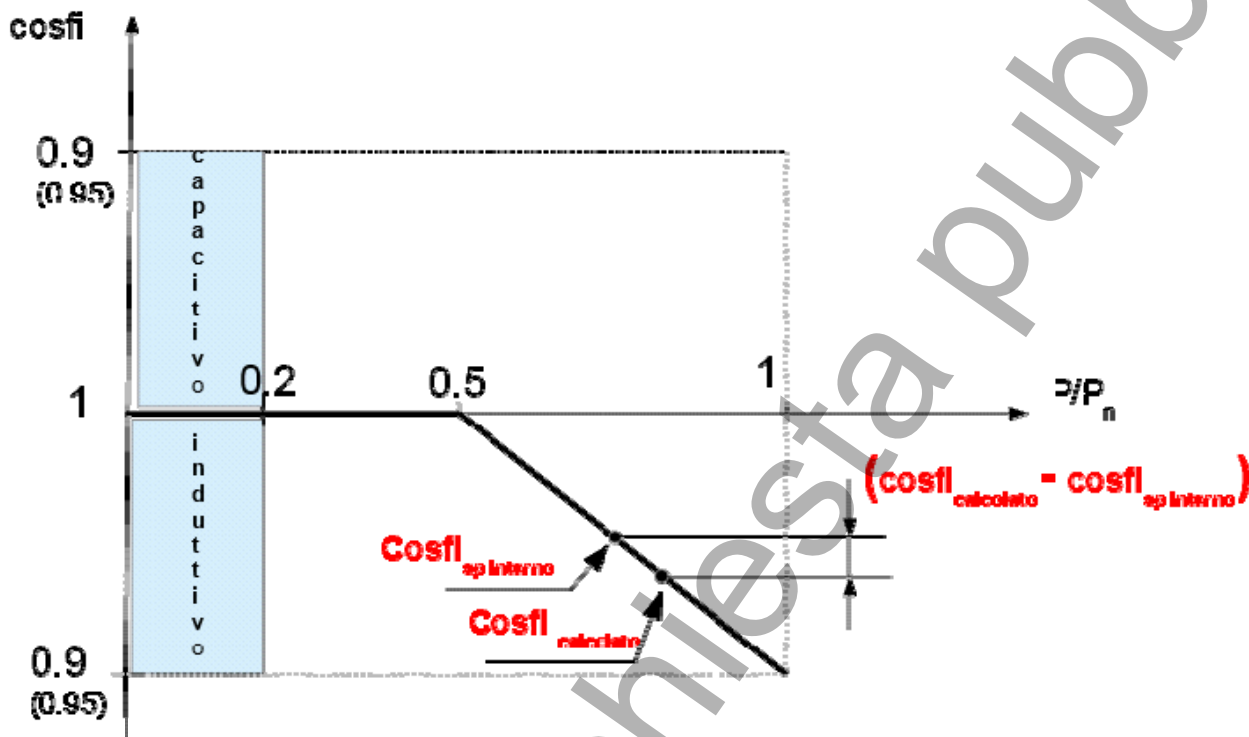


Figura A.O.4- Funzionamento con regolazione del  $\cos\phi$  in funzione della potenza attiva [ $\cos\phi = f(P)$ ]

### 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 Norma CEI 0-16;V1; 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  $\Delta T$ . 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.

<sup>(13)</sup>  $\alpha$  deve essere regolabile: di base  $\alpha = 0,02$



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 A.O.2, nel funzionamento a  $Q=f(V)$  il CCI, attraverso l'anello di "regolazione lenta", calcolerà con cadenza  $\Delta T$  il valore di  $Q$  ( $Q_{\text{calcolata}}$ ) 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:

$$|(Q_{\text{calcolata}} - Q_{\text{sp interno}})| \geq \delta Q \text{ (dove } \delta Q = \sigma)^{(14)}$$

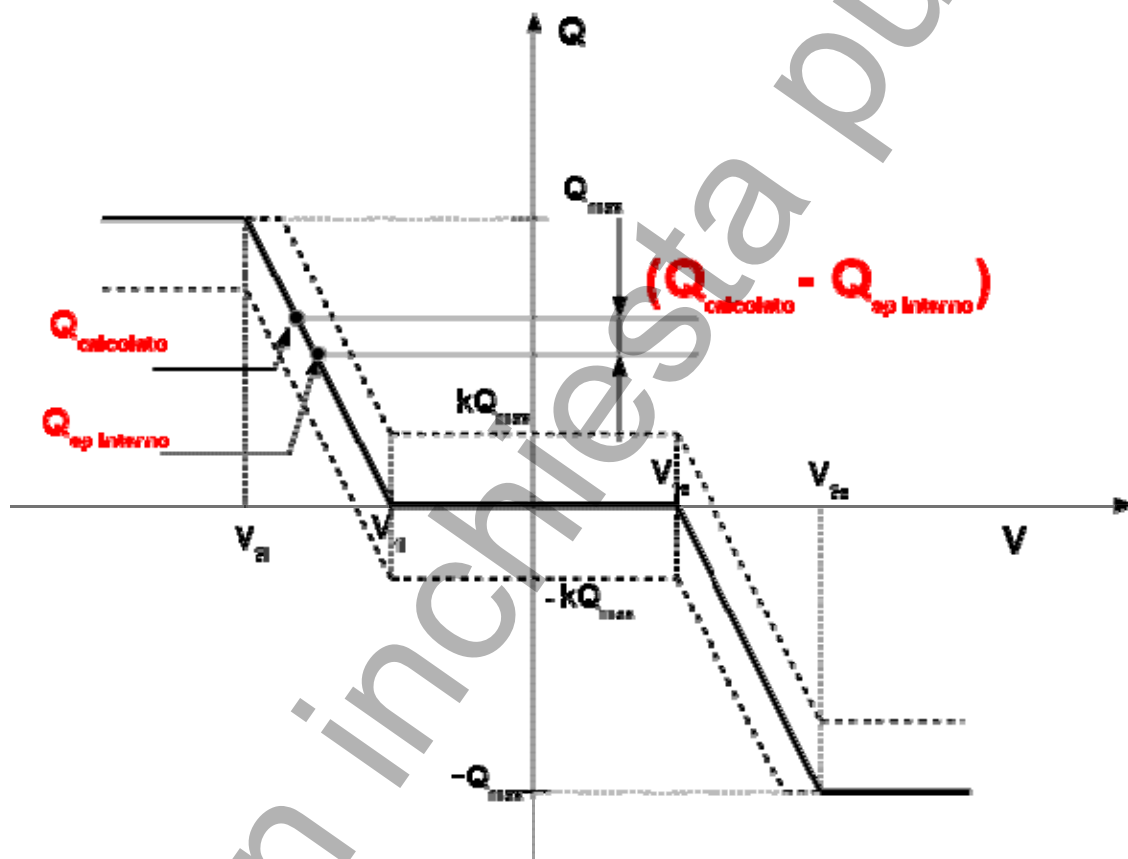


Figura A.O.5- funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo la curva  $Q=f(V)$

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. A.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.

<sup>(14)</sup>  $\sigma$  deve essere regolabile. Di base  $\sigma = 5\%Q_{\text{max}}$

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 EN 61850, che richieda 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.

### **O.9.2. Limitazione della Potenza attiva**

La funzione di limitazione della potenza attiva 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  $U_n$  (8.8.6.3.1);
- limitazione su comando esterno proveniente dal DSO (8.8.6.3.4).

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<sup>(15)</sup>.

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  $1.1 U_n$ ;
- regolazione di tensione secondo la curva  $Q=Q(V)$ .

---

<sup>(15)</sup> 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.

La valutazione e la selezione dei valori V1s, V2s, V1i e V2i della curva di fig. 10 allegato I.3 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).

In questo caso l'attuazione di tale richiesta deve essere effettuata dall'Utente o sul posto o tramite terminale di comando remoto.

#### **O.9.3. Partecipazione ai piani di difesa**

Il punto 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 prescrive che gli impianti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile (eolici e fotovoltaici) 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<sup>(16)</sup>. A tal scopo il CCI deve essere dotato di idonee connessioni fisiche.

#### **O.10. Descrizione e caratteristiche delle Funzioni Opzionali**

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 016 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**

Questa funzionalità può essere realizzata o sulle singole unità o all'interno del CCI. La scelta è lasciata all'Utente/progettista.

---

<sup>(16)</sup> 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

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 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.

#### **O.10.2. Presa di carico in caso di ri-connesione**

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.

#### **O.10.3. Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento**

Per la partecipazione dell'impianto, tramite soggetto Aggregatore, 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;
- i servizi logici per la comunicazione (diretta o indiretta) con l'Aggregatore<sup>(17)</sup> secondo protocollo EN 61850;
- le misure al PdC per il monitoraggio dell'impianto con le caratteristiche prescritte al punto O.8.5.

##### **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<sup>(18)</sup>. La funzione può essere attivata, nel rispetto della priorità fra le funzioni di regolazione, solo in presenza del canale di comunicazione EN 61850: essa è pertanto una funzione **asservita**.

La funzione, di base, agisce attraverso la regolazione della potenza immessa in rete dalle diverse unità di generazione presenti nell'impianto.

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.

---

<sup>(17)</sup> Il presente allegato non disciplina la modalità con la quale il setpoint viene veicolato dall'Aggregatore al CCI

<sup>(18)</sup> 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.10.4. Gestione ottimizzata dell'impianto

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 reattiva ("Set point potenza reattiva", "Set point fattore di potenza", "Regolazione Q(V)", "Regolazione  $\cos\phi(P)$ ") sono reciprocamente incompatibili e possono essere attivate solo in modo mutuamente esclusivo.

Le funzioni che agiscono sulla potenza attiva possono essere attive contemporaneamente; 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<sup>(19)</sup>.

La priorità esecutiva fra le funzioni di regolazione è disciplinata nella tabella O.1.

Tabella O.1: Priorità fra le funzioni di regolazione

Funzioni di regolazione	Indice di Priorità
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\%V_n$	1
Limitazione potenza attiva su comando esterno	2
Set-Point potenza attiva su comando esterno	3
Erogazione potenza reattiva su comando esterno (Set-point Q)	4
Set point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$ )	5
Regolazione $Q=f(V)$	5
Regolazione $\cos\phi=f(P)$	5

Gli indici numerici in colonna rappresentano la priorità di attivazione fra più funzioni compatibili. 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

<sup>(19)</sup> 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).

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.

La funzione di regolazione di frequenza in presenza di transitori di sovra o sottofrequenza originatisi sulla rete (8.8.6.3.2 e 8.8.6.3.3 della norma CEI 0-16) è **implementata a livello di singola macchina** ed è prioritaria 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.

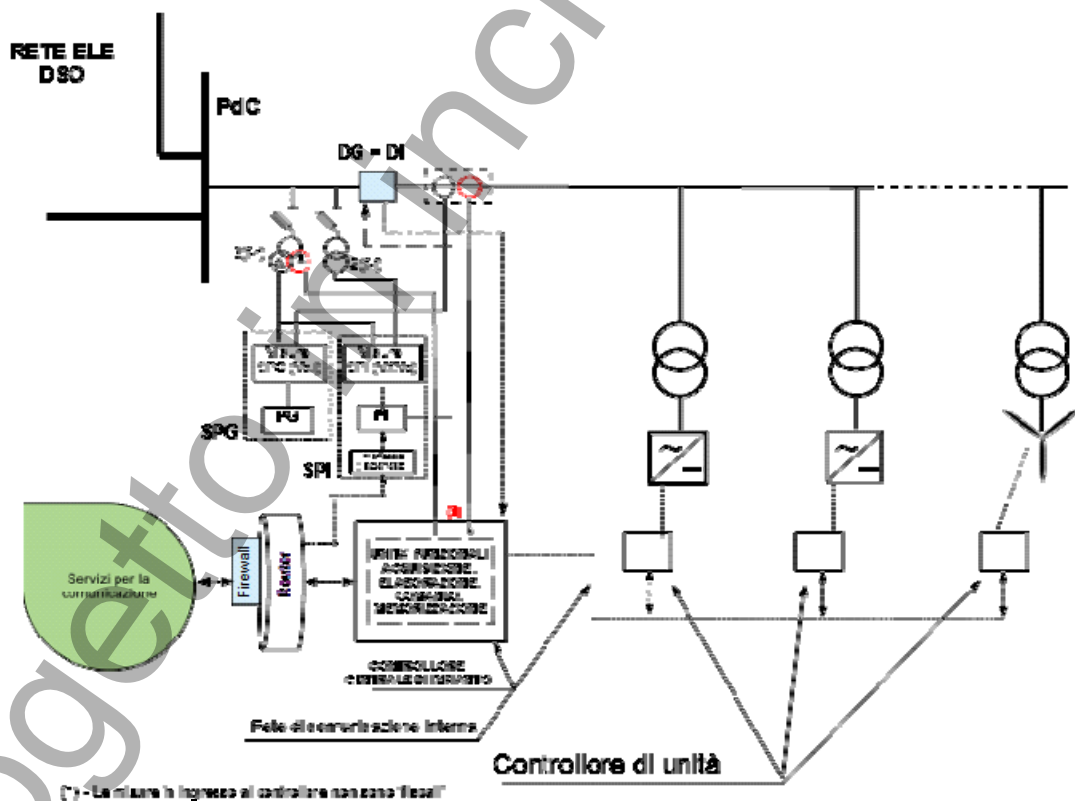
Ogni variazione delle impostazioni deve essere registrata nei log dell'apparato.

### 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. A.O.6 fa riferimento al caso in cui il DG e il DI coincidano; la figura A.O.7 fa invece riferimento al caso in cui DG e DI siano separati e posizionati in punti differenti dell'impianto.

Infine la figura A.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. A.O.6 - Schema semplificato della soluzione impiantistica nel caso: DG=DI Fig. A.O.7 - Schema semplificato della soluzione impiantistica nel caso: DG≠DI**

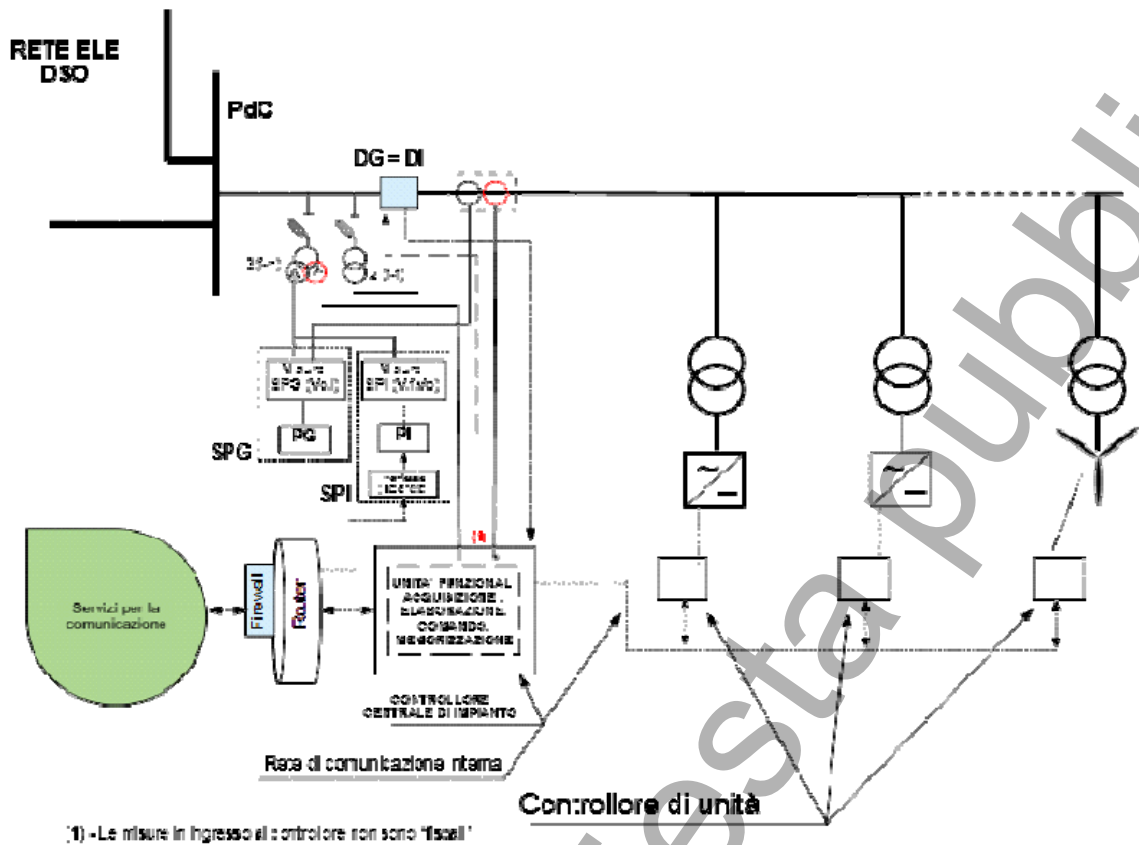


Fig. A.O.7 - Schema semplificato della soluzione impiantistica nel caso: DG≠DI

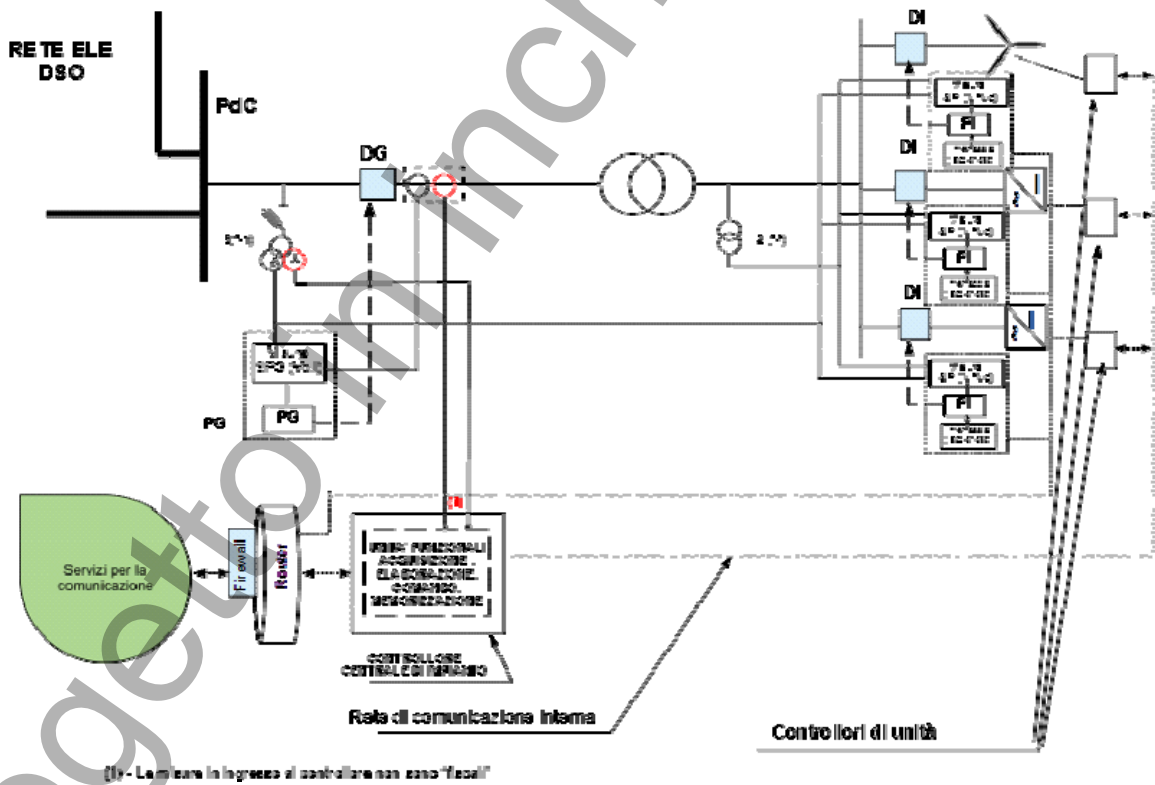


Fig. A.O.8 - Schema semplificato della soluzione impiantistica per un impianto di generazione con più unità generatrici e più DI sottese a un solo trasformatore

## O.13. Principali caratteristiche tecniche del CCI

### O.13.1. Interfacce di comunicazione

Il CCI deve disporre di default di un **unica** porta fisica destinata ai servizi di comunicazione fra il CCI e gli operatori esterni che lo possono controllare da remoto: DSO, Aggregatore e Produttore stesso.

Devono essere assicurati tutti gli aspetti di sicurezza (cybersecurity) sia quelli legati alla comunicazione fra il CCI e il singolo operatore remoto sia quelli legati alla condivisione del canale di comunicazione fra i diversi operatori.

A tale scopo è opportuno utilizzare fra il CCI e la rete di comunicazione esterna un apparato di networking dedicato qui definito come "**router d'impianto**" il cui compito è quello di segregare il traffico dei diversi protocolli utilizzati sia in ingresso sia in uscita e di instradarlo opportunamente. (vedi Appendice A.O.2 al presente allegato).

In questa maniera si ottempera anche alla richiesta dell'AEEGI di specificare un CCI che "*sia interoperabile con i sistemi delle imprese distributrici e non debba essere sostituito ogni volta che dovesse cambiare l'Utente del dispacciamento o l'Aggregatore, tutelando in tal senso i produttori e favorendo la concorrenza*"<sup>(20)</sup>.

Infine con la presenza del Router si ottiene anche la separazione fisica fra le reti di comunicazione interna di impianto e quelle esterne.

Le modalità di integrazione del CCI nell'architettura della rete di comunicazione esterna esulano dalle prescrizioni di questo Allegato.

La comunicazione con il Produttore in accesso locale per i servizi di configurazione, manutenzione ed assistenza tecnica dell'impianto **può** essere realizzata anche attraverso una seconda porta fisica dedicata (porta consolle).

In questo secondo caso però il traffico dati fra queste due porte fisiche di accesso al CCI deve essere escluso, ovvero nessun servizio interno al CCI deve consentire traffico dati passante fra le porte fisiche di comunicazione. Il CCI non deve attuare funzioni di switch o di bridge rispetto al traffico dati transitante su queste due porte fisiche e deve essere progettato in modo da assicurare il rispetto di questa condizione.

Lo stato delle due porte di comunicazione (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.

#### O.13.1.1. Caratteristiche fisiche delle interfacce per la comunicazione

##### O.13.1.1.1 Porta per la comunicazione verso il "Router"

La porta fisica di comunicazione verso l'esterno deve essere compatibile a livello fisico con la omologa interfaccia del "Router di impianto".

La porta deve essere di base del tipo RJ45 100BaseTX o 1000BaseTX auto negotiation.

In alternativa, la porta può essere omologa, di tipo ottico con connettore doppio LC per fibra multimodale 1310 nm.

Il CCI deve permettere di mappare le interfacce di comunicazione per lo scambio informativo di cui al punto O.7.1 (servizi logici) su questa porta fisica di comunicazione.

Ogni servizio logico deve essere caratterizzato da parametri di comunicazione (ad esempio: indirizzo IP, VLAN) tali da poter essere sempre distinguibile dagli altri, anche se ospitato sulla stessa porta fisica.

<sup>(20)</sup> vedi AEEGI "DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 298/2016/R/EEL



L'accesso ai servizi logici deve rispondere a criteri di sicurezza (cyber security). La definizione di questi criteri esula dalle prescrizioni di questo allegato (si veda in merito l'allegato T).

#### **O.13.1.1.2 Porta per l'accesso locale al CCI**

Questa interfaccia può essere realizzata con la tecnologia prescelta dal costruttore dell'apparato (ad esempio: porta USB).

Qualora venga scelta la tecnologia di comunicazione IP, per ragioni di sicurezza, l'indirizzo IP utilizzato deve ricadere nell'insieme degli indirizzi non annunciabili e non deve essere possibile modificare tale criterio.

Non deve essere possibile modificare tale indirizzo.

Il costruttore deve implementare tecnologie per il riconoscimento degli utenti che chiedono l'accesso all'apparato, al fine di implementare una efficace protezione contro gli accessi non autorizzati.

#### **O.13.1.1.3 Router di impianto**

Il dispositivo router di impianto costituisce l'unica interfaccia che si interpone tra la rete locale di impianto e ogni rete esterna all'impianto stesso.

Esso deve svolgere le seguenti funzioni principali:

- Separare la rete di comunicazione interna di impianto da quelle esterne,
- Permettere l'accesso remoto al CCI,
- Verificare i criteri di sicurezza ed impedire comunicazioni non autorizzate
- Segregare le comunicazione fra i diversi operatori (DSO, Aggregatore, gestore dell'impianto).

Il dispositivo dovrà essere dotato di funzionalità di NAT, VLAN, firewalling e VPN con cifratura del canale. L'eventuale utilizzo di servizi di connettività su rete pubblica dovrà prevedere la configurazione di una VPN sicura ed escludere l'utilizzo del servizio di connettività per scopi diversi da quelli richiesti dalle comunicazioni per il controllo e la conduzione dell'impianto.

Si tratta sostanzialmente di un dispositivo presente sul mercato, le cui caratteristiche minime sono dettagliate nell'appendice A.O.2 del presente allegato e ad essa si rimanda.

#### **O.13.1.2. Servizi logici di comunicazione con il DSO**

L'interfaccia 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/interruzione 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.

In caso di 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.

#### **O.13.1.3. Servizi logici di comunicazione con il terminale remoto d'Utente**

L'interfaccia di comunicazione verso il terminale remoto d'Utente deve rendere disponibile all'Utente stesso un canale logico di comunicazione con il CCI. 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 l'Utente, questo allegato non disciplina l'interfaccia Utente.

Si deve comunque tener conto di quanto già indicato al punto O.1 riguardo alle problematiche di cybersecurity.

#### **O.13.1.4. Servizi logici di comunicazione con l'Aggregatore**

L'interfaccia di comunicazione verso l'Aggregatore deve rendere disponibile all'Aggregatore stesso un canale logico di comunicazione con il CCI, secondo standard EN 61850.

Valgono le prescrizioni già richiamate al punto O.13.1.1 e nel resto del presente allegato per quanto applicabile al servizio di comunicazione con l'Aggregatore.

Si deve comunque tener conto di quanto già indicato al punto O.1 riguardo alle problematiche di cybersecurity.

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 deve tornare nella disponibilità dall'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.

#### **O.13.1.5. 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, ethernet, modbus, wireless), idonee 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<sup>(21)</sup>.

L'interfaccia verso l'impianto richiede anch'essa una o più porte di comunicazione dedicate, distinte da quella di interfaccia di cui al punto O.13.1.1, rispetto alle quali devono poter funzionare in modo completamente indipendente.

La presenza di comunicazione fra il CCI e gli elementi di impianto deve essere costantemente monitorata dal CCI.

#### **O.13.1.6. Interfaccia degli elementi di impianto verso il CCI**

Gli elementi di impianto, per potere essere coordinati dal CCI, devono prevedere un'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.

---

(21) Ad esempio, se l'impianto vuole partecipare ai servizi di sistema (Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno) la rete di comunicazione interna deve presentare caratteristiche prestazionali superiori

Quando il CCI è operativo ed il canale di comunicazione è attivo, gli elementi da lui coordinati devono cessare ogni attività autonoma di regolazione e devono operare in modalità di funzionamento assoggettata al CCI.

In caso contrario, gli elementi di impianto operano secondo le funzioni di regolazione previste nella presente Norma 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.

### **O.13.2. Ingressi di misura**

Il CCI deve essere dotato, direttamente o per il tramite di opportuni dispositivi di acquisizione e trasduzione, di un numero adeguato di ingressi atti a ricevere segnali da TV e da TA per le misure di V, I, al PdC.

La misura della tensione V deve essere prelevata da un avvolgimento secondario dedicato da aggiungere come avvolgimento addizionale alla terna di TV collegati fase-terra già presenti per la protezione di massima tensione residua associata alla SPI.

La misura della corrente I deve essere prelevata attraverso un nucleo dedicato per misura integrato nei TA su due fasi già previsti per la protezione di massima corrente di fase del SPG.

Nel caso di SP integrate devono essere previsti TA e TV dedicati per le misure del CCI.

In generale, le prestazioni richieste sono:

- Classe di precisione:  $\leq 0.5$ ;
- Prestazione nominale: 5 o 10 VA.

La classe di precisione del CCI nel suo complesso deve garantire la precisione richiesta dalla Norma, come dettagliato in Allegato N per le prove prescritte.

I campioni misurati alla frequenza fondamentale vengono aggregati su finestra temporale di 200 ms, secondo EN 61000-4-30 paragrafo 4.4 (aggregazione su 10 cicli) e resi disponibili per le funzionalità del CCI.

### **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.

### **O.13.4. Aggiornamento firmware**

Il CCI deve consentire l'aggiornamento del proprio firmware.

Tale attività potrebbe comportare disservizi delle funzionalità del CCI, quali, ad esempio:

- interruzione delle logiche interne e conseguente sospensione delle funzioni di regolazione
- interruzione delle funzioni di monitoraggio e data logging

nonché causare malfunzionamenti, quali, ad esempio:

- comportamento anomalo per corruzione del firmware
- mancato riavvio dell'apparato

Il CCI deve quindi permettere l'aggiornamento del proprio firmware 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,
- iii. controlli le credenziali e le autorizzazioni dell'Utente che attiva la procedura di aggiornamento.

La procedura può essere attivata solo dall'Utente, previa comunicazione informativa al DSO ed, eventualmente, all'Aggregatore. Le modalità e le tempistiche con cui effettuare tale informativa saranno stabilite dai suddetti soggetti, che potranno eventualmente richiedere una verifica documentale delle funzionalità del CCI a valle dell'aggiornamento e stabilire la necessità di effettuare prove di regolazione.

L'attività di aggiornamento firmware deve essere registrata nel Data logger di sistema. Nessuna fase della procedura deve cancellare i dati presenti nel suddetto Data logger.

Eventuali ulteriori prescrizioni relative alla cybersecurity non sono contemplate in questo allegato.

#### **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.

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.

L'orario sarà espresso con riferimento al tempo UTC (Coordinated Universal Time), come da EN 61000-4-30 paragrafo 4.6.

#### **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.

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 (vedi O.14).

#### **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 "router di impianto"
- 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
- presenza dei circuiti amperometrici al PdC
- presenza dei circuiti voltmetrici al PdC

L'esito della verifica deve essere registrato nel log del CCI.

Devono inoltre essere memorizzati i seguenti stati:

- stato di avvio/arresto/attivazione delle funzioni di regolazione<sup>(22)</sup>
- stato (Ap/Ch) del dispositivo generale (DG)
- stato (Ap/Ch) del/dei dispositivo di interfaccia (DI)

Devono inoltre essere memorizzati i seguenti eventi:

- eventi che hanno causato l'emissione di comandi dal CCI verso gli elementi d'impianto da esso coordinati (quali superamento soglia 110% Vn, intervento di una funzione di regolazione, attuazione di un set-point, ecc)
- comandi da parte dell'Utente, del DSO ed eventualmente dell'Aggregatore, con relativi parametri
- intervento della protezione generale
- 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
- accensione/spegnimento (e relativa causa) del CCI
- aggiornamento firmware (compresa versione)

La memorizzazione degli eventi sopra citati completi di data e ora (yyyy/mm/gg hh:mm:ss,d) deve estendersi per almeno 400 eventi<sup>(23)</sup> 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.). Eventuali ulteriori prescrizioni relative alla cybersecurity non sono contemplate in questo allegato.

Per quanto concerne la Presenza 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.

---

<sup>(22)</sup> Si veda l'appendice A per una descrizione degli stati operativi delle funzioni di regolazione

<sup>(23)</sup> Il valore di 400 eventi è il minimo richiesto. Si suggerisce di aumentare tale valore in relazione alla complessità delle funzioni che il CCI implementa per l'ottimizzazione dell'impianto stesso ed all'eventuale partecipazione al MSD

## **O.15. Prove**

Le prove di tipo da effettuare sul CCI si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di isolamento;
- prove di compatibilità elettromagnetica;  
prove di compatibilità ambientale.

Il CCI deve essere dotato di marcatura CE. Deve essere inoltre verificato secondo le modalità indicate nell'allegato C al punto C.3.4.

Nel caso in cui il CCI sia integrato come funzionalità aggiuntiva nel controllore dell'inverter di una unità di generazione (operante ad es. come Master per le altre unità) per le prove si deve fare riferimento a quanto già previsto nella norma di prodotto e specificato nella presente norma.

### **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 indicate ai punti precedenti, sia per la modalità autonoma che per la modalità asservita.

In particolare, dovrà 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 uscite di controllo coerenti con la funzione richiesta.

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 EN 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.

Deve essere verificato che al decadere di ogni funzione imposta dal DSO, 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 simulata con il DSO il CCI, dopo il time-out di attesa stabilito, ri-attivi la funzione pre-configurata.

### O.15.2. Prove di isolamento

Le prove di isolamento cui deve sottostare il CCI sono riportate nella tabella O.2

**Tabella O.2 – Prove di isolamento**

Porta	Verifica delle proprietà dielettriche	Note/Livelli di prova	Norma Tecnica
Ingresso Alimentazione, sia a.c. che c.c	Tenuta ad impulso	5 kV	CEI EN 60255-5
Ingresso Alimentazione a.c.	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a	CEI EN 60255-5
Ingresso Alimentazione, sia a.c. che c.c	Resistenza di isolamento	≥ 100 Mohm a 500 V c.c.	CEI EN 60255-5

### O.15.3. Prove di compatibilità ambientali e EMC (di Tipo)

#### O.15.3.1. Generalità

In presenza di fenomeni elettromagnetici o in condizioni climatiche particolarmente severe il CCI non deve essere soggetto a degradazioni.

In particolare non deve subire perdita delle funzioni di controllo né attuare interventi spuri.

Inoltre la memorizzazione dei parametri di regolazione non deve essere influenzata né dai fenomeni elettromagnetici né dalle condizioni ambientali.

#### O.15.3.2. Criteri di valutazione

I criteri di valutazione, in accordo con le norme relative, intendono fornire una classificazione sull'accettabilità o meno della degradazione più o meno temporanea del "CCI".

I criteri standard che vengono presi in considerazione sono i seguenti.

- Criterio di prestazione A: "Il CCI deve continuare a funzionare come previsto durante e dopo la prova";
- Criterio di prestazione B: "Il CCI deve continuare a funzionare come previsto dopo la prova".

#### O.15.3.3. Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella Tabella O.3

Tabella O.3 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Dettaglio	Note/Livelli di prove	Norme	Criterio di accettazione
Apparecchiatura non alimentata	caldo secco +70 °C ± 2°C(16 h)	EN 60068-2-2	B
	Caldo umido, regime stazionario +40 °C± 2°C, RH = 93 % ± 3% (4 gg)	EN 60068-2-78	B
	Freddo -10 °C ± 2°C (16 h)	EN 60068-2-1	B
	cambio temperatura -10/+70 °C ±2°C (3 h + 3 h)	EN 60068-2-14	B
Apparecchiatura alimentata	caldo secco + 55 °C± 2°C (16 h)	EN 60068-2-2	A
	caldo umido, regime stazionario + 40 °C± 2°C, RH = 93 %± 3 % (4 giorni)	EN 60068-2-78	A
	Freddo -10 °C ± 2°C (16 ore)	EN 60068-2-1	A
	cambio temperatura -10 °C/+55 °C ±2°C (3 h + 3 h)	EN 60068-2-14	A

#### O.15.3.4. Prove di Compatibilità EMC

La Tabella O.4 riassume le prove di compatibilità EMC applicabili al CCI, in accordo alle norme CEI EN 61000-6-2 "Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali".



Tabella O.4 – Elenco prove di immunità sul “CCI”

Prove	Norma di base IEC	Involucro	Alimentazione ausiliaria	Comunicazione	Entrata/uscita	Terra funzionale	Criterio di accettazione
Immunità alle onde oscillatorie smorzate	61000-4-18		1 kV modo diff. 2,5 kV modo comune	1 kV modo comune	1 kV modo diff. 2,5 kV modo comune		B
Immunità a scariche di elettricità statica	61000-4-2	6 kV contatto 8 kV in aria					B
Immunità ai campi elettromagnetici a radiofrequenza irradiati	61000-4-3	10 V/m (80 Mhz - 1 GHz; 1.4 GHz – 2.7 GHz)					A
Immunità a transitori/raffich e di impulsi elettrici veloci	61000-4-4		2 kV	1 KV	2 kV	2 kV	B
Immunità ad impulso	61000-4-5		1 kV modo diff. 2 kV modo comune (gradini successivi)	2 kV modo comune (gradini successivi)	1 kV modo diff. 2 kV modo comune (gradini successivi)		B
Immunità ai disturbi condotti, indotti da campi a radiofrequenza	61000-4-6		10 V 150 kHz - 80MHz	10 V 150 kHz - 80MHz	10 V 150 kHz - 80MHz	10 V 150 kHz - 80MHz	A
Immunità alla frequenza di rete	61000-4-16				100 V rms modo diff. 300 V rms modo comune (10 s)		A
Immunità a buchi di tensione, brevi interruzioni e variazioni di tensione	61000-4-11		100% - 20ms 100% - 5 s (o più sufficienti allo spegnimento della macchina)				A B
Immunità a buchi di tensione, brevi interruzioni e variazioni di tensione sulle porte di alimentazione a tensione continua	61000-4-29		100% - 20ms 100% - 5 s (o più, sufficienti allo spegnimento della macchina)				A B
Immunità a campi magnetici a frequenza di rete	61000-4-8	30 A/m (continuo) 300 A/m (1 s)					

secondo CEI EN 61000-6-2

## APPENDICE App.O-1 (informativa)

### Interscambio di informazioni fra DSO e CCI

#### 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 informative 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

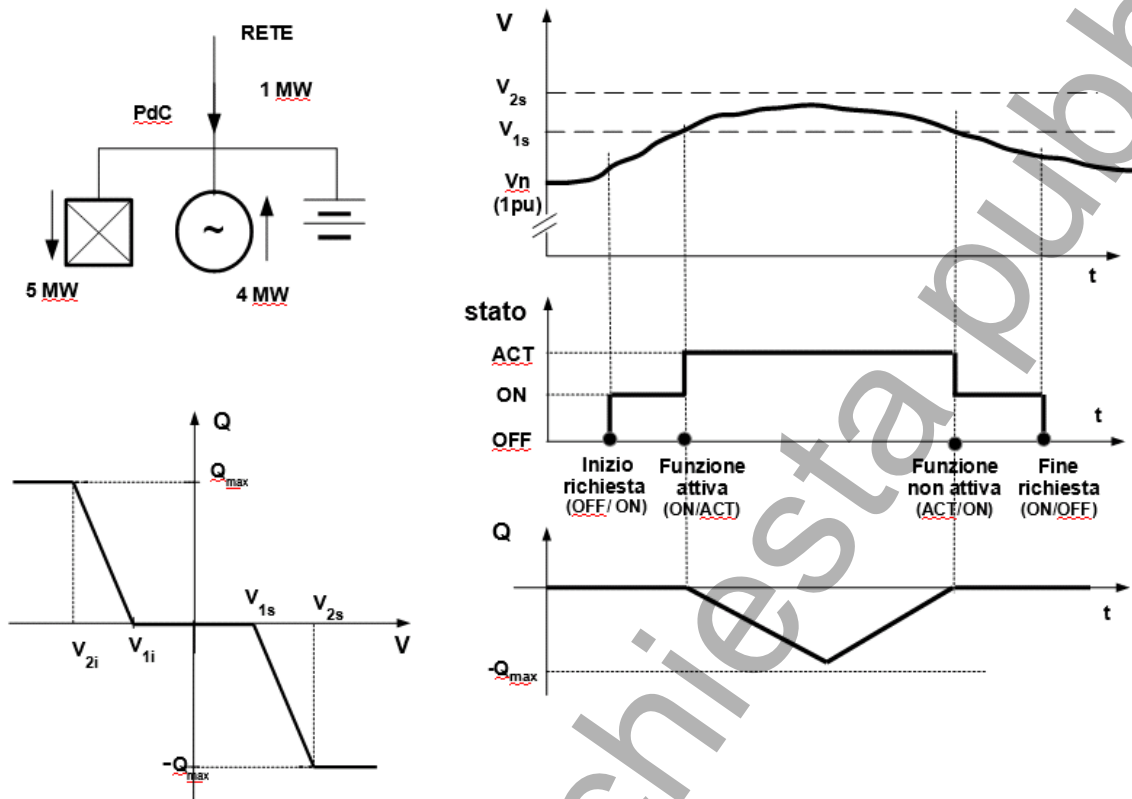
<b>Messaggi relativi alle caratteristiche dell'impianto</b>	<p>Informazioni provenienti dall'impianto e riguardano la configurazione, le caratteristiche e le capacità nominali.</p> <p>Queste informazioni derivano dall'impianto e non sono oggetto di modifica da parte di processi remoti.</p> <p>Trattasi 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"><li>- Caratteristiche Generali di Impianto;</li><li>- Caratteristiche dell'insieme dei Generatori;</li><li>- Caratteristiche dell'insieme dei Carichi;</li><li>- Caratteristiche dell'insieme dei Sistemi di accumulo.</li></ul> <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>
---	--

<p><b>Messaggi relativi allo stato operativo dell'impianto</b></p>	<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"> <li>- A Riposo (Disattivo) =OFF;</li> <li>- Attivo=ON;</li> <li>- Operativo=ACT.</li> </ul> <p>Per una migliore comprensione dell'uso di questi acronimi si rimanda alla figura App.O.1</p>
<p><b>Messaggi relativi alle misure dell'impianto</b></p>	<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>
<p><b>Messaggi relativi ai valori dei parametri operativi</b></p>	<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>

### 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 61859 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.

### 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.

#### 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	Autonoma, a cura Utente su indicazione del DSO tramite regolamento di esercizio
Set-Point potenza attiva su comando esterno	Non ammessa
Erogazione potenza reattiva su comando esterno (Set-point Q)	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

#### 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	Asservita, con azione remota del DSO
Set-Point potenza attiva su comando esterno	Asservita, con azione remota dell'Aggregatore
Erogazione potenza reattiva su comando esterno (Set-point Q)	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

## APPENDICE App.O-2 (informativa)

### Esempio di specifica di un "Router/Firewall"

#### O-2.1. Generalità

Le motivazioni legate all'opportunità di dotare il CCI di un apparato di networking dedicato (definito "Router/Firewall") per soddisfare in modo adeguato le esigenze di comunicazione sicura fra il CCI e gli operatori che possono operare sul CCI stesso sono riportate nel capitolo 13.1 del presente allegato.

Questa appendice, di carattere informativo, definisce le caratteristiche tecniche minime di un Router che soddisfa i compiti richiesti, in particolare la capacità di gestione degli aspetti di sicurezza per la salvaguardia del sistema elettrico legati alla comunicazione fra CCI e possibili operatori esterni e di quelli legati alla condivisione del canale di comunicazione fra i diversi operatori.

Si tratta di dispositivi di facile reperimento sul mercato.

La definizione dell'architettura della rete di comunicazione per l'interazione fra il CCI e gli altri operatori esula dal campo di applicazione della Norma CEI 0-16; in ogni caso il CCI completo di Router come specificato in questo Allegato O sarà adeguato qualunque architettura della rete di comunicazione selezionata.

Le caratteristiche del Router che vengono qui precisate consentono infatti di implementare soluzioni di comunicazione di varia complessità, nel rispetto delle esigenze di comunicazione del CCI, degli operatori ad esso connessi e di sicurezza nella comunicazione per la salvaguardia del sistema elettrico.

#### O-2.2. Requisiti tecnici

##### O-2.2.1. Caratteristiche Generali

Il router/firewall costituisce l'unica interfaccia che si interpone tra la rete locale di impianto e ogni rete esterna all'impianto stesso.

Le funzioni assolute del router/firewall devono essere:

- Separare la rete di comunicazione interna di impianto da quelle esterne,
- Permettere l'accesso remoto al CCI,
- Verificare i criteri di sicurezza ed impedire comunicazioni non autorizzate
- Segregare le comunicazioni fra i diversi operatori (DSO, Aggregatore, gestore dell'impianto).

Il dispositivo dovrà essere dotato di funzionalità di NAT, VLAN, firewall e VPN con cifratura del canale, come rappresentato in figura A.2.1 presa come riferimento.

L'eventuale utilizzo di servizi di connettività su rete pubblica dovrà prevedere la configurazione di una VPN sicura ed escludere l'utilizzo del servizio di connettività per scopi diversi da quelli richiesti dalle comunicazioni per il controllo e la conduzione dell'impianto.

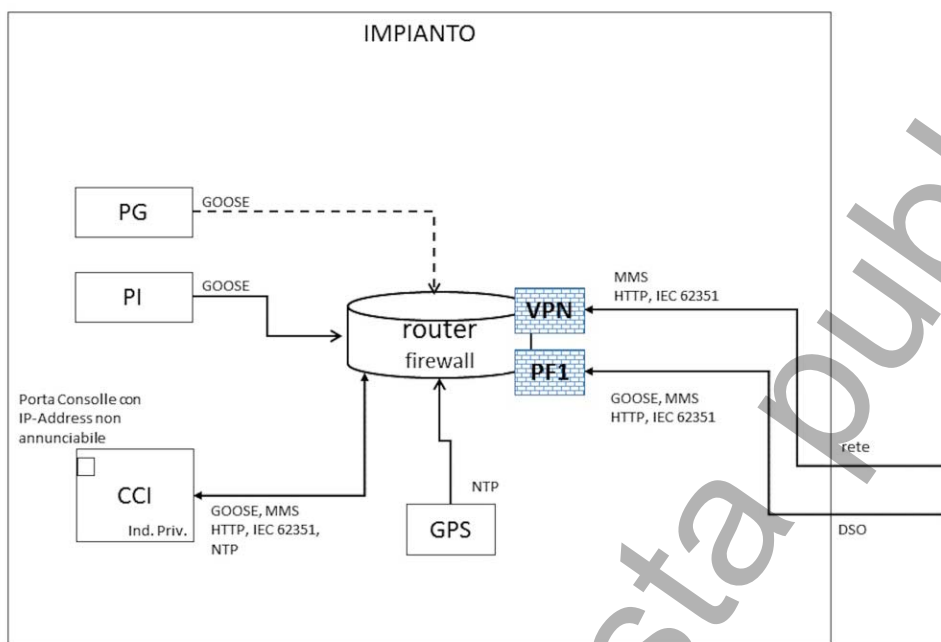
Nella figura A.2-1 è rappresentato uno schema generale di riferimento del Router/Firewall; in esso è prefigurata la condizione in cui la rete di comunicazioni interna all'impianto a cui afferisce il CCI è utilizzata anche per lo scambio informativo sullo stato della protezione fra PI e CCI.

La connessione della PI al CCI avviene tramite protocollo di comunicazione EN 61850 utilizzando i messaggi GOOSE.

Nello schema è predisposta anche la condizione per un futuro scambio informativo fra CCI e PG anche se ad oggi la Norma CEI 0-16 non prevede per questa protezione alcun canale di comunicazione.

Sempre nello schema di figura A.2 - 1 è ipotizzato che il servizio di sincronizzazione oraria assolto tramite GPS venga distribuito tramite protocollo NTP.

Infine, la connessione verso il DSO<sup>(24)</sup> è configurata per trasportare segnali da e verso le PI (es. telescatto).



**Figura App.O-2 - 1 - Schema generale di riferimento per il Router**

#### Legenda

GOOSE	protocollo di comunicazione definito nello standard EN 61850
MMS	protocollo di comunicazione utilizzato nello standard EN 61850
NTP	protocollo per la sincronizzazione oraria
http	protocollo di comunicazione internet
IEC 62351	standard per la cyber security, che garantisce l'autenticazione dei soggetti e la riservatezza della comunicazione
PF	porta di comunicazione dell'apparato protetta da servizio di firewall
VPN	porta di comunicazione dell'apparato su cui è attivo un servizio di rete privata virtuale

#### O-2.2.2. Caratteristiche Ambientali e di compatibilità EMC

Le caratteristiche del router/firewall in termini di compatibilità ambientale e EMC devono essere compatibili con le condizioni ambientali presenti in impianto, tipicamente di carattere industriale. Si veda a tale proposito il capitolo 15.3 del presente allegato.

#### O-2.2.3. Alimentazione del Router

L'alimentazione dell'apparato deve essere garantita anche in assenza di connessione alla rete principale tramite sistema di continuità con autonomia minima di 1 ora.

<sup>(24)</sup> L'interfaccia router/firewall-verso il DSO prevede il trasporto del protocollo IEC 61850 GOOSE che è un protocollo di livello 2. Per quanto nei requisiti del router/firewall sia richiesta la modalità operativa sia di livello 2 che di livello 3, va sottolineato che la coesistenza di queste due modalità richiede che l'apparato router abbia una configurazione specifica e di maggiore complessità. Per questo motivo occorre valutare se e quando è necessario (e soprattutto possibile) l'impiego del protocollo GOOSE tra DSO e impianto. In alternativa, protezioni di interfaccia e DSO potrebbero scambiare messaggi in formato MMS.

#### **O-2.2.4. Caratteristiche Fisiche**

Il router firewall deve essere dotato di interfacce ethernet in conformità allo standard IEEE 802.3-2015.

In particolare, è richiesta la disponibilità minima di:

- una interfaccia di tipo ottico 100FX multimodale connettore doppio LC, eventualmente predisposta come modulo transceiver innestabile di tipo SFP
- due interfacce di tipo RJ45 10BaseT /100BaseTX / 1000BaseTX auto negotiation, auto MDI/MDIX

L'interfaccia ottica è predisposta per la connessione diretta al DSO.

Le interfacce RJ45 sono predisposte per la connessione dell'apparato CCI e del modem per la comunicazione verso l'esterno dell'impianto.

Il router può essere dotato di ulteriori interfacce di comunicazione, per assolvere ad esigenze di comunicazione interne all'impianto, quali la connessione dell'apparato GPS per la sincronizzazione oraria o la connessione dati con la protezione di interfaccia.

A titolo di riferimento 25, si suggerisce di rendere disponibili sull'apparato ulteriori porte di comunicazione, quali:

- almeno una interfaccia small form-factor pluggable (SFP) per l'installazione di transceiver in fibra ottica o rame.
- almeno 4 ulteriori interfacce RJ45 10BaseT /100BaseTX / 1000BaseTX auto negotiation, auto MDI/MDIX

#### **O-2.2.5. Caratteristiche Funzionali**

Il router/firewall deve svolgere le sue funzioni operative in modo da permettere ogni servizio logico di comunicazione descritto nel presente allegato e nell'Allegato T della presente Norma, nel rispetto delle prescrizioni relative ai tempi di risposta dell'impianto, definite al punto O.7.3 del presente allegato O.

Inoltre, deve supportare almeno i seguenti requisiti funzionali:

- stateful inspection firewall
- one based policy firewall, con zone configurabili in modo indipendente su ciascuna interfaccia.
- capacità di operare su ciascuna interfaccia in modalità firewall Layer 2 e Layer 3
- Supporto VLAN
- ciascuna delle porte deve poter essere configurate a gruppi in modalità bridging o routing
- supporto dei protocolli TCP/IP V4 and V6
- supporto dei protocolli SIIT(IPV4-over-IPV6 translation) e Miredo/Teredo (IPV6 over IPV4 tunneling)
- Possibilità di gestione di Interfacce WAN multiple (in modalità failover e load balancing)
- Users/User Groups management locale e centralizzato
- Interfaccia di amministrazione locale web based
- Possibilità di gestione centralizzata con automatic policy deployment
- Radius user authentication
- X 509v3 Certificate authentication
- Gestione di Policy based routing ACLs



- IPSec VPN client e server, con supporto per la mutua autenticazione mediante shared secret e Certificato X.509v3
- SSL-VPN client e server (con supporto TLS 1.2 e superiori)
- QoS (Quality Of Service)
- Supporto indipendente per la funzione di Network Address Translation su ogni interfaccia
- Supporto e riconoscimento per il controllo mediante policy dei protocolli della famiglia IEC 61850 (MMS, GOOSE e SV) e IEC 60870-5-104 oltre che dei protocolli MODBUS OPC-UA
- Garantire la sincronizzazione temporale
- Supporto dei principali protocolli di routing: RIP, BGP, OSPF
- Supporto delle funzionalità DHCP e DNS Forwarding
- SNMP Monitoring agent con supporto si SNMPv3 (almeno User Security Model)
- Event reporting mediante syslog.

## Allegato T (normativo)

### Scambio informativo basato su standard CEI EN 61850

Aggiungere il seguente testo

#### T.1 Introduzione

Nella prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione verso il paradigma delle smart grid, risulta necessario definire un insieme di scambi informativi finalizzati al governo della rete elettrica in presenza di una consistente quantità di **Generazione Diffusa** (nel seguito **GD**) al punto di connessione con la rete di distribuzione.

Il modello considerato per la definizione dell'interfaccia del **Controllore Centrale di Impianto** (nel seguito **CCI**) prevede che la GD comunichi con il **Distributore** (nel seguito **DSO**), con l'Aggregatore e con l'operatore di GD e non contempla la comunicazione verso gli elementi costituenti l'impianto.

Pur essendo previsto che il ruolo di Aggregatore possa essere di volta in volta implementato da attori diversi, il modello di business attualmente considerato esclude che vi siano più Aggregatori contemporaneamente interfacciati in ottica concorrenziale alla medesima risorsa di GD.

La scelta di utilizzare l'interfaccia di comunicazione basata su IEC 61850, prevista per il DSO, anche verso l'Aggregatore (ed eventualmente l'operatore di GD), deriva dall'opportunità di convergere verso un'unica soluzione tecnologica di interfacciamento del CCI.

Sulla base dei requisiti funzionali e tecnici associati sia alla gestione della rete di distribuzione che alla fornitura di servizi di rete da parte della GD, la presente specifica ha individuato gli scambi informativi e la conseguente interfaccia conforme allo standard IEC 61850 che la GD deve esporre verso gli attori del sistema elettrico coinvolti.

Al fine di risultare interoperabile con gli attori previsti, l'interfaccia IEC 61850 della GD è stata dettagliatamente specificata in termini di Modello Dati, Servizi ACSI, mappatura su specifico protocollo di comunicazione e relative specifiche di cyber security.

L'interfaccia del CCI prevede l'implementazione di un server IEC 61850 con un unico punto di accesso logico concretamente rappresentato da un indirizzo IP reso accessibile agli attori interessati.

La modalità di integrazione del CCI nell'architettura di sistema esula dal contesto del presente documento, che si limita a specificare l'interfaccia IEC 61850 del CCI.

#### T.2 Struttura dell'allegato

La struttura dell'allegato prevede una prima sezione che definisce i requisiti tecnici/funzionali (in ottemperanza all'Allegato O) ed una seconda sezione che specifica la conseguente soluzione tecnologica per l'implementazione dell'interfaccia di comunicazione del dispositivo CCI verso DSO, Produttore e Aggregatore.

Più nello specifico, la prima sezione definisce i requisiti funzionali, il conseguente scambio informativo ed i relativi requisiti tecnici.

La seconda sezione definisce la soluzione tecnologica da adottare in termini di Modello Dati, Servizi di comunicazione, mappatura su specifico protocollo e requisiti di cyber security, ai fini dell'implementazione delle funzionalità definite nella precedente sezione.

### T.3 Specifiche associate al CCI

#### T. 3.1 Definizione dei requisiti funzionali associati al CCI

Gli scambi informativi associati al CCI dovranno consentire di supportare le funzionalità definite nell'Allegato O della norma CEI 0-16, di seguito sintetizzate:

- Erogare i servizi di rete attraverso una modulazione apposita di potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto;
- Fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di connessione.

La comunicazione verso gli elementi di impianto è fuori dallo scopo.

Le informazioni sono concettualmente raggruppate nelle seguenti categorie funzionali

**Tabella T.1 – Organizzazione funzionale delle informazioni relative al CCI**

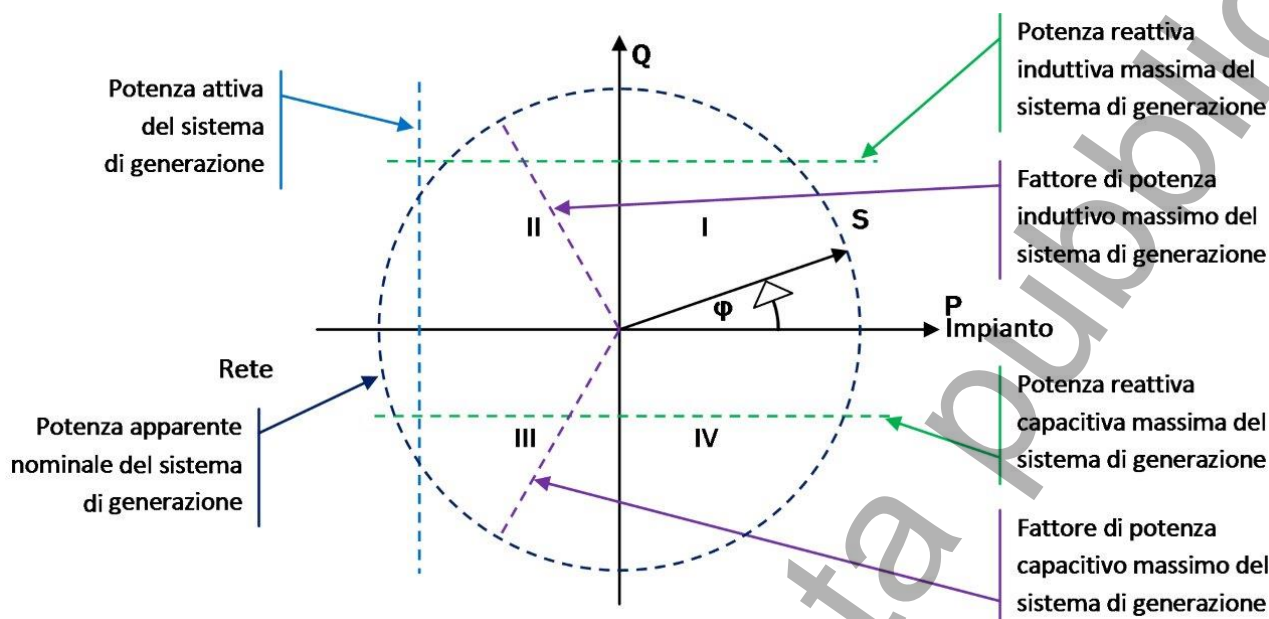
<b>Informazioni relative alle caratteristiche dell'impianto</b>	Informazioni relative alla configurazione, caratteristiche e capacità nominali degli elementi costituenti l'impianto. Queste informazioni derivano dall'impianto e non sono oggetto di modifica da parte di processi remoti
<b>Informazioni relative allo stato operativo dell'impianto</b>	Informazioni riguardo lo stato operativo dell'impianto e degli apparati fisici presenti in impianto, quali le posizioni degli interruttori. Lo stato può modificarsi a seguito di eventi in impianto o a seguito di comandi remoti
<b>Informazioni relative alle misure dell'impianto</b>	Valori analogici misurati direttamente o determinati tramite elaborazione di grandezze misurate, quali tensioni, correnti, potenze, ecc.
<b>Informazioni relative ai valori dei parametri operativi</b>	Valori di riferimento necessari per l'operatività delle funzioni e degli algoritmi. I parametri sono impostati in fase di inizializzazione dell'apparato e possono successivamente essere modificati da remoto

Per maggior sintesi, le informazioni relative alle caratteristiche di potenza degli elementi costituenti l'impianto, previste nei "Messaggi relativi alle caratteristiche dell'impianto" sono espresse mediante un vettore unificato contenente le grandezze di Tabella T.2. Tutte le grandezze elettriche si intendono ai morsetti degli elementi costituenti l'impianto, salvo dove diversamente specificato.

**Tabella T.2 – Definizione del vettore delle potenze caratteristiche**

<b>Informazione</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Unità di misura</b>
Potenza attiva nominale in generazione	Potenza attiva massima che l'unità di generazione o di accumulo può generare	kW
Potenza attiva nominale in assorbimento	Potenza attiva massima che l'unità di consumo o di accumulo può assorbire	kW
Potenza apparente nominale	Potenza apparente nominale delle unità di generazione, di accumulo o di consumo	kVA
Potenza reattiva induttiva massima	Massima potenza reattiva induttiva che il generico componente può scambiare con continuità	kVAr
Potenza reattiva capacitiva massima	Massima potenza reattiva capacitiva che il generico componente può scambiare con continuità	kVAr

In Figura T.1 è riportato un esempio di definizione delle caratteristiche di potenza di un sistema di generazione.



**Figura T.1 - Definizione delle grandezze limite nell'esempio del sistema di generazione**

(vedi par. 8.2 allegato "O")

### T.3.1.1 Informazioni relative alle caratteristiche di impianto

Le informazioni relative alle caratteristiche degli elementi dell'impianto sono informazioni "statiche" da definire in fase di prima configurazione sul CCI o in caso di modifiche rilevanti ai suoi componenti. In particolare le informazioni previste sono indicate in Tabella T.3 e sono suddivise in 4 parti: Caratteristiche Generali di impianto, Caratteristiche dell'insieme dei generatori, Caratteristiche della sezione di carico<sup>(25)</sup>, Caratteristiche dell'insieme dei sistemi di accumulo. Qualora una o più sezioni non dovessero essere presenti in impianto, le relative caratteristiche non dovranno essere compilate.

**Tabella T.3 – Informazioni relative alle caratteristiche dell'impianto**

Informazione	Descrizione	Tipo informazione / Unità di misura
Generali d'impianto		
Denominazione dell'impianto	Testo descrittivo dell'impianto	Stringa di testo
Identificativo punto di connessione (POD)	Identificativo del punto di connessione dell'impianto alla rete elettrica definito dal DSO	Stringa di testo
Presenza di un sistema di generazione di energia da fonte primaria	Indica la presenza di un sistema di generazione in grado di produrre energia elettrica tramite utilizzo di una fonte di energia primaria	SI/NO
Presenza di un sistema per la modulazione del carico utilizzatore	Indica la presenza in impianto di un sistema per la modulazione del carico utilizzatore, al fine di poter diminuire la potenza richiesta, senza che vengano meno le funzioni principali di impianto <sup>(26)</sup>	SI/NO

<sup>(25)</sup> Secondo quanto suggerito in Allegato O.

<sup>(26)</sup> I carichi utilizzatori modulabili possono far parte o meno dell'insieme dei carichi alleggeribili. La modulazione può ottenersi tramite disattivazione di uno più apparati o tramite regolazione della potenza da questi assorbita. Normalmente, la potenza alleggeribile è (molto) maggiore della potenza modulabile, in quanto l'alleggerimento opera come ultima risorsa prima della disconnessione totale dell'impianto.

Informazione	Descrizione	Tipo informazione / Unità di misura														
Presenza di un sistema per il distacco parziale del carico utilizzatore	Indica la presenza in impianto di un sistema per il distacco di quota parte dei carichi utilizzatori (alleggerimento carichi), al fine di poter diminuire la potenza richiesta.	SI/NO														
Presenza di un sistema di accumulo di energia	Indica la presenza in impianto di un sistema di accumulo dell'energia elettrica, idoneo a funzionare in prelievo ed in immissione	SI/NO														
Tensione nominale sul punto di connessione	Tensione nominale sul punto di connessione con la rete del DSO. Per i sistemi trifase indica la tensione concatenata.	kV														
Potenza sul punto di connessione	Definisce il vettore della potenza riferito al punto di connessione con la rete. È rappresentato dalla Tabella T.2 Il valore della potenza apparente nominale costituisce il riferimento per tutti i valori di potenza attiva e reattiva espressi percentualmente.	vedi vettore delle potenze caratteristiche (TAB. 2)														
Funzioni di regolazione disponibili	<p>Elenca le funzioni di regolazione che CCI può attuare in relazione alle capacità tecniche dell'impianto</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Funzione</th> <th>Disponibilità</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Limitazione della potenza attiva</td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi<sup>(27)</sup></td> </tr> <tr> <td>Set-point Potenza Attiva</td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi</td> </tr> <tr> <td>Set-point potenza reattiva<sup>(28)</sup></td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi</td> </tr> <tr> <td>Set-point PF</td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi</td> </tr> <tr> <td>Regolazione Q(V)</td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi</td> </tr> <tr> <td>Regolazione <math>\cos\phi(P)</math></td> <td>NA/Auton./Asservito/Entrambi</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ulteriori modi operativi potranno essere definiti in successive versioni della presente specifica</p>	Funzione	Disponibilità	Limitazione della potenza attiva	NA/Auton./Asservito/Entrambi <sup>(27)</sup>	Set-point Potenza Attiva	NA/Auton./Asservito/Entrambi	Set-point potenza reattiva <sup>(28)</sup>	NA/Auton./Asservito/Entrambi	Set-point PF	NA/Auton./Asservito/Entrambi	Regolazione Q(V)	NA/Auton./Asservito/Entrambi	Regolazione $\cos\phi(P)$	NA/Auton./Asservito/Entrambi	
Funzione	Disponibilità															
Limitazione della potenza attiva	NA/Auton./Asservito/Entrambi <sup>(27)</sup>															
Set-point Potenza Attiva	NA/Auton./Asservito/Entrambi															
Set-point potenza reattiva <sup>(28)</sup>	NA/Auton./Asservito/Entrambi															
Set-point PF	NA/Auton./Asservito/Entrambi															
Regolazione Q(V)	NA/Auton./Asservito/Entrambi															
Regolazione $\cos\phi(P)$	NA/Auton./Asservito/Entrambi															
<b>Macroblocco generazione</b>																
Potenza di generazione per fonte di energia primaria	Definisce il vettore somma delle potenze dei generatori, suddivisi per tipologia della fonte di energia primaria utilizzata secondo i seguenti aggregati: Fotovoltaico Eolico Termico <sup>(29)</sup> Idraulico Altro	vedi vettore delle potenze caratteristiche (Tabella T.2)														
<b>Macroblocco carichi utilizzatori<sup>(30)</sup></b>																

(27) NA=Non disponibile; Autonoma=funzione non controllabile da remoto; Asservita=la funzione di regolazione offre soltanto la possibilità di controllo remoto da parte del DSO; Entrambi=la funzione può agire in autonomia oppure tramite comando remoto dal DSO

(28) Le funzioni di ricezione dei set-point di P e Q sono obbligatorie come riportato nel par. 8.10 (CEI 0-16).

(29) La definizione della fonte primaria di energia prescinde dalla natura rinnovabile o meno della stessa, ma riguarda le caratteristiche in termini di prevedibilità del profilo di potenza generata. Nel caso del termico, la fonte rinnovabile può essere costituita, ad esempio, da biomasse.

(30) Previsto per sviluppi futuri

Informazione	Descrizione	Tipo informazione / Unità di misura
Potenza del carico utilizzatore	Definisce il vettore somma delle potenze del carico utilizzatore presente in impianto. L'indicazione del valore della potenza reattiva massima terrà conto della presenza di sistemi di rifasamento ad azione variabile.	vedi vettore delle potenze caratteristiche (Tabella T.2)
Potenza del carico utilizzatore distaccabile per alleggerimento	Indica la potenza del carico utilizzatore reso disponibile al distacco immediato per necessità di alleggerimento del carico di rete	kW
<b>Macroblocco sistemi di accumulo</b>		
Potenza del sistema di accumulo	Definisce la potenza che il sistema di accumulo può generare o assorbire con continuità sino al raggiungimento della capacità nominale	vedi vettore delle potenze caratteristiche (Tabella T.2)
Capacità nominale del sistema di accumulo	Definisce la capacità utile del sistema di accumulo, intesa come differenza fra la massima energia immagazzinabile e la minima energia residua a scarica completa (al minimo valore di carica ammesso per mantenere le condizioni operative ottimali)	kWh

### T.3.1.2 Informazioni relative al rilievo dello stato dell'impianto

Tale tipologia di informazioni permette di rilevare le modalità operative dell'impianto. In Tabella T.4 sono suddivise in 4 sezioni analogamente alla struttura prevista nel par. 0.

**Tabella T.4 – Informazioni relative allo stato dell'impianto**

Informazione	Descrizione	Tipo informazione / Unità di misura
<b>Generali d'impianto</b>		
Modalità di funzionamento dell'impianto	Indica il modo operativo nel quale si trova l'impianto	
	Funzione	Stato
	Limitazione della potenza attiva	ON/OFF/ACT <sup>(31)</sup>
	Set-point potenza attiva	ON/OFF/ACT
	Set-point potenza reattiva	ON/OFF/ACT
	Set-point PF	ON/OFF/ACT
	Regolazione Q(V)	ON/OFF/ACT
	Regolazione cosφ (P)	ON/OFF/ACT
Segnalazione condizione di mancato raggiungimento del Set-point (opz.)	Indica la condizione di mancato raggiungimento del Set-point imposto per le seguenti funzioni:	
	Funzione	Stato
	Set-point potenza reattiva	ON/OFF
	Set-point PF	ON/OFF
	Regolazione Q(V)	ON/OFF
	Regolazione cosφ (P)	ON/OFF
La segnalazione (opzionale) si attiva solo se il valore richiesto non può essere raggiunto per limiti tecnici d'impianto.		
Stato operativo dell'impianto	Indica la potenzialità operativa del sistema nel controllo della potenza di scambio dell'impianto	ON/OFF
<b>Macroblocco generazione</b>		

<sup>(31)</sup> ON= Funzione attiva ma non in regolazione, OFF= funzione disattiva, ACT= Funzione attiva e in regolazione

Informazione	Descrizione	Tipo informazione / Unità di misura
Stato operativo del sistema di generazione	Indica se il sistema di generazione è operativo o fuori servizio. Per impianti costituiti da più generatori, lo stato si considera non operativo se tutti i generatori sono fuori servizio. La mancata produzione per assenza di FER non è considerata come fuori servizio.	ON/OFF
<b>Macroblocco sistemi di accumulo</b>		
Stato operativo del dispositivo di accumulo	Indica se il sistema di accumulo è in condizioni operative o fuori servizio	ON/OFF

### T.3.1.3 Informazioni relative alle misure di grandezze elettriche dell'impianto

Il CCI acquisisce le misure dagli apparati di campo, se questi le rendono disponibili, oppure tramite propri sensori.

Nel seguito, in Tabella T.5, vengono elencate le misure che il CCI dovrà gestire. La struttura è identica sia per le misure istantanee che per le misure medie.

Per maggior sintesi, le informazioni relative alla misura della potenza sono espresse mediante un vettore unificato contenente le grandezze di Tabella T.2.

**Tabella T.5 - Misure**

Informazione	Descrizione	Unità di misura
<b>Generali d'impianto</b>		
Potenza attiva	Valore con segno della potenza attiva <sup>(32)</sup>	kW
Potenza reattiva	Valore con segno della potenza reattiva	kVAr
Tensione al punto di connessione	Valore della tensione fase-fase al punto di connessione con la rete.	kV
<b>Macroblocco generazione</b>		
Potenza attiva	Valore con segno della potenza attiva Valore complessivo della potenza attiva prodotta dai generatori, con stessa fonte primaria di energia, presenti in impianto. Deve essere fornito un valore distinto in base alla fonte primaria.	kW
Potenza reattiva	Valore con segno della potenza reattiva Valore complessivo della potenza reattiva prodotta dai generatori, con stessa fonte primaria di energia, presenti in impianto. Deve essere fornito un valore distinto in base alla fonte primaria.	kVAr
<b>Macroblocco sistemi di accumulo</b>		
Potenza attiva	Valore con segno della potenza attiva	kW
Potenza reattiva	Valore con segno della potenza reattiva	kVAr

### T.3.1.4 Informazioni relative ai parametri operativi dell'impianto

Tale tipologia di informazioni permette di impostare i parametri associati alle modalità operative dell'impianto. L'attivazione di una modalità operativa dovrà avvenire soltanto qualora le condizioni operative dell'impianto consentano il soddisfacimento dei parametri di funzionamento imposti. I modi operativi potenzialmente attivabili possono essere più di uno, purché gli stessi siano funzionalmente compatibili.

<sup>(32)</sup> La convenzione dei segni è quella dell'utilizzatore ("+" in assorbimento; "-" in immissione)

Se il modo di funzionamento è già attivo, la modifica di un parametro che ha effetto nel modo di funzionamento attivo causa la variazione della regolazione per uniformarsi al nuovo parametro imposto.

La struttura del messaggio di impostazione del modo operativo prevede, pertanto, la possibilità di definire contemporaneamente lo stato di tutti i modi operativi.

#### **T.3.1.4.1 Impostazione della limitazione di potenza attiva**

Il messaggio definisce la massima potenza attiva che è possibile immettere in rete, come percentuale della potenza apparente nominale dell'impianto al punto di consegna alla rete.



**Tabella T.6 – Parametri della funzione “Limite di potenza attiva”**

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default
Stato di attivazione	bit	0-1		0
Limite di potenza attiva in generazione	%	-100 ÷ 0	Potenza apparente nominale	-100

#### **T.3.1.4.2 Impostazione della funzione di Set-Point della potenza attiva per il mercato del Dispacciamento**

Il messaggio definisce la potenza attiva che l'Aggregatore, sulla base di segnali di mercato, immettere sulla rete, come percentuale della potenza apparente nominale dell'impianto al punto di connessione alla rete.

**Tabella T.7 – Parametri della funzione “Potenza attiva”**

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default
Stato di attivazione	bit	0-1		0
Potenza attiva in generazione	%	-100 ÷ 100	Potenza apparente nominale	-100

#### **T.3.1.4.3 Impostazione del fattore di potenza**

Il messaggio definisce il fattore di potenza che deve caratterizzare la potenza scambiata con la rete, espresso secondo la convenzione della Figura T.2. La condizione di mancato raggiungimento del fattore di potenza imposto viene segnalata da apposita variabile (insufficiente potenza reattiva dell'impianto), che si attiva solo se il valore richiesto non può essere raggiunto, per limiti tecnici d'impianto, nonostante la limitazione della potenza attiva.

**Tabella T.8 – Parametri della funzione “Fattore di Potenza”**

Parametro	Unità di misura	Range	Valore di default
Stato di attivazione		0-1	0
Set-point del fattore di potenza in immissione	Numero	-1 ÷ 1 <sup>(33)</sup>	1
Set-point del fattore di potenza in assorbimento	Numero	-1 ÷ 1	1

**Tabella T.9a – Segnalazione condizione di mancato raggiungimento del fattore di potenza imposto**

Parametro	Unità di misura	Range	Valore di default
Notifica del mancato raggiungimento PF imposto	bit	0-1	0

<sup>(33)</sup> Il Segno negativo indica sempre un comportamento reattivo induttivo. Il segno positivo indica sempre un comportamento reattivo capacitivo

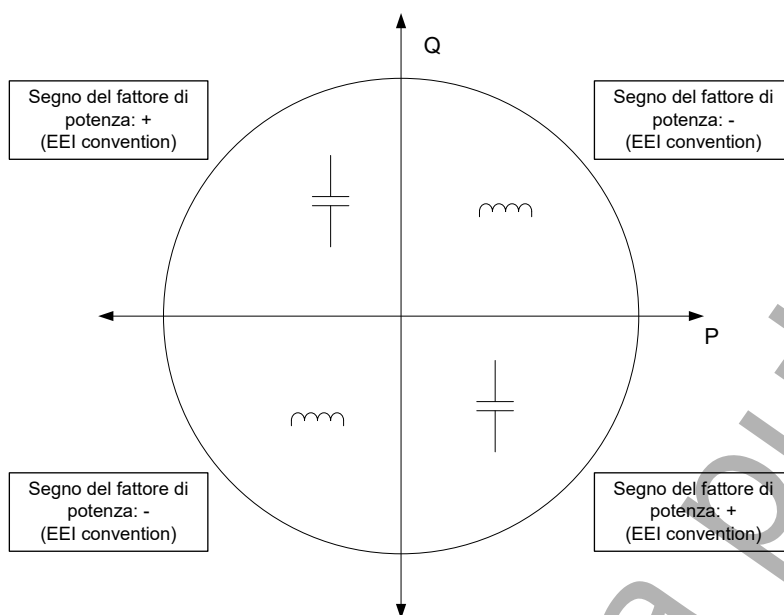


Figura T.2 - Convenzione di segno per il fattore di potenza

#### T.3.1.4.4 Impostazione del valore di potenza reattiva scambiata

Il messaggio definisce il valore della potenza reattiva che deve essere scambiata con la rete, espresso come percentuale della potenza apparente nominale dell'impianto sul punto di consegna, con segno secondo la convenzione della Figura T.3. Qualora l'impianto non possa ottenere il valore di potenza reattiva richiesto ed in assenza di altre strategie applicabili, verrà imposto il valore di potenza reattiva più prossimo. La condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva richiesto viene segnalata da apposita variabile (insufficiente potenza reattiva dell'impianto).

Tabella T.10 – Parametri della funzione “Potenza reattiva”

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default
Stato di attivazione		0-1		0
Set-point potenza reattiva	%	-100++100	Potenza nominale apparente	0

Tabella T.9a – Segnalazione condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva

Parametro	Unità di misura	Range	Valore di default
Notifica del mancato raggiungimento potenza reattiva imposta	bit	0-1	0

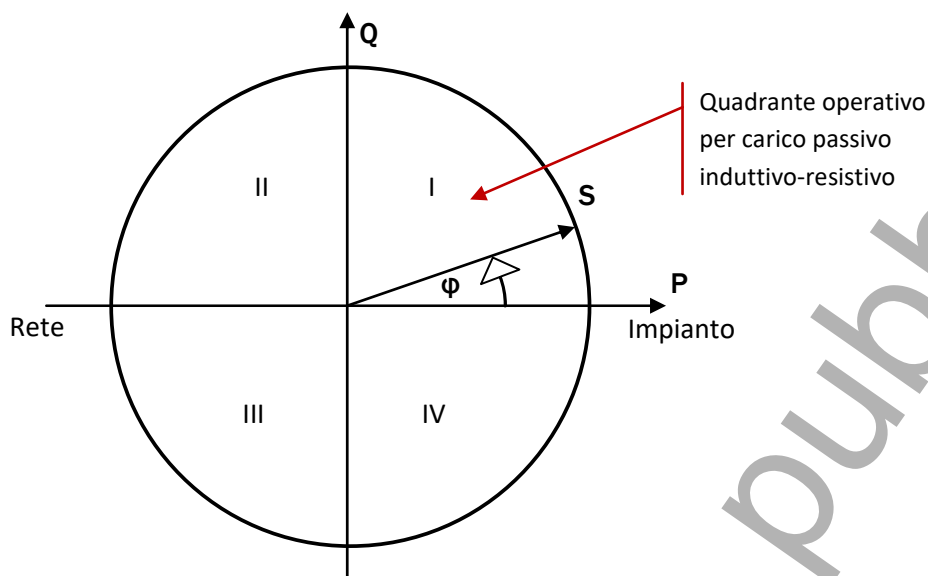


Figura T.3 - Convenzione di segno della potenza attiva e reattiva

Tabella T.11 - Convenzione di segno della potenza attiva e reattiva

Quadrante	Descrizione	P	Q
I	Potenza attiva dalla rete all'impianto	Positiva	Positiva
II	Potenza attiva dall'impianto alla rete	Negativa	Positiva
III	Potenza attiva dall'impianto alla rete	Negativa	Negativa
IV	Potenza attiva dalla rete all'impianto	Positiva	Negativa

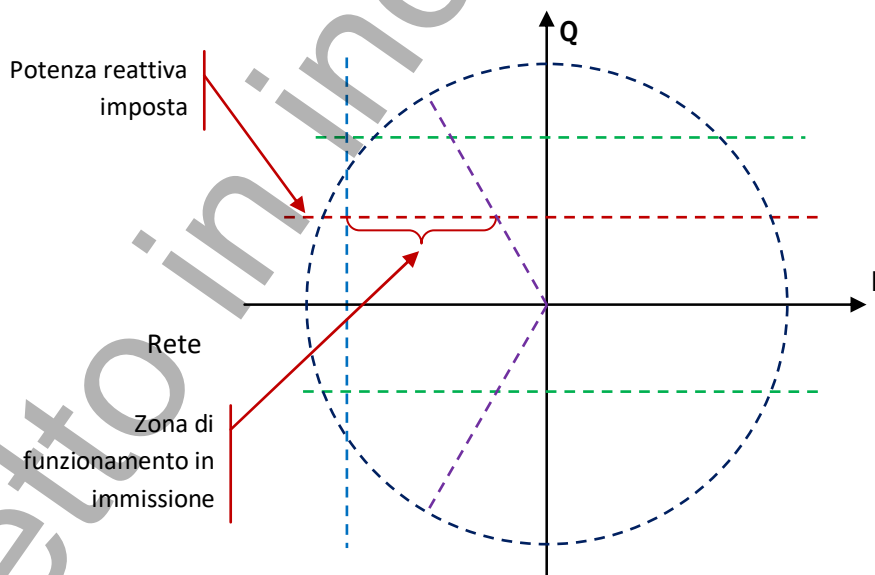


Figura T.4 - Esempio di caratteristica di funzionamento a potenza reattiva imposta nella condizione di immissione di potenza attiva in rete

### T.3.1.4.5 Impostazione della regolazione Q(V)

Il messaggio definisce la funzione di regolazione della potenza reattiva rispetto al valore della tensione sul punto di consegna. La funzione è approssimata da una linea spezzata costituita da segmenti aventi per estremi i punti corrispondenti alle coppie (V,Q) che individuano il valore della potenza reattiva che deve essere scambiata con la rete per specifici valori di tensione sul punto di connessione. I valori sono indicati percentualmente rispetto alla tensione nominale sul punto di connessione con la rete ed alla potenza apparente nominale dell'impianto.

Il messaggio di impostazione dei parametri prevede l'indicazione di almeno due coppie di punti. La curva standard di riferimento è quella indicata in Figura 10 dell'Allegato "I" al par. I.3

La funzione è operativa in relazione al valore assoluto della potenza attiva (immessa o assorbita) dall'impianto, in base ai parametri "Potenza attiva di lock in" e "Potenza attiva di lock out". La funzione è operativa quando  $(|P_a| \geq P_{lockin})$  e cessa di esserlo quando  $(|P_a| \leq P_{lockout})$ .

Qualora l'impianto non possa ottenere il valore di potenza reattiva richiesto ed in assenza di altre strategie applicabili, verrà imposto il valore di potenza reattiva più prossimo. La condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva imposto viene segnalata da apposita variabile (insufficiente potenza reattiva dell'impianto).

**Tabella T.12 – Parametri della funzione "Q(V)"**

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default
Stato	bit	0-1		0
V <sub>1s</sub>	%	80+120	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	108
Q <sub>1s</sub>	%	-100++100	Potenza apparente nominale	0
V <sub>2s</sub>	%	80+120	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	110
Q <sub>2s</sub>	%	-100++100	Potenza apparente nominale	48,93
V <sub>1i</sub>	%	80+120	Tensione nominale al punto di scambio con la rete	92
Q <sub>1i</sub>	%	-100++100	Potenza apparente nominale	0
V <sub>2i</sub>	%	80+120	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	90
Q <sub>2i</sub>	%	-100++100	Potenza apparente nominale	-48,43
Potenza attiva di lock in	%	0+100	Potenza apparente nominale	20
Potenza attiva di lock out	%	0+100	Potenza apparente nominale	10
Massima velocità di variazione nel tempo	%/s	1+1000	Potenza apparente nominale	100
Isteresi	%	1+10	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	2

**Tabella T.11a – Segnalazione condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva**

Parametro	Unità di misura	Range	Valore di default
Notifica del mancato raggiungimento potenza reattiva imposta	bit	0-1	0

#### T.3.1.4.6 Impostazione della regolazione $\cos\phi(P)$

Il messaggio definisce la funzione di regolazione del fattore di potenza rispetto alla potenza scambiata con la rete. La funzione è approssimata da una linea spezzata costituita da segmenti aventi per estremi i punti corrispondenti alle coppie (P,PF) che individuano il valore del fattore di potenza che deve caratterizzare la potenza immessa in rete per specifici valori di potenza attiva scambiata con la rete

Il valore del fattore di potenza è espresso nell'intervallo (-1÷+1) ed è sempre accompagnato dall'indicazione del quadrante induttivo o capacitivo. Il valore della potenza scambiata con la rete è espresso come percentuale con segno della potenza apparente nominale dell'impianto. La funzione è operativa in relazione al valore della tensione al punto di consegna, in base ai parametri "Tensione di lock in" e "Tensione di lock out". La funzione è operativa quando ( $V_s \geq V_{lockin}$ ) e cessa di esserlo quando ( $V_s \leq V_{lockout}$ ).

Qualora l'impianto non possa ottenere il valore di potenza reattiva richiesto ed in assenza di altre strategie applicabili, verrà imposto il valore del fattore di potenza più prossimo. La condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva imposto viene segnalata da apposita variabile (insufficiente potenza reattiva dell'impianto).

Il messaggio di richiesta prevede l'indicazione di almeno due coppie di punti. Possono tuttavia essere definite un numero maggiore di coppie di punti. La curva standard di riferimento è quella indicata in Figura 9 dell'Allegato I al par. 2.

**Tabella T.13 – Parametri della funzione "cosφ (P)"**

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default
Stato	bit	0-1		0
$P_A$	%	-100÷+100	Potenza apparente nominale	-20
$\cos\phi_A$	numero	-1÷+1		1
$P_B$	%	-100÷+100	Potenza apparente nominale	-50
$\cos\phi_B$	numero	-1÷+1		1
$P_C$	%	-100÷+100	Potenza apparente nominale	-100
$\cos\phi_C$	numero	-1÷+1		-0,9
Tensione di lock in	%	80÷120	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	105
Tensione di lock out	%	80÷120	Tensione nominale al punto di consegna con la rete	102
Massima velocità di variazione nel tempo	%/s	0,001÷1		0,7
Isteresi	%	1÷10	Potenza apparente nominale	1,4

**Tabella T.12a – Segnalazione condizione di mancato raggiungimento del valore di potenza reattiva**

Parametro	Unità di misura	Range	Valore di default
Notifica del mancato raggiungimento potenza reattiva imposta	bit	0-1	0

### T.3.2 Definizione dei requisiti tecnici associati all'interfaccia del CCI

#### T.3.2.1 Modalità di comunicazione

L'insieme completo delle informazioni associate ai requisiti funzionali del CCI riportate nella sezione 0, dovranno essere rese disponibili al DSO.

L'attore che agirà da Aggregatore avrà viceversa accesso alle sole informazioni associate al Set-point di Potenza Attiva ed alle relative informazioni di monitoraggio.

Lo scambio delle informazioni può avvenire su richiesta, oppure su base periodica o per variazione del valore di un parametro, prevedendo eventualmente una fascia di tolleranza. Le informazioni possono essere richieste o inviate singolarmente o per gruppi omogenei.

Dove non diversamente specificato, considerare le indicazioni di Tabella T.14<sup>(34)</sup>.

**Tabella T.14 – Modalità di comunicazione**

Tipologia di informazione	Modalità di invio	Performance Class (IEC61850-5 Ed 2)
<b>Messaggi relativi alle caratteristiche dell'impianto</b>	su richiesta	P5, P6 (Type 3)
<b>Messaggi relativi allo stato operativo dell'impianto</b>	su richiesta e su variazione	P5, P6 (Type 3)
<b>Messaggi relativi alle misure dell'impianto</b>	Periodico 10 min (valori medi) Periodico 20 s e 3 s (valori istantanei) Su richiesta (valori istantanei)	P5, P6 (Type 3)
<b>Messaggi relativi ai valori dei parametri operativi</b>	su richiesta e su variazione	P5, P6 (Type 3)

Le latenze associate all'impostazione del Set-point di potenza ricadono nella Performance Class Type 3.

Le latenze previste per lo scambio informativo, indicativamente dell'ordine dei secondi, non pongono particolari vincoli in termini di scelta del protocollo di comunicazione.

Eventuali stringenti requisiti di latenza associati a specifici servizi di rete dovranno essere considerati nella specifica della qualità del servizio associata all'infrastruttura di comunicazione.

Seppure non sia prevista l'esposizione di un interfaccia GOOSE da parte del CCI, tale dispositivo dovrà essere in grado di sottoscrivere messaggi GOOSE provenienti dalle Protezioni di Interfaccia e Generale (secondo lo "Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali" in Allegato O); sviluppi negli scambi informativi con servizi ad alta velocità ricadono nelle Performance Class di Type 1.

<sup>(34)</sup> Queste modalità sono da definire nel terzo step

### T.3.2.2 Definizione delle regole di accesso ai servizi IEC 61850 dell'unità CCI

Al fine di implementare regole di accesso ai servizi differenziate in base al ruolo dell'attore che si connette al server IEC 61850, è necessario individuare le relative modalità di autenticazione in conformità a quanto previsto dalla normativa IEC 62351.<sup>(35)</sup>

### T.3.3 Soluzione tecnologica per l'implementazione dell'interfaccia secondo IEC 61850 associata al CCI

La presente sezione definisce la soluzione tecnologica da adottare in termini di Modello Dati, Servizi, mappatura su specifico protocollo e requisiti di cyber security, ai fini della realizzazione dell'unità CCI conforme ai requisiti definiti nella precedente sezione.

#### T.3.3.1 Modello dati IEC61850 delle informazioni associate al CCI

Nella realizzazione del modello dati IEC 61850 corrispondente alle informazioni identificate nella precedente sezione 1, si è cercato di utilizzare il più possibile oggetti già definiti nello standard, in particolare con riferimento a IEC 61850-7-4 o a volumi specifici per le DER (ad es. IEC 61850-7-420).

I parametri che identificano la versione di questo namespace sono:

- Namespace Version: 2017
- Namespace Revision: 1
- UML model file which reflects this namespace edition:
- Namespace release date:
- Namespace name: "(Tr)IEC 61850-CEI016:2017".

Si osservi che l'attributo "M/O/C" (mandatorietà) degli elementi che costituiscono una Common Data Class o un Logical Node è stato esteso aggiungendo l'attributo "E" come indicato nella tabella seguente:

Attributo	Descrizione
M = mandatory	
O = optional	
C = conditional	
E = extension	L'informazione è un'estensione dello standard ed è obbligatoria

Il profilo è caratterizzato da un unico Logical Device:

Logical Device	Descrizione
LD_Plant	Contiene tutti i Logical Nodes relativi all'impianto (combinazione di generatori, carichi e sistemi di accumulo di energia)

Per differenziare le varie sezioni di impianto verrà utilizzato un prefisso (di seguito prefix) diverso per ogni sezione. Il prefisso sarà posto prima del nome di ogni nodo logico all'interno del Data Object LName, per indicare la sezione di impianto al quale il nodo si riferisce. In particolare si userà:

- *Global* per indicare l'impianto nel suo insieme
- *St* per indicare il sistema di accumulo
- *GenPV* per indicare il generatore fotovoltaico
- *GenWi* per indicare il generatore eolico

<sup>(35)</sup> I dettagli implementativi sono riportati nel paragrafo T.0

- *GenTer* per indicare il generatore termico
- *GenIdr* per indicare il generatore idraulico
- *GenOth* per indicare tutti gli altri tipi di generatori.

Di seguito, saranno modellate le informazioni tramite i "Logical Nodes (LN)", pertanto alcune tabelle saranno in lingua inglese poiché riportate direttamente dalle CEI EN 61850; ad esse seguirà un'ulteriore tabella di dettaglio (in italiano) per definire meglio le informazioni scambiate dai singoli Data Objects (DO), eventualmente specificando il principale Data Attribute (DA).

### T.3.3.1.1 Logical Nodes

#### T.3.3.1.1.1 LLN0 – Logical node zero

Il nodo logico LLN0 deve essere presente come indicato in CEI EN 61850-7-4.

#### T.3.3.1.1.2 LPHD – Physical device information

Questo nodo è utilizzato per identificare il CCI. (Vedi IEC 61850-7-4 per maggiori dettagli).

DATA Object	CDC	Descrizione	M/O/C
PhyNam	DPL	Physical device name plate	M
PhyHealth	ENS	Physical device health	M
Proxy	SPS	Indicates if this LN is a proxy	M

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
PhyNam	Vendor	Costruttore
	swRev	Versione software
	serNum	Serial number
PhyHealth*	stVal	Stato di salute
Proxy*	stVal	Indica se il LN è un proxy

\* Per questo DO anche i DA q e t sono obbligatori.

#### T.3.3.1.1.3 Caratteristiche dell'impianto

I seguenti Logical Nodes sono implementati per descrivere le caratteristiche dell'impianto.

##### T.3.3.1.1.3.1 DPLN – Plant Identification

Questo nodo è stato creato appositamente per definire i dati che identificano l'impianto.

DATA Object	CDC	Descrizione	Esempio
PIntId	ING	Identificativo impianto	123456
PIntNam	VSG	Nome impianto	IMPIANTO A
PCCNam	VSG	Codice POD	IT000E123456789
RegRev	VSG	Revisione n°	V02.00

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
PIntId	setVal	Identificativo di impianto, è rappresentato da un intero di 32 bit
PIntNam	setVal	Denominazione impianto, mostra un testo descrittivo dell'impianto
PCCNam	setVal	Codice POD (Identificativo del punto di consegna) fornisce l'identificazione del



		punto di consegna energia, che è definito dal DSO
RegRev	setVal	Revisione n°

### T.3.3.1.1.3.2 DOPR (61850-7-420)

Questo nodo definisce i dati operazionali che caratterizzano l'impianto complessivo rispetto al punto di scambio (prefix "Global") ed i carichi utilizzatori presenti (prefix "Lo").

DOPR – Caratteristiche operative al punto di scambio (prefix Global)				
DOPR class – type DOPR1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
ECPTtype	ENS	0= Not applicable / Unknown 1 = Connection of one DER to local load 2 = Connection of group of DERs to local EPS serving local load 3 = Connection of local EPS with local load to area EPS (PCC) 4 = Connection of local EPS without local load to area EPS (PCC) 99 Other	M	3
ECPIId	ING	Identity of ECP	M	
NomVLev	ASG	Nominal voltage at the point of common coupling	E	10 kV
NomHz	ASG	Nominal frequency at the point of common coupling	E	50 Hz
PriGnAval	SPG	Presence of a energy generation system from primary source	E	TRUE
LoMdlAval	SPG	Presence of a modulation system for the load user	E	FALSE
PaDscAval	SPG	Presence of a partial detachable system for the load user	E	FALSE
StoAval	SPG	Presence of an energy storage system	E	TRUE
WMaxGen	ASG	Maximum active power in Generation	E	-260 kW
VAMax	ASG	Maximum apparent power	E	300 kVA
VArMaxInd	ASG	Maximum inductive reactive power	E	130 kvar
VArMaxCap	ASG	Maximum capacitive reactive power	E	-130 kvar
WLimSt	ING	Active power limitation status 0 = NA 1 = Auton. 2 = Asservito 3 = Entrambi	E	2
WMaxAggSt	ING	Active power status (for Aggregator) 0 = NA 1 = Auton. 2 = Asservito 3 = Entrambi	E	1
VArSptSt	ING	Reactive power set-point status 0 = NA 1 = Auton. 2 = Asservito 3 = Entrambi	E	2
PFSptSt	ING	Power factor set-point status 0 = NA 1 = Auton. 2 = Asservito 3 = Entrambi	E	2
VArCtlVolSt	ING	Q(V) function status 0 = NA 1 = Auton. 2 = Asservito 3 = Entrambi	E	2
PFCtlWSt	ING	cosφ(P) function status 0 = NA 1 = Auton.	E	2

		2 = Asservito 3 = Entrambi		
--	--	-------------------------------	--	--

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
NomVLev	minVal	Tensione nominale sul punto di scambio
NomHz	minVal	Frequenza nominale sul punto di scambio
PriGnAval*	stVal	Presenza di un sistema di generazione da fonte primaria
LoMdlAval*	stVal	Presenza di un sistema per la modulazione del carico utilizzatore
PaDsctAval*	stVal	Presenza di un sistema per il distacco parziale del carico utilizzatore
StoAval*	stVal	Presenza di un sistema di accumulo energia
WMaxGen	minVal	Punto di scambio - potenza attiva massima in generazione
VAMax	minVal	Punto di scambio - potenza apparente massima
VArMaxInd	minVal	Punto di scambio - potenza reattiva induttiva massima
VArMaxCap	minVal	Punto di scambio - potenza reattiva capacitiva massima
WLimSt*	stVal	Stato limitazione di potenza attiva: non disponibile autonoma (sola lettura) remota
WMaxAggSt	stVal	Stato set-point potenza attiva dall'Aggregatore
VArSptSt*	stVal	Stato set-point potenza reattiva
PFSptSt*	stVal	Stato set-point fattore di potenza
VArCtlVolSt*	stVal	Stato funzione Q(V)
PFCtlWSt*	stVal	Stato funzione cosφ(P)

\* Per questo DO anche i DA **q** e **t** sono obbligatori.

<b>DOPR – Caratteristiche operative dei carichi (prefix Lo) , da intendersi solo come dati di targa</b>				
<b>DOPR class – type DOPR2</b>				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
ECPTtype	ENS	0= Not applicable / Unknown 1 = Connection of one DER to local load 2 = Connection of group of DERs to local EPS serving local load 3 = Connection of local EPS with local load to area EPS (PCC) 4 = Connection of local EPS without local load to area EPS (PCC) 99 Other	M	1
WMaxAbs	ASG	Maximum active power in Absorption		+30 kW
VAMax	ASG	Maximum apparent power		300 kVA
VArMaxInd	ASG	Maximum inductive reactive power		130 kvar
VArMaxCap	ASG	Maximum capacitive reactive power		-130 kvar
MaxPDsct	ASG	Maximum detachable active power		2 kW
MaxPAAdj	ASG	Maximum adjustable active power		10 kW

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
WMaxAbs	minVal	Carichi utilizzatori - potenza attiva massima in assorbimento

VAMax	minVal	Carichi utilizzatori - potenza apparente massima
VArMaxInd	minVal	Carichi utilizzatori - potenza reattiva induttiva massima
VArMaxCap	minVal	Carichi utilizzatori - potenza reattiva capacitiva massima
MaxPDsct	minVal	Carichi utilizzatori - potenza attiva massima distaccabile per alleggerimento
MaxPAdj	minVal	Carichi utilizzatori - potenza attiva massima modulabile

### T.3.3.1.1.3.3 DRCT (61850-7-420)

Questo nodo definisce i dati operazionali che caratterizzano i generatori dell'impianto, differenziati per tipologia di fonte primaria (prefix GenXX) ed il sistema di accumulo (prefix St).

DRCT - DER controller characteristic (prefix GenPV for Photovoltaic Generators)				
DRCT class - type DRCT1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
DERNum	ING	Number of DER units connected to controller	M	57
DERTyp	ING	Type of DER unit	M	4 (for Photovoltaic system)
MaxWLim	ASG	Nominal max output power	M	-260 kW
MaxVArLim	ASG	Nominal max output reactive power	M	130 kvar
StrDITms	ING	Nominal time delay before starting or restarting	M	0
StopDITms	ING	Nominal time delay before stopping	M	0
LoadRmpRte	ING	Nominal ramp load or unload rate, power versus time	M	0
WMaxGen	ASG	Maximum active power in generation	E	-260 kW
VAMax	ASG	Maximum apparent power	O	260 kVA
VArMaxInd	ASG	Maximum inductive reactive power	O	130 kvar
VArMaxCap	ASG	Maximum capacitive reactive power	E	-130 kvar
VRef	ASG	Reference voltage for functions using grid voltage as input	M	230
VArRef	ENG	Enumeration for reference of reactive power: Not applicale = 0 Reactive power in percent of WMax = 1 Reactive power in percent of VArMax = 2 Reactive power in percent of VArAval = 3 <b>Reactive power in percent of VAMax = 4</b>	O	4
WRef	ENG	Enumeration for reference of active power: Not applicale = 0 Active power in percent of WMax = 1 Active power in percent of VAMax = 4	E	4

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente e andranno inseriti nel dataset di informazioni da inviare al DSO relativo agli stati di impianto:

Nome DO	Nome DA	Significato
DERNum	setVal	Numero di generatori
DERTyp	setVal	Tipo di generatori (fonte primaria)
MaxWLim	setMag	Potenza attiva nominale
MaxVArLim	setMag	Potenza reattiva nominale
WMaxGen	setMag	PV - Massima Potenza attiva in generazione
VAMax	setMag	PV - Massima Potenza apparente
VArMaxInd	setMag	PV - Massima Potenza reattiva induttiva
VArMaxCap	setMag	PV - Massima Potenza reattiva capacitiva
VRef	setMag	Tensione di riferimento per le funzioni che utilizzano la tensione di rete come input.

VArRef	setVal	Riferimento per la Potenza reattiva
WRef	setVal	Riferimento per la Potenza attiva

Questo modello si applica alle altre tipologie di generazione come indicato in 0.

<b>DRCT - DER controller characteristic (prefix St for Storage)</b>				
<b>DRCT class – type DRCT2</b>				
<b>Nome DO</b>	<b>CDC</b>	<b>Descrizione</b>	<b>M/O/C</b>	<b>Esempio</b>
DERNum	ING	Number of DER units connected to controller	M	2
DERTyp	ING	Type of DER unit	M	0 (for Energy Storage system)
MaxWLim	ASG	Nominal max output power	M	-260 kW
MaxVArLim	ASG	Nominal max output reactive power	M	130 kvar
StrDITms	ING	Nominal time delay before starting or restarting	M	0
StopDITms	ING	Nominal time delay before stopping	M	0
LoadRmpRte	ING	Nominal ramp load or unload rate, power versus time	M	0
RatEnergy	ASG	Rated Energy of Storage	E	1000
WMaxGen	ASG	Maximum active power in generation	E	-260 kW
VAMax	ASG	Maximum apparent power	O	260 kVA
VArMaxInd	ASG	Maximum inductive reactive power	O	130 kvar
VArMaxCap	ASG	Maximum capacitive reactive power	E	-130 kvar
VRef	ASG	Reference voltage for functions using grid voltage as input	M	230
VArRef	ENG	Enumeration for reference of reactive power: Not applicable = 0 Reactive power in percent of WMax = 1 Reactive power in percent of VArMax = 2 Reactive power in percent of VArAval = 3 Reactive power in percent of VAMax = 4	O	4
WRef	ENG	Enumeration for reference of active power: Not applicable = 0 Active power in percent of WMax = 1 Active power in percent of VAMax = 4	E	4

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente e andranno inseriti nel dataset di informazioni da inviare al DSO relativo agli stati di impianto:

<b>Nome DO</b>	<b>Nome DA</b>	<b>Significato</b>
DERNum	setVal	Numero di generatori
DERTyp	setVal	Tipo di generatori (fonte primaria)
MaxWLim	setMag	Potenza attiva nominale
MaxVArLim	setMag	Potenza reattiva nominale
WMaxGen	setMag	Energy Storage system – Massima Potenza attiva in generazione
VAMax	setMag	Energy Storage system – Massima Potenza apparente
VArMaxInd	setMag	Energy Storage system – Massima Potenza reattiva induttiva
VArMaxCap	setMag	Energy Storage system – Massima Potenza reattiva capacitiva
VRef	setMag	Tensione di riferimento per le funzioni che utilizzano la tensione di rete come input.
VArRef	setVal	Riferimento per la Potenza reattiva
WRef	setVal	Riferimento per la Potenza attiva

### T.3.3.1.1.4 Stati dell'impianto

Questi nodi logici sono implementati per descrivere gli stati operativi dell'impianto.

#### T.3.3.1.1.4.1 DRCS [61850-7-420]

Questo nodo definisce i dati operativi attuali che caratterizzano l'impianto complessivo (set-point, funzioni di regolazione attive, allarmi) ed i singoli macroblocchi di generazione, carico e sistema di accumulo (allarmi).

DRCS - (prefix Overall for PCC) DER controller status				
DRCS class – type DRCS1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
ECPConn	SPS	Electrical connection with ECP	M	TRUE=Electrically connected; FALSE=Not connected
AutoMan	SPS	Automatic or manual mode	M	TRUE=Automatic; False=Manual
Loc	SPS	Remote or local mode	M	TRUE= Remote is allowed; False=Local
ModOnConn	SPS	Operational Mode	M	TRUE= On and connected
ModOnAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE= ON and available for connection
ModOffAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE=Off but available to start
ModOffUnav	SPS	Operational Mode	M	TRUE= Off and not available to start
WLimSt	ENS	Active power limitation status	E	On
WAggSt	ENS	Active power (Aggregator) set-point status	E	Off
VArSptSt	ENS	Reactive power set-point status	E	Act
PFSptSt	ENS	Power factor set-point status	E	Off
VArCtlVolSt	ENS	Q(V) function status	E	Off
PFCtlWSt	ENS	cosφ(P) function status	E	Off
QPFSpNR	SPS	Q not reachable for PF Set-point	E	On
QQSpNR	SPS	Q not reachable for Q Set-point	E	Off
QQVSpNR	SPS	Q not reachable for Q(V) Set-point	E	Off

Le informazioni sopra elencate mostrano lo stato operativo delle funzioni di regolazione, questi stati possono essere:

**Tabella T.15 – Descrizione degli stati**

State	Descrizione
Off	La funzione è disabilitata.
On	La funzione è abilitata, ma le condizioni attuali non richiedono alcuna forma di regolazione.
Act	La funzione è abilitata e attiva. Le attuali condizioni di rete richiedono una regolazione particolare.

Il seguente esempio mostra la variazione degli stati.

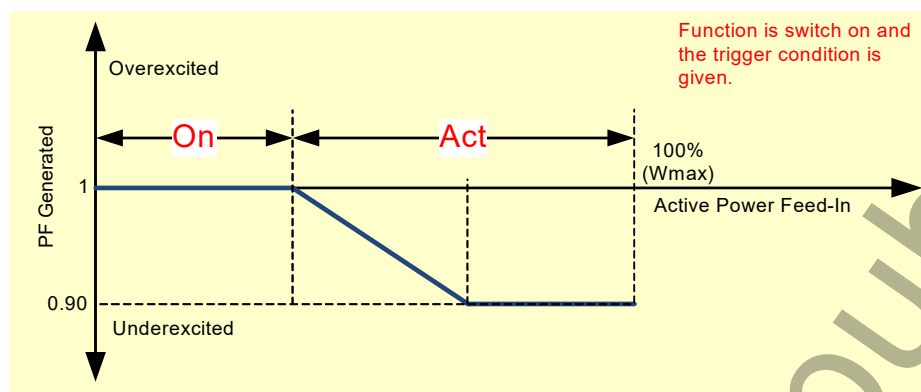


Figura T.5 - Esempio per lo stato della funzione  $\cos\phi(P)$

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente e andranno inseriti nel dataset di informazioni da inviare al DSO relativo agli stati di impianto:

Nome DO	Nome DA	Significato
ModOnConn*	stVal	Stato operativo dell'impianto complessivo
WLimSt*	stVal	Stato limitazione di potenza attiva
WAggSt	stVal	Stato set-point potenza attiva (Aggregatore)
VArSptSt*	stVal	Stato set-point di potenza reattiva
PFSptSt*	stVal	Stato set-point di $\cos\phi$
VArCtlVolSt*	stVal	Stato funzione Q(V)
PFctlWSt*	stVal	Stato funzione $\cos\phi(P)$

\*Per questo DO anche i DA **q** e **t** sono obbligatori.

Tutte le informazioni sopra elencate descrivono gli stati e gli allarmi dell'intero impianto. Sotto sono riportate le informazioni che descrivono stati e allarmi delle singole sezioni (Generatori, carichi e sistemi di accumulo).

DRCS - (prefix Gen for Generator) DER controller status (Stati e allarmi dei generatori)				
DRCS class – type DRCS2				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
ECPCConn	SPS	Electrical connection with ECP	M	TRUE=Electrically connected; FALSE=Not connected
AutoMan	SPS	Automatic or manual mode	M	TRUE=Automatic; False=Manual
Loc	SPS	Remote or local mode	M	TRUE= Remote is allowed; False=Local
ModOnConn	SPS	Operational Mode	M	TRUE= On and connected
ModOnAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE= ON and available for connection
ModOffAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE=Off but available to start
ModOffUnav	SPS	Operational Mode	M	TRUE= Off and not available to start

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente e andranno inseriti nel dataset di informazioni da inviare al DSO relativo agli stati di impianto:

Nome DO	Nome DA	Significato
ModOnConn*	stVal	Stato operativo del macroblocco generazione

\*Per questo DO anche i DA q e t sono obbligatori.

DRCS - (prefix St for Storage) DER controller status (Stati e allarmi dello storage)				
DRCS class – type DRCS4				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
ECPConn	SPS	Electrical connection with ECP	M	TRUE=Electrically connected; FALSE=Not connected
AutoMan	SPS	Automatic or manual mode	M	TRUE=Automatic; False=Manual
Loc	SPS	Remote or local mode	M	TRUE= Remote is allowed; False=Local
ModOnConn	SPS	Operational Mode	M	TRUE= On and connected
ModOnAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE= ON and available for connection
ModOffAval	SPS	Operational Mode	M	TRUE=Off but available to start
ModOffUnav	SPS	Operational Mode	M	TRUE= Off and not available to start

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente e andranno inseriti nel dataset di informazioni da inviare al DSO relativo agli stati di impianto:

Nome DO	Nome DA	Significato
ModOnConn*	stVal	Stato operativo del macroblocco sistema di accumulo

\*Per questo DO anche i DA q e t sono obbligatori.

### T.3.3.1.1.5 Parametri operativi dell'impianto

#### T.3.3.1.1.5.1 DRCC (61850-7-420)

Questo nodo permette di impostare le grandezze che caratterizzano le modalità di funzionamento dell'impianto basate su set-point. E' previsto un nodo logico unico in cui sono contenute le informazioni per tutte le modalità di funzionamento dell'impianto basate su set-point.

DRCC - Supervisory control				
DRCC class – type DRCC				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
DERStr	SPC	Start DER unit	M	TRUE
DERStop	SPC	Stop DER unit	M	FALSE
AutoManCtl	SPC	Sets operations mode to automatic or manual: On=Automatic Off = Manual	M	ON
LocRemCtl	SPC	Sets operations mode to remote or local: 0=Remote 1 = Local	M	0
WMaxGenLimPct	APC	Maximum allowed watts generated in percent to choosen reference value	E	-100
VArSptPct	APC	Reactive power set-point in percent to choosen reference value	E	-10
PFGenSpt	APC	Power factor set-point for generated active power	E	1.00
PFAbsSpt	APC	Power factor set-point for absorbed active power	E	1.00
WGenDisp	APC	watts generated for dispatching services <sup>(36)</sup>	E	-200000

<sup>(36)</sup> La gestione delle priorità fra Limitazione di Potenza attiva e Set-point per finalità di mercato è regolata secondo quanto prescritto dall'Allegato O

I seguenti data object vanno interpretati come indicato nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
WMaxGenLimPct	ctlVal	Valore limite massimo di potenza attiva (percentuale rispetto al riferimento) Rappresenta il set-point per limitare la potenza attiva in generazione
VArSptPct	ctlVal	Set-point di potenza reattiva (percentuale rispetto al riferimento) Rappresenta il set-point della potenza reattiva
PFGenSpt	ctlVal	Set-point di fattore di potenza in caso di generazione di potenza attiva
PFAbsSpt	ctlVal	Set-point di fattore di potenza in caso di assorbimento di potenza attiva
WGenDisp	ctlVal	Valore di potenza attiva (assoluto) Rappresenta il set-point di potenza attiva in generazione imposto dall'Aggregatore L'Aggregatore è autorizzato ad accedere a questo solo dato; nessun altro soggetto inoltre è autorizzato a modificare tale impostazione

I set-point sono riferiti all'impianto globale. È demandato agli elementi costituenti l'impianto l'applicazione ottimale del comando ricevuto.

### T.3.3.1.1.5.2 DOPM (61850-7-420)

Questo nodo logico contiene le informazioni per l'attivazione del set-point precedentemente fissato

Il nodo logico DOPM permette di impostare quale modo operativo attivare ed è correlato con il DRCC e i relativi modi operativi sono i set-point disponibili.

#### T.3.3.1.1.5.2.1 Limitazione di Potenza attiva

DOPM - Operation mode (prefix WMod for active power)				
DOPM class – type DOPM1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
OpModConW	SPC	Mode of operation – constant watts	O	TRUE

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
OpModConW	ctlVal	Modalità di funzionamento -limite di potenza attiva Rappresenta l'attivazione o la disattivazione del relativo set-point.

#### T.3.3.1.1.5.2.2 Set-point di Potenza reattiva

DOPM - Operation mode (prefix VArMod for reactive power modes)				
DOPM class – type DOPM2				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
OpModConVar	SPC	Mode of operation – constant vars	O	TRUE

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
OpModConVar	ctlVal	Modalità di funzionamento – set-point di potenza reattiva Rappresenta l'attivazione o la disattivazione del relativo set-point.

#### T.3.3.1.1.5.2.3 Set-point di Potenza attiva (Aggregatore)

Questo nodo logico contiene le informazioni per l'attivazione del set-point precedentemente fissato dall'Aggregatore.



Il nodo logico DOPM permette di impostare quale modo operativo attivare ed è correlato con il DRCC e i relativi modi operativi sono i set-point disponibili.

Solo l'Aggregatore è autorizzato a effettuare tale impostazione.

DOPM - Operation mode (prefix WModA for active power)				
DOPM class – type DOPM1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
OpModConW	SPC	Mode of operation – constant watts	O	TRUE

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DO	Significato
OpModConW	ctlVal	Modalità di funzionamento – Set-point di Potenza Attiva Rappresenta l'attivazione o la disattivazione da parte dell'Aggregatore.

#### T.3.3.1.1.5.2.4 Set-point del fattore di potenza

DOPM - Operation mode (prefix PMod for reactive power modes)				
DOPM class – type DOPM3				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
OpModConPF	SPC	Mode of operation – constant PF	O	FALSE

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
OpModConPF	ctlVal	Modalità di funzionamento - set-point di fattore di potenza Rappresenta l'attivazione o la disattivazione del relativo set-point.

#### T.3.3.1.1.5.3 DGSM (61850-90-7)

DGSM - Operational mode control (one instance for one regulation curve)				
DGSM class – type DSGM1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
InCurve	ORG	Reference to one curve, typically defined by one FMAR logical node	M	FMAR_0
ModEna	SPC	Activate or deactivate the mode (function) associated with the curve	M	FALSE
ModTyp	ENG	Enumeration of mode types that require curves 0 = Not applicable / Unknown 1 = None 2 = Volt-var modes VV11 - V12 3 = Frequency-watt mode FW22 4 = Watt-power-factor mode WP42 5 = Voltage-watt modes VW51 - VW52	M	2
TrgEna	ASG	Activate the mode (function) associated with the curve after reaching this value	E	20%
TrgDsa	ASG	Deactivate the mode (function) associated with the curve after reaching this value	E	5%
TrgUnits	ENG	Enum for activation and deactivation values 0 = Not applicable / Unknown 1 = None, dimensionless 29 = Voltage 62 = Watts 129 = Percent voltage 162 = Percent watts	E	162

DGSM permette di impostare uno specifico modo operativo: le curve di regolazione (uno per curva).

I parametri della curva sono impostati nel nodo logico FMAR (elencato di seguito) come un vettore di coppie di valori che rappresentano la variabile indipendente e la variabile dipendente. DGSM è strettamente correlato con FMAR ed esisterà un DGSM per ogni tipologia di regolazione scelta.

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
InCurve	setSrcRef	Riferimento alla curva definita con un'istanza dedicata del LN FMAR
ModEna	ctlVal	Attivazione o disattivazione della funzione
ModTyp	setVal	Modalità di funzionamento che richiedono l'uso di curve: 0 = Non applicabile 1=Nulla 2=Modalità Volt-var (VV11-V12) 3=Modalità Frequency-watt (FW22) 4=Modalità Watt-power-factor (WP42) 5 = Modalità Voltage-watt (VW51 - VW52) Indica il tipo di regolazione
TrgEna	minVal	Valore di attivazione della funzione Q(V) Indica l'evento di trigger oltre il quale la regolazione si attiva (soltanto se ModEna =1)
TrgDsa	minVal	Valore di disattivazione della funzione Q(V) Indica l'evento di trigger oltre il quale la regolazione si disattiva (soltanto se ModEna=1)
TrgUnits	setVal	Unità di misura dei valori di attivazione e disattivazione della funzione Indica il parametro di riferimento per gli eventi di trigger

#### T.3.3.1.1.5.4 FMAR (61850-90-7)

Questo LN potrà essere usato per le impostazioni delle seguenti curve di regolazione:

- Q(V)
- $\cos\phi(P)$

FMAR- Establish mode curves and parameters				
FMAR class – type FMAR1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
PairArray	CSG	Paired array of independent and dependent variables	M	y = [50,0,0,-50,0,0,0,0], x = [99,100,101,102,0,0,0,0], numPts=4
IndpUnits	ENG	Enumeration of the independent reference parameter units 0 = Not applicable / Unknown 1 = None, dimensionless 29 = Voltage 33 = Frequency 62 = Watts 129 = Percent voltage 133 = Percent frequency 162 = Percent watts	M	% VAMax
DeptRef	ENG	Enumeration of the dependent reference parameter units	M	% VRef
RmpPT1Tms	ASG	The time of the PT1 in seconds (time to accomplish a change of 95%)	O	10 s
RmpDecTmm	ASG	The maximum rate at which the dependent value (output) may be reduced in response to changes in the independent value (input).	O	20 %VAMax
RmpIncTmm	ASG	The maximum rate at which the dependent value (output) may be increased in response to changes in the independent value (input).	O	20 %VAMax

RmpRsUp	ASG	The maximum rate at which the dependent value (output) may be increased after releasing the frozen value of snap shot function. This is represented in terms of % of Reference value (e.g. WMax) per minute	0	20 %VAMax
---------	-----	---	---	-----------

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
PairArray	crvPts	Array di variabili indipendenti e dipendenti (coppie di valori per la variabile dipendente e indipendente. I punti che sono definiti permettono di costruire la curva desiderata)
IndpUnits	setVal	Possibili unità di misura della variabile indipendente: 0 = Non applicabile 1 = Adimensionale 29 = Tensione 33 = Frequenza 62 = Watt 129 = Tensione % 133 = Frequenza % 162 = Watt %
DeptRef	setVal	Indica l'unità di riferimento per la variabile dipendente
RmpPT1Tms	minVal	Tempo in secondi associato a PT1 (tempo per ottenere una variazione del 95%)
RmpDecTmm	minVal	Massima variazione ammessa per la riduzione della variabile dipendente causata da cambiamenti della variabile indipendente. Questa è espressa in termini di riduzione percentuale al minuto rispetto al valore di riferimento.
RmpIncTmm	minVal	Massima variazione ammessa per l'incremento della variabile dipendente causata da cambiamenti della variabile indipendente. Questa è espressa in termini di incremento percentuale al minuto rispetto al valore di riferimento.
RmpRsUp	minVal	Massima variazione ammessa per l'incremento della variabile dipendente dopo lo sblocco del "frozen value" della funzione "snap shot". Questa è espressa in termini di incremento percentuale al minuto rispetto al valore di riferimento.

\* Per questo DO anche i DA **xUnits**, **yUnits**, **maxPts**, **xD**, **yD** sono obbligatori

Questo LN utilizza un approccio "a curva" per ottenere la regolazione desiderata. Un FMAR descrive una curva di regolazione, è dunque possibile creare più curve per lo stesso tipo di regolazione e associare ogni curva con un LN FMAR, in questo modo è possibile creare diverse curve di regolazione per ogni modo operativo. FMAR consente l'uso dell'isteresi o della banda morta.

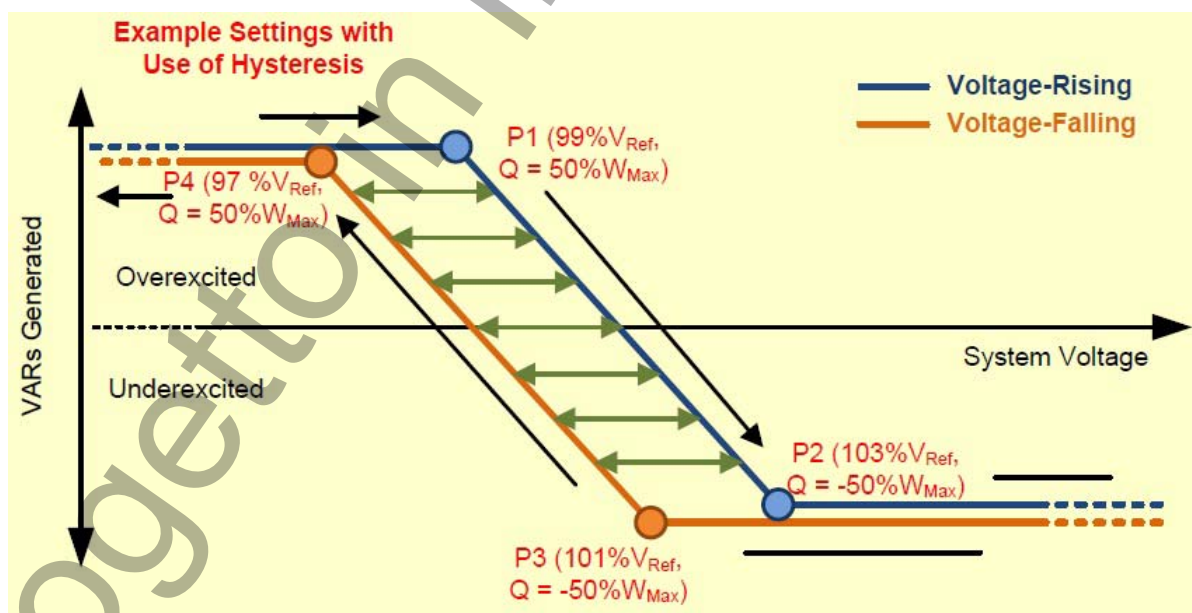


Figura T.6 - Esempio di percorso di isteresi nella regolazione Q(V)

I punti P1, P2, P3, ... corrispondono all'ordine con cui i valori delle variabili dipendenti e indipendenti sono inseriti nei rispettivi vettori. In questo modo è possibile impostare il valore appropriato dell'isteresi della curva.

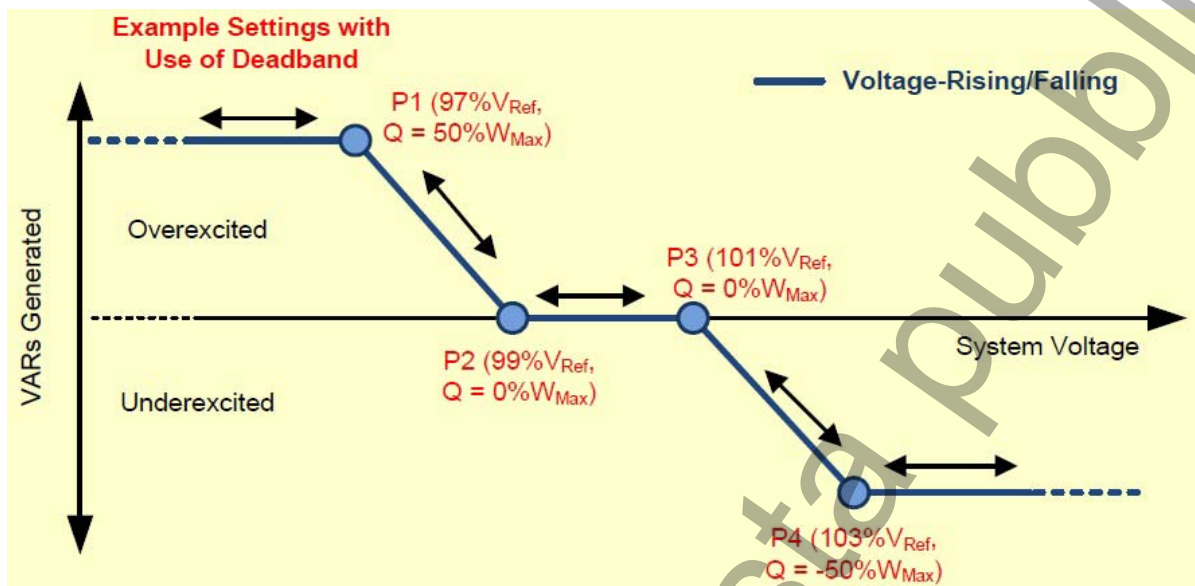


Figura T.7 - Banda morta nella curva Q(V)

#### T.3.3.1.1.6 Misure dell'impianto

Questi nodi logici sono usati per rappresentare le misure dell'impianto, sia al punto di scambio che, ove presenti, relative alle singole tipologie di generazione, carichi e storage.

In Allegato O si prevedono periodicità e grandezze differenti in base alle funzioni sottese, come riassunto:

- Misure (medie) per la stima dei flussi di potenza della rete MT inviate ogni 10 min:
  - P,Q,V al punto di consegna,
  - PQ per singola fonte, carichi e storage (ove previsti)
- Misure (istantanee) per l'osservabilità della rete MT inviate ogni 20 sec:
  - P,Q,V al punto di consegna
- Misure (istantanee) opzionali per la partecipazione al MSD inviate ogni 3 sec:
  - P al punto di consegna.

##### T.3.3.1.1.6.1 MMXU (61850-7-4)

MMXU - (prefix Global per l'impianto globale)				
MMXU class - type MMXU1				
Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
TotW	MV	Total active power (total P)	O	189 kW
TotVAr	MV	Total reactive power (total Q)	O	-30 kvar
PPV	DEL	Phase to phase voltages (VL1, VL2, ...)	O	400V, 400V, 400V
PNV	WYE	Phase to neutral voltages	O	235V, 234V, 235V

**Si richiama l'attenzione sul fatto che il presente testo non è definitivo poiché attualmente sottoposto ad inchiesta pubblica e come tale può subire modifiche, anche sostanziali**

I seguenti data object (set minimo di misure richiesto al punto di scambio) vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
TotW	mag	Punto di scambio - potenza attiva totale
TotVAr	mag	Punto di scambio - potenza reattiva totale
PPV	cVal	Punto di scambio - tensioni di linea (VL1L2, VL2L3, ...)

**MMXU - (prefix GenXX, con GenPV per i generatori fotovoltaici, GenWI per i generatori eolici ecc..)**

**MMXU class – type MMXU2**

Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
TotW	MV	Total active power (total P)	E	-189 kW
TotVAr	MV	Total reactive power (total Q)	E	-30 kvar

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
TotW	mag	Fotovoltaico/Eolico/Termico/... - potenza attiva totale
TotVAr	mag	Fotovoltaico/Eolico/Termico/... - potenza reattiva totale

**MMXU - (prefix St per gli Storage)**

**MMXU class – type MMXU5**

Nome DO	CDC	Descrizione	M/O/C	Esempio
TotW	MV	Total active power (total P)	O	189 kW
TotVAr	MV	Total reactive power (total Q)	O	-30 kvar
SOC	MV	State of Charge (referred to the actual capacity)	E	50

I seguenti data object vanno interpretati come nella tabella seguente:

Nome DO	Nome DA	Significato
TotW*	mag	Energy Storage system -Potenza attiva totale
TotVAr*	mag	Energy Storage system - Potenza reattiva totale
SOC	mag	Energy Storage System – Stato della Carica

\* Per questo DO anche i DA q e t sono obbligatori

### T.3.3.2 Servizi ACSI

A fronte del modello dati riportato nella precedente sezione, il server IEC-61850 dovrà implementare i seguenti servizi di comunicazione (IEC-61850-7-2 /Ed2 “Table 1 – ACSI classes”).

**Tabella T.16 – Classi e servizi ACSI**

Classe ACSI	Servizi ACSI
Server	GetServerDirectory
Association	Release, Abort, GetServerDirectory
LogicalDevice	GetLogicalDeviceDirectory
Logical Node	GetLogicalNodeDirectory, GetAllDataValues
Data Object	GetDataValues, SetDataValues, GetDataDirectory, GetDataDefinition
DataSet	GetDataSetValues, SetDataSetValues, CreateDataSet, DeleteDataSet, GetDataSetDirectory
Buffered Report Control Block	Report, GetBRCBValues, SetBRCBValues
UnBuffered Report Control Block	Report, GetURCBValues, SetURCBValues

Per successivi sviluppi negli scambi informativi ad alta velocità con le protezioni (PI e in prospettiva PG), secondo lo “Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali” in Allegato O, si prevede l'uso di servizi ACSI di classe GOOSE.

### **T.3.3.3 Mappatura su protocollo di comunicazione**

Al fine di realizzare un CCI che risulti interoperabile rispetto ai sistemi a cui sarà interfacciato (DSO, Aggregatore, Operatore GD, ...), è necessario specificare la mappatura dei concetti astratti riportati nelle sezioni 0 e 0 su uno specifico protocollo di comunicazione.

Al fine di individuare tale mappatura, si sono considerati i seguenti aspetti.

- La tipologia dello scambio informativo associato al CCI risulta compatibile con le tipologie “Type 2/Type 3” previste nella sezione 5.1 di IEC 61850-8-1, che per tale tipologia di messaggi prevede una mappatura su protocollo MMS.
- La necessità di definire una correlazione tra ruoli (es. DSO, Aggregatore) e l'accesso a specifici servizi IEC-61850, suggerisce un “Application association model” di tipo “two-party application association” tipico del modello Client/Server.

Sulla base di tali considerazioni è stata selezionata la mappatura IEC 61850-8-1 basata su protocollo MMS (con le considerazioni di prospettiva per le comunicazioni GOOSE citate in 0 e 0).

Al fine di agevolare la realizzazione di dispositivi CCI interoperabili sarà reso disponibile il relativo file di configurazione IEC 61850 in formato ICD.

### **T.3.3.4 Sicurezza del CCI**

Per quanto riguarda la sicurezza delle comunicazioni, le prescrizioni contenute in questo documento fanno riferimento all'architettura del dispositivo CCI specificata nell'Allegato O, la quale prevede un'interfaccia di rete per gli accessi remoti al dispositivo e un'interfaccia per gli accessi in locale. L'accesso remoto è previsto sia per funzioni di controllo, sia per esigenze di gestione dell'impianto.

In questa sezione la specifica della sicurezza delle funzioni di controllo del CCI fa riferimento alla mappatura delle funzioni di comunicazione su protocollo MMS (Manufacturing Message Specification) indicata nella sezione 0 e specificata dalla IEC 61850-8-1 “Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3”.

La sicurezza dei profili di comunicazione basati su MMS è stata normata nel 2007 dalla specifica tecnica IEC TS 62351-4 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 4: Profiles including MMS"<sup>(37)</sup>.

La specifica delle funzioni di sicurezza contenuta in questa sezione tiene conto delle evoluzioni previste dalle parti della IEC 62351 di interesse per il dispositivo CCI<sup>(38)</sup>.

#### **T.3.3.4.1 Sicurezza delle comunicazioni MMS del server IEC 61850**

Secondo quanto previsto dalla IEC 62351-4, la sicurezza delle comunicazioni MMS si realizza estendendo il profilo Trasporto, nel seguito riferito come profilo-T, che indirizza i livelli 1-4 dello stack ISO/OSI, e il profilo Applicazione, nel seguito riferito come profilo-A, che invece indirizza i livelli 5-7 del modello ISO/OSI. Al fine di impedire sia l'accesso non autorizzato sia la modifica/intercettazione non autorizzata delle informazioni di controllo, si ritiene mandatorio che il CCI supporti sia il profilo-A sia il profilo-T.

Il profilo-T fornisce funzioni di autenticazione, integrità e confidenzialità a livello trasporto. Con riferimento alle implementazioni delle comunicazioni MMS che utilizzano il protocollo TCP per il livello trasporto, il profilo-T sicuro prevede l'impiego del TLS (Transport Layer Security) secondo quanto specificato dalla IEC 62351-3 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 3: Communication network and system security - Profiles including TCP/IP".

Il profilo TLS specificato dalla IEC 62351-3 stabilisce quanto segue:

- come porte TCP, si utilizza la porta 102 per il profilo-T senza TLS e la porta 3782 per il profilo-T con TLS;
- come versione TLS, si raccomanda l'utilizzo del TLS v1.2;
- come suite di cifratura è richiesto almeno l'utilizzo di TLS\_RSA\_WITH\_AES\_128\_CBC\_SHA;
- la resumption della sessione TLS dovrebbe avvenire entro le 24 ore, in ogni caso in un tempo inferiore a quello della rinegoziazione e allineato al periodo di aggiornamento della lista per la revoca dei certificati;
- di default la rinegoziazione della sessione TLS dovrebbe avvenire ogni 12 ore e in ogni caso in un tempo allineato al periodo di aggiornamento della lista per la revoca dei certificati;
- si richiede l'utilizzo di almeno due diverse Autorità di Certificazione, come prescritto dalla IEC 62351-9 la quale descrive i certificati distribuiti dal venditore e dall'operatore del dispositivo;
- la dimensione massima dei certificati a chiave pubblica dovrebbe essere di 8192 ottetti;
- l'aggiornamento della lista per la revoca dei certificati avviene almeno ogni 24 ore.

Per i layer di livello superiore al trasporto, la IEC 62351-4 prescrive il profilo-A per l'autenticazione a livello applicazione durante la creazione dell'associazione, da usare in combinazione con il profilo-T sicuro<sup>(39)</sup>. Per configurare ed usare le funzionalità previste dal profilo-A, l'implementazione del protocollo MMS dovrà fornire i seguenti meccanismi:

- un meccanismo per la configurazione dell'informazione relativa ai certificati a chiave pubblica e l'associazione di questa informazione all'autenticazione dell'accesso (es. tabelle bilaterali);

---

<sup>(37)</sup> Attualmente è in corso lo sviluppo di una nuova edizione di questa norma, la cui pubblicazione come standard internazionale è prevista entro il 2018, la quale recepisce i requisiti di sicurezza specificati dalla IEC 61850-90-5 e l'evoluzione dei meccanismi di sicurezza già introdotti in altre parti della IEC 62351 riferite dalla Parte 4 (quali IEC 62351-3, IEC 62351-8, IEC 62351-9) e in questa specifica. Si precisa che la nuova edizione della IEC 62351-4 sarà applicabile anche alla mappatura IEC 61850 su protocollo XMPP specificata dalla IEC 61850-8-2 di prossima pubblicazione.

<sup>(38)</sup> Per ragioni di interoperabilità, le prescrizioni di sicurezza del CCI si applicano necessariamente ai dispositivi lato Aggregatore/Distributore (ed eventualmente Operatore) che ospitano i corrispondenti client IEC 61850.

<sup>(39)</sup> Qualora il servizio di connettività utilizzasse un tunnel VPN con cifratura del canale, l'attivazione del profilo-T non è da considerarsi obbligatoria.

- un meccanismo per la configurazione del profilo-T accettabile dell'associazione per il meccanismo di controllo degli accessi (es. DON'T\_CARE, NON\_SECURE, SECURE);
- un meccanismo per la configurazione del profilo da usare per iniziare un'associazione MMS
- un meccanismo per fornire e verificare i parametri dell'associazione quali indirizzo, profilo utilizzato e parametri dell'autenticazione ACSE.

#### T.3.3.4.2 Gestione delle chiavi e dei certificati

I dettagli relativi alla gestione delle chiavi e dei certificati necessari per la sicurezza delle comunicazioni del CCI sono specificati nella IEC 62351-9 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 9: Cyber Security Key Management for Power System Equipment"<sup>(40)</sup>.

#### T.3.3.4.3 Gestione dei ruoli

Il server IEC 61850 del CCI comunica in modo differenziato con diversi attori, quali il DSO e l'Aggregatore, utilizzando il concetto di ruolo. I dettagli relativi alla implementazione e gestione dei ruoli sono specificati dalla IEC TS 62351-8 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 8: Role-based access control".

Per l'implementazione di un'architettura RBAC (Role Base Access Control) è necessario identificare in primo luogo le risorse da proteggere (chiamati Object). Per operare sugli oggetti i soggetti (Subject) implementano i ruoli (Role) che permettono loro di avere dei privilegi (Right), i quali definiscono le operazioni (Operation) consentite sugli oggetti (Object).

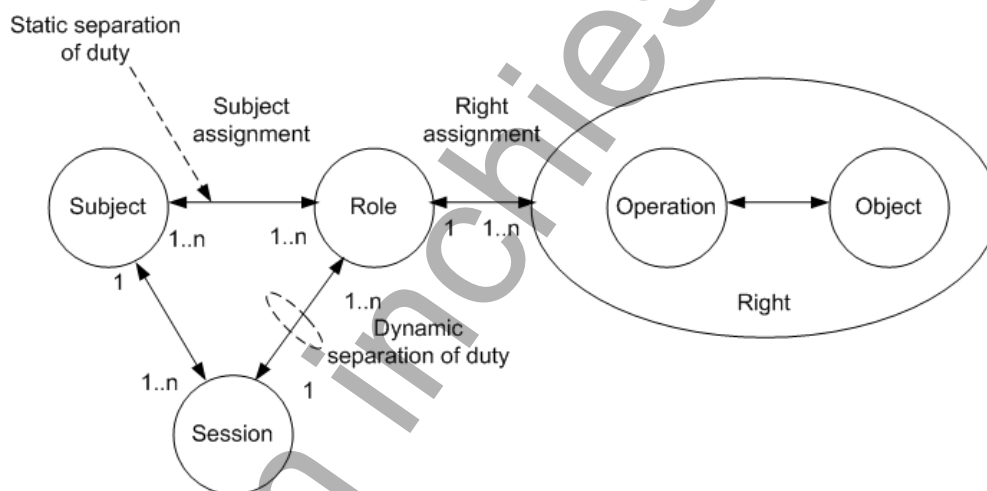


Figura T.8 - Esempio architettura RBAC

Nel contesto del CCI i soggetti principali sono il DSO, l'Aggregatore e l'Utente<sup>(41)</sup>. Ciascuno di essi può a sua volta avere al suo interno diversi soggetti a cui sono collegati diversi ruoli.

La IEC 62351-8 definisce un insieme di sette ruoli mandatori che devono essere supportati e un insieme predefinito di privilegi ad essi associati. In particolare sono identificati i ruoli e relativi privilegi indicati nella tabella seguente:

<sup>(40)</sup> In stato FDIS di prossima pubblicazione.

<sup>(41)</sup> Per evitare confusione con la denominazione dei ruoli predefiniti della IEC 62351-8, nel contesto di questa sezione il soggetto precedentemente riferito come operatore d'impianto viene denominato Utente.



Tabella T.17 – Ruoli/Privilegi

Value	Right											
	Role	VIEW	READ	DATASET	REPORTING	FILEREAD	FILEWRITE	FILEMNGT	CONTROL	CONFIG	SETTINGGROUP	SECURITY
<0>	VIEWER	x			x							
<1>	OPERATO	x	x		x				x			
<2>	ENGINEER	x	x	x	x		x	x		x		
<3>	INSTALLE	x	x		x		x			x		
<4>	SECADM	X	X	X			X	X	X	X	X	X
<5>	SECAUD	X	X		X	X						
<6>	RBACMNT	X	X					X		X	X	
<7..32767	Reserved	For future use of IEC defined roles.										
<-32768 .. -1>	Private	Defined by external agreement. Not guaranteed to be interoperable.										

Gli oggetti e le operazioni a cui si applicano i ruoli sono definiti dal modello dati utilizzato: per il CCI gli oggetti si mappano sui data object e le operazioni sui servizi IEC 61850 specificati nelle sezioni precedenti.

Il controllo degli accessi viene applicato sia per permettere che per proibire l'accesso ad un server ACSI attraverso un punto di accesso, o più puntualmente ad ogni istanza della gerarchia logical-device, logical-node e data-object. L'assegnamento di un ruolo ad un determinato soggetto permetterà di ottenere risposte differenti ai servizi richiesti in base ai privilegi che sono stati assegnati a quel ruolo.

Nello specifico, considerando i servizi ACSI che devono essere implementati per la comunicazione con il CCI (sezione 0) sono necessari i seguenti privilegi:

- VIEW: permette ad un soggetto/ruolo di effettuare la discovery di quali oggetti sono presenti all'interno del Logical Device attraverso il tipo di ID di questi oggetti. Se il privilegio non è previsto per un determinato soggetto/ruolo, il Logical Device per il quale il privilegio VIEW non è stato concesso non deve apparire;
- READ: permette ad un soggetto/ruolo di ottenere alcuni o tutti i valori in più rispetto al tipo e all'ID degli oggetti che afferiscono ad un Logical Device;
- DATASET: permette ad un soggetto/ruolo di avere il pieno controllo per i DataSet permanenti e non;
- REPORTING: permette ad un soggetto/ruolo di utilizzare i report bufferizzati e non;
- CONTROL: permette ad un soggetto/ruolo di effettuare operazioni di controllo.

Considerando i privilegi individuati, per il CCI sono specificatamente richiesti i seguenti ruoli:

- VIEWER: può visualizzare quali oggetti sono presenti all'interno di un Logical Device;
- OPERATOR: può visualizzare quali oggetti sono afferenti a un Logical Device, i relativi valori ed effettuare operazioni di controllo;
- ENGINEER: può visualizzare quali oggetti sono afferenti a un Logical Device e i relativi valori. Inoltre ha pieno accesso ai DataSet e files. Può configurare il server localmente o in remoto.

Per la comunicazione MMS, entrambi gli attori DSO e Aggregatore avranno assegnato un certo numero di ruoli. Lo stesso ruolo, ad esempio di OPERATOR verrà assegnato sia al DSO sia all'Aggregatore ma con privilegi differenti: il DSO avrà i privilegi relativi a tutti gli oggetti necessari per ottenere l'insieme completo delle informazioni associate ai requisiti funzionali del CCI riportate nella sezione 0, mentre l'Aggregatore solamente sugli oggetti richiesti per il corretto invio dei set-point di potenza attiva e l'ottenimento delle relative informazioni di monitoraggio.

Più in generale, all'interno dell'organizzazione del DSO possono essere abilitati diversi soggetti ad operare sul CCI secondo differenti ruoli. In particolare sono stati identificati i ruoli di VIEWER, OPERATOR e ENGINEER. A seconda del ruolo che ricopre, il soggetto avrà visibilità e controllabilità sulle informazioni secondo quanto riferito nella sezione 0. In particolare, a titolo di esempio, se consideriamo il ruolo VIEWER esso potrà visualizzare quali oggetti sono presenti, per cui è possibile fare la discovery da parte di quel determinato soggetto, all'interno del Logical Device LD\_Plant. Se il ruolo ricoperto è OPERATOR si potranno visualizzare tutti gli oggetti previsti per il DSO nella sezione 0, i relativi valori ed eseguire azioni di controllo. All'interno del logical device LD\_Plant sono state identificate diverse classi di data\_object, ad esempio quella relativa ai dati operazionali (DRCT) che caratterizzano i generatori dell'impianto. In questo caso è possibile visualizzare e modificare diversi data\_object relativi ai generatori suddivisi per tipologia attraverso i relativi servizi ACSI (GetDataValues, SetDataValues, etc.). Il server IEC 61850 all'interno del CCI implementa anche i servizi di comunicazione SetDataSet, CreateDataSet e DeleteDataSet forniti dalla classe ACSI DataSet. Per questi servizi è necessaria l'implementazione del ruolo ENGINEER che, a differenza del ruolo OPERATOR, possiede il privilegio DATASET.

Per quanto riguarda l'Aggregatore, esso avrà accesso alle sole informazioni associate al Set-Point di Potenza Attiva ed alle relative informazioni di monitoraggio. Per l'organizzazione dell'Aggregatore è quindi possibile ipotizzare i ruoli di VIEWER e OPERATOR con restrizioni sulle informazioni accessibili, in quanto esse saranno ristrette al suo ambito di azione (Potenza Attiva). Per quanto riguarda le classi relative alle caratteristiche dell'impianto, i data\_object su cui avrà competenza saranno ad esempio un sottoinsieme di quelli contenuti nella classe DOPR che include i dati operazionali al punto di scambio dell'impianto nel complesso, oppure un sottoinsieme della classe DRCT dove i dati operazionali vengono suddivisi per tipologia di fonte primaria. Altre classi di potenziale competenza dell'Aggregatore sono: DRCS per gli stati dell'impianto, DRCC e DOPM per i parametri operativi dell'impianto. Per quanto riguarda le misure l'Aggregatore avrà visibilità su un sottoinsieme dei data\_object della classe MMXU.

Per il trasporto dei ruoli si utilizzano gli access tokens che possono avere diversi formati. Per il CCI si richiede l'utilizzo del formato di access token specificato dal profilo A nella IEC 62351-8, il quale prevede che le informazioni relative al ruolo di ciascun attore autorizzato a comunicare con il CCI vengano fornite come estensioni del certificato a chiave pubblica (X.509 ID certificate with extension). In particolare è stata specificata l'estensione IECUserRoles extension, definita appositamente per i sistemi power al fine di gestire correttamente il controllo degli accessi basato sui ruoli. La gestione dei certificati viene dettagliata nella IEC 62351-9, mentre la struttura degli access token è descritta nella sezione 9.4 dell'IEC 62351-8.

L'access token viene identificato attraverso l'OID 1.2.840.10070.8.1 e contiene diversi campi. I campi mandatori sono relativi al numero seriale di access token, il nome del soggetto proprietario del token, il ruolo assegnato, le informazioni riguardo l'emissione del token (soggetto emittente e relativo timestamp), validità del token e numero di revisione dell'assegnamento soggetto-a-ruolo. Inoltre nell'estensione del certificato è necessario indicare l'algoritmo di firma e la firma dell'istanza che l'ha emessa. L'estensione permette di assegnare più di un ruolo al medesimo soggetto.

Vengono inoltre indicati i requisiti minimi in termini di algoritmi e lunghezza delle chiavi. Viene raccomandato l'utilizzo di SHA-256 per le operazioni di hash, anche se viene mantenuto SHA-1 per compatibilità backward. Per quanto riguarda le funzioni di firma si raccomanda RSA con chiave a 2048 bit, ma viene supportata anche RSA a 1024 per compatibilità backward. Inoltre opzionalmente si possono utilizzare algoritmi basati su ECC con chiavi 192 bit (se in combinazione con SHA-1) e 256 bit (con SHA-256).

Per le comunicazioni MMS su TCP, l'utilizzo degli access token avviene in due fasi:

- a livello trasporto, durante la creazione di una connessione sicura in accordo alla IEC 62351-3;
- a livello applicazione, durante il processo di autorizzazione che comprende l'assegnazione del token di accesso contenente il ruolo.

#### **T.3.3.4.4 Segregazione del traffico del CCI**

La segregazione degli accessi remoti al CCI, asserviti alle funzioni di controllo, protezione e conduzione dell'impianto, è a carico del dispositivo router in grado di separare le reti interne dell'impianto dalle reti esterne e di segregare il traffico dei diversi protocolli utilizzati. Il dispositivo router dovrà essere dotato di funzionalità di NAT, VLAN, firewalling e VPN con cifratura del canale. L'eventuale utilizzo di servizi di connettività su rete pubblica dovrà prevedere la configurazione di una VPN sicura ed escludere l'utilizzo del servizio di connettività per scopi diversi da quelli richiesti dalle comunicazioni per il controllo e la conduzione dell'impianto.

#### **T.3.3.4.5 Sicurezza delle comunicazioni locali**

Tutte le comunicazioni per la messa in servizio e la configurazione del CCI attraverso l'interfaccia locale devono essere protette da un sistema di autenticazione dell'Utente soggetto a specifiche policy di sicurezza.

## Appendice

Associazione tra soggetti individuati nell'Allegato O e ruoli previsti dalla IEC 62351-8.

**Tabella T.18 – Ruoli/Soggetti**

Value	Soggetto				
	Role	DSO	Produttore	Aggregatore	TSO
<0>	VIEWER				
<1>	OPERATOR				
<2>	ENGINEER				
<3>	INSTALLER				
<4>	SECADM				
<5>	SECAUD				
<6>	RBACMNT				
<7..32767>	Reserved				
<-32768 .. -1>	Private				

Associazione, per motivi di sicurezza, tra soggetti individuati nell'Allegato O e dati modellati in Par. T.0.

**Tabella T.19 – Soggetti/Dati**

	<Id1>	<Id2>	<Id3>	<Id4>
Oggetto (LD/LN/DO...)	DSO	Produttore	Aggregatore	TSO
...				
WMaxAbsLimPct	X			
...				
WGenDisp			X	
...				
...				

## Allegato U

### **Regolamento di esercizio per il funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica di proprietà dell'Utente attivo in parallelo con la rete MT del gestore di rete di distribuzione**

*Riferimento: variante V2 di luglio 2016*

#### **Articolo 13**

*Al penultimo capoverso sostituire la Norma CEI 13-4 con la Norma CEI 13-71*

Progetto in inchiesta pubblica

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. R. Bacci

Comitato Tecnico Elaboratore

**CT 316-Conneessione alle reti elettriche di distribuzione Alta, Media e Bassa Tensione**

Altre norme di possibile interesse sull'argomento

€ \_

Progetto  
C. 1202:2017-05 – Scad. 13-06-2017  
Totale Pagine 94

Via Saccardo, 9  
20134 Milano  
Tel. 02.21006.1  
Fax 02.21006.210  
cei@ceinorme.it  
www.ceinorme.it



Progetto in inchiesta pubblica

PROGETTO