

CRITERI DI ACQUISIZIONE DATI PER IL TELECONTROLLO

Storia delle revisioni		
Rev. 00	Novembre 2002	Prima edizione
Rev. 01	Giugno 2009	Seconda edizione
Rev. 02	Luglio 2010	Terza edizione
Rev. 03	Febbraio 2020	Quarta edizione approvata con delibera ARERA 36/2020/R/eel – Osservabilità generazione distribuita e Implementazione del Regolamento europeo 2017/1485 ("System Operation Guideline")
Rev. 04	luglio 2022	Quinta edizione- Recepimento delibera ARERA 540/2021

INDICE

1. OGGETTO E SCOPO	4
2. CAMPO DI APPLICAZIONE.....	4
3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	5
4. GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	6
5. SISTEMI PER IL CONTROLLO IN TEMPO REALE.....	6
6. CRITERI GENERALI.....	7
7. SCAMBIO DATI IN TEMPO REALE.....	7
7.1. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE CONNESSI DIRETTAMENTE ALLA RTN O INDIRETTAMENTE ALLA RTN PER IL TRAMITE DI UNA PORZIONE DI RETE CON TENSIONE NOMINALE PARI O SUPERIORE A 50 kV	8
7.2. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI DIRETTAMENTE ALLA RTN O INDIRETTAMENTE ALLA RTN PER IL TRAMITE DI UNA PORZIONE DI RETE CON TENSIONE NOMINALE PARI O SUPERIORE A 50 kV	10
7.2.1. <i>Impianti di produzione rotante</i>	10
7.2.2. <i>Impianti di produzione alimentati da fonte eolica</i>	11
7.2.3. <i>Impianti di produzione alimentati da fonte fotovoltaica.....</i>	12
7.2.4. <i>Impianti di produzione con sistemi di accumulo elettrochimico.....</i>	12
7.2.5. <i>Impianti di produzione abilitati al servizio di regolazione frequenza – potenza</i>	13
7.2.6. <i>Impianti di produzione abilitati al servizio di verifica regolazione primaria di f/P UVRP</i>	13
7.2.7. <i>Impianti di produzione abilitati al servizio di regolazione di tensione ad anello chiuso</i>	13
7.2.8. <i>Scambio dati relativi alla regolazione di tensione in anello aperto per impianti interfacciati a CP o a stazioni elettriche</i>	15
7.3. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI DI CONSUMO CONNESSI DIRETTAMENTE ALLA RTN O INDIRETTAMENTE ALLA RTN PER IL TRAMITE DI UNA PORZIONE DI RETE CON TENSIONE NOMINALE PARI O SUPERIORE A 50 kV	16
7.4. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI DI PRODUZIONE E CONSUMO CONNESSI DIRETTAMENTE ALLA RTN O INDIRETTAMENTE ALLA RTN PER IL TRAMITE DI UNA PORZIONE DI RETE CON TENSIONE NOMINALE PARI O SUPERIORE A 50 kV	16
7.5. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI HVDC E INTERCONNECTOR AC CONNESSI DIRETTAMENTE ALLA RTN	17
7.6. SCAMBIO DATI RELATIVI A IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI A RETI DI DISTRIBUZIONE	17
7.6.1. <i>Impianti di produzione connessi a reti di distribuzione con potenza nominale installata non inferiore a 1 MW</i>	17
7.6.2. <i>Impianti di produzione connessi a reti di distribuzione con potenza nominale installata inferiore a 1 MW</i>	19
7.7. TRASFERIMENTO FILE.....	20
7.8. TRASFERIMENTO FILE BDE.....	20
7.9. TEMPO DI AGGIORNAMENTO DEI DATI	21
7.10. TEMPO DI ATTUAZIONE DEI COMANDI	21

7.11. MARCA TEMPORALE (TIME TAG)	22
7.12. APPARATI PERIFERICI	22
7.13. PROCEDURA PER IL COLLEGAMENTO AL SISTEMA DI CONTROLLO TERNA.....	24
8. FORNITURA E MANUTENZIONE DATI STRUTTURALI	25
8.1. TEMPISTICHE AGGIORNAMENTO DATI.....	25

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento descrive:

- le attività che Terna svolge ai fini del telecontrollo del Sistema Elettrico nazionale (SEN);
- le principali informazioni che devono essere rese disponibili dai titolari degli impianti per questo scopo;
- le modalità con cui queste informazioni devono pervenire in tempo reale ai Sistemi di Controllo.

I flussi dati fra i TSO e quelli finalizzati ad attività di metering non sono oggetto del presente documento.

Non sono trattati i flussi legati ai telecomandi dei Sistemi di Difesa per i quali si rimanda all'Allegato A.69 [A.69].

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni contenute nel presente documento si applicano:

- agli impianti RTN o funzionali alla RTN a tensione maggiore o uguale a 50 kV;
- agli impianti di produzione connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50kV;
- agli impianti di consumo e autoconsumo connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50kV;
- agli impianti delle reti di distribuzione connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50kV;
- impianti HVDC e Interconnector AC connessi direttamente alla RTN;
- agli impianti di produzione connessi a reti di distribuzione (inclusi quelli appartenenti a Sistemi di Distribuzione Chiusi) come specificato di seguito.

Le modalità di applicazione del presente Allegato agli aggregati di impianti di produzione e consumo abilitati alla partecipazione al MSD in forma aggregata verranno definite compiutamente alla luce dei risultati delle sperimentazioni dei progetti pilota condotte ai sensi della delibera 300/2017/R/eel. Pertanto, nelle more della conclusione di tale sperimentazione, si applica quanto previsto nei Regolamenti predisposti da Terna in attuazione della delibera 300/2017. Resta, comunque, fermo l'obbligo di inviare i dati riportati nel presente Allegato con riferimento singoli impianti, ove ricadenti nelle tipologie di cui sopra.

La connessione alla rete elettrica di un impianto prevede l'attuazione delle prescrizioni previste nell'ambito dei seguenti processi:

- telecontrollo;
- monitoraggio da remoto;
- teleconduzione, con esclusivo riferimento ad operazioni di teledistacco come previsto dalla normativa vigente;
- teleregolazione.

Tali prescrizioni prevedono lo scambio di dati ed informazioni tra gli apparati dei proprietari o dei gestori degli impianti suddetti (in seguito indicati con il termine “**Soggetti Interessati**”) ed i sistemi di Terna, come regolamentato in [C1].

3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

[C1]	Codice di Rete – Capitolo 1 - Accesso alla rete di trasmissione nazionale
[GL]	Codice di Rete – Glossario dei termini
[A.5]	Codice di Rete – Allegato A.5 - Criteri di automazione delle stazioni a tensioni uguali o superiori a 120 kV
[A.7]	Codice di Rete – Allegato A.7 - Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV
[A.9]	Codice di Rete – Allegato A.9 - Piano di Difesa del sistema elettrico
[A.13]	Codice di Rete – Allegato A.13 - Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
[A.14]	Codice di Rete – Allegato A.14 - Partecipazione alla regolazione di tensione
[A.15]	Codice di Rete – Allegato A.15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza
[A.16]	Codice di Rete – Allegato A.16 - Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione
[A.20]	Codice di Rete – Allegato A.20 - Disposizioni per la predisposizione e l’attuazione del Piano di Emergenza per la sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)
[A.34]	Codice di Rete – Allegato A.34 - Sistema Comandi: formato messaggi
[A.36]	Codice di Rete – Allegato A.36 - Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)
[A.52]	Codice di Rete – Allegato A.52 - Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione
[A.65]	Codice di Rete – Allegato A.65 - Dati tecnici strutturali
[A.69]	Codice di Rete – Allegato A.69 - Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna
[A.73]	Codice di Rete – Allegato A.73 - Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza

4. GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

La gestione del sistema elettrico da parte di Terna prevede tre distinte fasi temporali e operative:

- Programmazione
 - previsione del fabbisogno per diversi orizzonti temporali (annuale, settimanale, giornaliera);
 - verifica della congruenza dei programmi di produzione ai fini della copertura del fabbisogno nazionale, della sicurezza della RTN e della adeguatezza della riserva operativa.

- Tempo Reale:
 - controllo dello stato di funzionamento del sistema elettrico e delle prestazioni degli impianti;
 - teleconduzione degli impianti (relativa ai soli impianti di competenza Terna);
 - verifica delle disponibilità dei componenti del sistema elettrico e predisposizione degli assetti di rete opportuni;
 - verifica della sicurezza mediante simulazioni in regime stazionario e/o dinamico;
 - regolazione della frequenza e controllo dell'interconnessione con l'estero;
 - regolazione della tensione;
 - gestione dei piani di difesa ed attivazione del piano di riaccensione del sistema elettrico.

- Analisi dell'Esercizio:
 - valutazione dell'esercizio;
 - definizione degli schemi di rete;
 - analisi dei guasti e ricostruzione dei disservizi.

Le informazioni acquisite dagli impianti in tempo reale sono fondamentali in tutte e tre le fasi della gestione. Attraverso il monitoraggio continuo di queste informazioni sono garantiti adeguati livelli di sicurezza e qualità del servizio.

5. SISTEMI PER IL CONTROLLO IN TEMPO REALE

Per svolgere le attività di gestione del Sistema Elettrico in Tempo Reale precedentemente elencate, le Sale Controllo e Conduzione di Terna sono dotate di varie funzioni messe a disposizione dal Sistema di Controllo e Conduzione:

- acquisizione dati e visualizzazione: la funzione gestisce l'acquisizione in tempo reale e la validazione dei dati degli impianti, la presentazione di questi dati agli operatori attraverso display schematici e tabellari e la gestione degli allarmi attraverso display dedicati ed avvisi acustici (funzioni SCADA).
- Regolazione frequenza-potenza: la funzione automatica, sulla base dei valori acquisiti relativi alla frequenza di rete ed alla potenza transitante sulle linee di interconnessione con l'estero, calcola ogni 2 sec il livello di regolazione da inviare agli impianti inseriti nei piani di regolazione frequenza-potenza, in modo da rispettare gli scambi programmati con l'estero e gestire gli eventuali scarti.

- Stima dello stato: la funzione fornisce una rappresentazione coerente del sistema in termini di tensione (in modulo e fase) in tutti i nodi della rete. Essa permette di valutare potenze e tensioni anche in componenti di rete non sottoposti a misura diretta o con misure non plausibili e di stimare eventuali misure in deriva.
- Regolazione di tensione: il coordinamento della regolazione delle diverse Aree (regolazione terziaria di tensione) è svolto dal Regolatore Generale di Tensione, che opererà interagendo con i Regolatori Regionali di Tensioni (regolazione secondaria). La regolazione a livello nazionale prevede la correzione lenta dei riferimenti di tensione dei nodi pilota, con l'obiettivo di minimizzare le perdite attive e di massimizzare i margini di produzione reattiva. La regolazione d'Area (regolazione secondaria di tensione) è svolta dai Regolatori Regionali di Tensione (RRT) che elaborano un opportuno livello di regolazione sulla base delle informazioni in tempo reale (misure, segnalazioni ed allarmi) proveniente dalle centrali controllate e del rispetto di un profilo programmato della tensione. Il livello così calcolato è inviato ai regolatori di potenza reattiva di centrale (SART-REPORT) appartenenti all'Area stessa (vedi Allegato A.16 [A.16]).

A livello di applicativi di Energy Management System (EMS), direttamente connessi con il Sistema di Controllo e quindi con l'acquisizione dati dal campo, è utilizzata inoltre la seguente funzionalità:

- Analisi della Sicurezza della rete in regime stazionario: la funzione permette a Terna di simulare in regime stazionario, mediante calcolo di load flow, il comportamento della rete partendo da una fotografia dello stato del sistema e valutarne il comportamento anche a fronte di dell'esclusione di uno o più elementi di rete (calcolo di "sicurezza n-1").

6. CRITERI GENERALI

Per svolgere tutte le funzioni precedentemente descritte e quindi consentire il controllo del SEN, devono essere rese disponibili a Terna misure e segnalazioni tali da assicurare l'osservabilità di ogni impianto e le funzioni essenziali di gestione del sistema elettrico.

Le informazioni devono inoltre essere rese disponibili presso i Punti di Accesso (PA) in maniera perfettamente compatibile con il Sistema di Controllo, senza riduzione delle sue prestazioni globali secondo le prescrizioni definite nell'Allegato A.13 [A.13].

In generale, salvo quanto disposto nei successivi paragrafi, è responsabilità ed onere del Soggetto Interessato la trasmissione dei dati dall'impianto sino ai PA, incluso l'eventuale onere di canali di comunicazione dedicati.

Le informazioni acquisite devono essere tali da garantire una conoscenza esauriente del sistema elettrico e devono inoltre essere opportunamente ridondate, per fare fronte ad eventuali malfunzionamenti del sistema di acquisizione dati.

7. SCAMBIO DATI IN TEMPO REALE

Si riporta di seguito la lista delle informazioni che ogni Soggetto Interessato è tenuto a fornire a Terna in tempo reale.

7.1. Scambio dati relativi a impianti di distribuzione connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50 kV

Per tutti gli impianti di distribuzione (inclusi quelli appartenenti a Sistemi di Distribuzione Chiusi) connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50 kV, il Soggetto Interessato dovrà fornire le seguenti informazioni relative ad ogni impianto di propria competenza:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.), secondo il seguente schema:

Tipologia Montante	Organi di manovra controllati
Montante Linea AT attestato a singola sbarra	Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di linea, sezionatore di sbarra
Montante Linea AT attestato a più sbarre	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di linea ✓ Posizione sezionatori riferimento sbarra
Montante Trasformatore AT/MT- Reattore AT- Condensatore AT attestato a singola sbarra	Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di sbarra
Montante Trasformatore AT/MT- Reattore AT- Condensatore AT attestato a più sbarre	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Posizione interruttore ✓ Posizione Sezionatori di Sbarra
Montante Interruttore Longitudinale di sbarra AT	Posizione criterizzata interruttore e sezionatori di sbarra (se presenti)
Montante Sezionatore Longitudinale di sbarra AT	Posizione sezionatore se telecontrollato dal proprietario
Montante Parallelo Sbarre, Congiuntore, Traslatore AT	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Posizione interruttore ✓ Posizione sezionatori di sbarra
Montante sezionatori di bypass AT	Posizione sezionatore se telecontrollato dal proprietario

Tabella 1

Terna, in caso di particolari configurazioni di impianto e/o accertati vincoli tecnici da parte del Soggetto Interessato, si riserva di applicare alcune deroghe ai requisiti base indicati in

Tabella 1. In particolare, nel caso in cui non sia possibile disporre della posizione criterizzata¹ dell'interruttore ed i relativi sezionatori, si può accettare, limitatamente agli impianti a singola sbarra, la sola posizione dell'interruttore. Si può inoltre accettare la mancanza dei segnali di posizione dei sezionatori longitudinali di sbarra o dei sezionatori di bypass in caso questi non siano telecontrollati dal Soggetto Interessato.

- misure di potenza attiva, reattiva e corrente transitante su tutti i montanti Linea.
Terna si riserva per la misura di corrente di derogare caso per caso in relazione alla disponibilità e alla qualità delle misure di potenza attiva/reattiva; nell' ipotesi che non siano disponibili TM P/Q trasmesse da un convertitore A/D è indispensabile ricevere la misura acquisita di corrente;
- misure di potenza attiva e reattiva dei trasformatori AT/MT (prelevate in AT o prelevate in MT); ove disponibile, per impianti di particolare importanza, al fine di realizzare il controllo di congruità P/Q/I, è possibile prelevare le misure di corrente;
- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra. Per i livelli di tensione minore o uguale a 220kV Terna si riserva di derogare caso per caso da tale requisito limitatamente ad impianti in assetto di "Entra-Esci" o derivati in "Antenna". Nel caso di assenza di TV di sbarra è possibile inviare in accordo con Terna misure di tensione derivate da TV di linea;
- misure di potenza reattiva sui montanti AT Reattori e Condensatori;
- misure di potenza reattiva sui montanti MT Reattori e Condensatori;
- i valori di carico distaccabile [MW] misurati in ogni Cabina Primaria e aggregati secondo i Livelli di Severità specificati nell'Allegato A.20 [A.20];
- segnalazioni di perturbazione, allarme e anomalia (es. minima frequenza, intervento relè EAC, assenza tensione, etc ...);
- segnalazioni su evento rese disponibili dalle protezioni sui montanti linea secondo quanto descritto in Tabella 2:

Descrizione	Stato_ON	Stato_OFF	Presenza segnale
Distanza di Guasto Protezione 1 (km)	–	–	Sempre
Distanza di Guasto Protezione 2 (km)	–	–	Solo con doppia protezione
Fase Interrotta in Rete	Allarme	Fine Allarme	Sempre
Fase Interrotta in Linea	Allarme	Fine Allarme	Ove attiva funzione
Protezione Fase 4	Avviamento	–	Sempre
Protezione Fase 8	Avviamento	–	Sempre
Protezione Fase 12	Avviamento	–	Sempre

¹ Per posizione criterizzata fra interruttori e relativi sezionatori si intende una posizione logica equivalente che tenga conto degli stati di aperto/chiuso degli apparati, in particolare lo stato logico di aperto è l'OR logico degli stati, lo stato di chiusura è l'AND logico.

Protezione Terra	Avviamento	—	Sempre
Direzione Linea	Avviamento	—	Sempre
Direzione Sbarre	Avviamento	—	Sempre
CAP1 ²	Apertura	—	Sempre
CAP2 ³	Apertura	—	Sempre
Protezione Fase 4	Scatto	—	Sempre
Protezione Fase 8	Scatto	—	Sempre
Protezione Fase 12	Scatto	—	Sempre
Protezione Distanziometrica	Scatto	—	Sempre
Protezione Differenziale	Scatto	—	Ove presente 87L
Protezione Massima Corrente	Scatto	—	Ove presente 50/51
Protezione Guasti Resistivi	Scatto	—	Ove attiva la funzione
Richiusura Rapida	Chiusura	—	Sempre
Richiusura Lenta	Chiusura	—	Ove attiva
Richiusura Lenta	Fallita	—	Ove attiva
Richiusura Lenta	Mancata	—	Ove attiva
Telepilotaggio Distanziometrica	Anomalia	Fine Anomalia	Dove previsto TP
Telepilotaggio GAR	Anomalia	Fine Anomalia	Dove presente TP per GAR

Tabella 2

7.2. Scambio dati relativi a impianti di produzione connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50 kV

7.2.1. Impianti di produzione rotante

Il Soggetto interessato dovrà fornire le seguenti informazioni relativi ad ogni impianto di propria competenza:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1.
- posizione degli organi di manovra sulle sbarre MT di generazione;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra dell'impianto per la connessione AT o, in alternativa, dal TV di linea presente sul montante per la connessione AT;
- misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT;
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto;

² Comando Apertura Protezioni in primo gradino. In tale segnale si considera anche l'intervento delle protezioni differenziali di linea (87L).

³ Comando Apertura Protezioni in gradini superiori al primo. In tale segnale si considerano anche gli interventi della protezione differenziale di sbarra (87SB), delle protezioni Guasti Altamente Resistivi (GAR), delle logiche di Mancata Apertura Interruttore (MAI), di Messa in Sicurezza Blindato (MSB) e di Basso Livello SF₆.

- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;
- misure di frequenza di ciascuna sbarra AT per tutti gli impianti a 400 kV e per gli impianti a tensione inferiore su cui sono attestati generatori di potenza non inferiore a 10 MVA;
- misure di potenza attiva e reattiva di tutti i generatori di potenza superiore ad 1 MVA prelevate sulle sbarre MT al lordo dei servizi ausiliari o nel punto/i di raccolta nel caso di produzioni rinnovabili complessive maggiori o uguali a 1 MW che sfruttano il medesimo impianto per la connessione di rete;
- misure di tensione sulle sbarre MT di generazione dove sono attestate produzioni maggiori di 100 MVA;
- misure di livello dei bacini e serbatoi idrici e di portata dei canali ed opere idrauliche, per gli impianti idroelettrici la cui potenza installata è superiore od uguale a 10 MVA.

7.2.2. Impianti di produzione alimentati da fonte eolica

Il Soggetto interessato dovrà fornire le seguenti informazioni relativi ad ogni impianto di propria competenza:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra dell'impianto per la connessione AT o, in alternativa, dal TV di linea presente sul montante per la connessione AT;
- misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT;
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto;
- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;
- misure di direzione del vento espressa in gradi (rispetto al nord geografico) e di velocità del vento espressa in m/s⁴;
- tensione di riferimento per la regolazione di tensione (ove applicabile).

In caso in cui su un unico "impianto per la connessione" afferiscono più Unità di Produzione o quando dispositivi UPDM agiscono su interruttori presenti sul sistema di sbarre MT (linee di sottocampo) il Soggetto interessato dovrà inoltre fornire ai fini del telecontrollo:

- misure di potenza attiva e reattiva prelevate da tutti i montanti MT delle linee di sottocampo connesse al sistema MT;
- stato degli organi di manovra (interruttori) relativi alle linee MT di sottocampo.

⁴ Per le misure di intensità e direzione del vento si richiederanno i valori registrati da un anemometro certificato WMO posto in un punto rappresentativo dell'impianto nel suo complesso (approssimativamente il baricentro dell'impianto). In subordine potranno essere inviate le informazioni rilevate da un anemometro, in standard WMO, posto su di un aereogeneratore di riferimento rappresentativo dell'impianto nel suo complesso opportunamente corrette dall'effetto di turbolenza indotto dalla rotazione delle pale. In entrambi i casi dovrà essere fornita a livello di dati strutturali l'esatta posizione (coordinate GPS) e la quota del sensore anemometrico.

7.2.3. Impianti di produzione alimentati da fonte fotovoltaica

Il Soggetto interessato dovrà fornire le seguenti informazioni relativi ad ogni impianto di propria competenza:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra dell'impianto per la connessione AT o, in alternativa, dal TV di linea presente sul montante per la connessione AT;
- misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT;
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto;
- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;
- misure di irraggiamento in $[W/m^2]^5$;
- tensione di riferimento per la regolazione di tensione (ove applicabile)

In caso in cui su un unico "impianto per la connessione" afferiscono più Unità di Produzione o quando dispositivi UPDM agiscono su interruttori presenti sul sistema di sbarre MT (linee di sottocampo) il Soggetto interessato dovrà inoltre fornire ai fini del telecontrollo:

- misure di potenza attiva e reattiva prelevate da tutti i montanti MT delle linee di sottocampo connesse al sistema MT;
- stato degli organi di manovra (interruttori) relativi alle linee MT di sottocampo.

7.2.4. Impianti di produzione con sistemi di accumulo elettrochimico

Il Soggetto interessato dovrà fornire le seguenti informazioni relativi ad ogni impianto di propria competenza:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra dell'impianto per la connessione AT o, in alternativa, dal TV di linea presente sul montante per la connessione AT;
- misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT;
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto;
- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;
- stato di carica percentuale;
- energia residua;

⁵ In relazione alle misure di irraggiamento si richiede la fornitura del valore di irraggiamento misurato con celle di riferimento (ad inclinazione analoga ai pannelli delle stringhe) poste in un'area rappresentativa dell'impianto. Dovrà essere fornita a livello di dati strutturali l'esatta posizione (coordinate GPS) e la quota dei sensori.

- tensione di riferimento per la regolazione di tensione.

Nel caso in cui il sistema di accumulo condivida con altri impianti di produzione il medesimo "impianto per la connessione" o quando dispositivi UPDM agiscono su interruttori presenti sul sistema di sbarre MT (linee di sottocampo) il Soggetto interessato dovrà inoltre fornire ai fini del telecontrollo:

- misure di potenza attiva e reattiva prelevate da tutti i montanti MT delle linee di sottocampo connesse al sistema MT;
- stato degli organi di manovra (interuttori) relativi alle linee MT di sottocampo.

7.2.5. Impianti di produzione abilitati al servizio di regolazione frequenza – potenza

Di seguito sono riepilogate le ulteriori informazioni - rispetto a quelle indicate ai precedenti paragrafi-, che devono essere inviate dagli impianti abilitati al servizio di regolazione frequenza – potenza:

- stato dei regolatori dei gruppi di produzione inseriti nei piani di regolazione frequenza-potenza (vedi [A.15]); in particolare è richiesta la trasmissione della TS di regolazione per singolo generatore (o se non disponibile per unità di produzione) e è richiesta la trasmissione della TS Locale/Remoto per centrale di produzione o per unità di produzione
- per le unità di produzione che offrono il servizio di regolazione frequenza-potenza le seguenti misure:
 - Livello ricevuto dal CNC e ritrasmesso
 - Semibanda Impostata
 - Centro Banda Impostato
- per le unità di produzione che offrono il servizio di regolazione frequenza-potenza asimmetrica le seguenti misure:
 - Livello ricevuto dal CNC e ritrasmesso
 - Banda Impostata a salire
 - Banda Impostata a scendere
 - Centro Banda Impostato

Gli impianti di generazione inseriti nel sistema di regolazione frequenza-potenza devono attuare il livello di regolazione frequenza-potenza inviato dai Sistemi di Terna.

7.2.6. Impianti di produzione abilitati al servizio di verifica regolazione primaria di f/P UVRP

L'Allegato A.73 [A.73] specifica in dettaglio quali devono essere le informazioni da trasmettere per ciascuna Unità per la Verifica della Regolazione Primaria (UVRP) necessarie per gli impianti abilitati alla verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria della frequenza/potenza.

7.2.7. Impianti di produzione abilitati al servizio di regolazione di tensione ad anello chiuso

Di seguito sono riepilogate le informazioni che devono essere scambiate relativamente agli impianti abilitati al servizio di regolazione di tensione effettuata in anello chiuso mediante SART o REPORT:

Telemisure	<p>Lim.Sov/Sotecc.GR.in Reg (REPORT/SART)</p> <p>Lim.Sov/Sotecc.GR.in Serv (REPORT/SART)</p> <p>V Rifer. SB AT Staz. Loc. (REPORT/SART)</p> <p>Per ogni generatore:</p> <p>Q Lim. Sovraecc. (REPORT/SART)</p> <p>Q Lim. Sottoecc. (REPORT/SART)</p>
Set Point	<p>Livello 1 di potenza reattiva (REPORT/SART)</p> <p>Livello 2 di potenza reattiva (REPORT/SART)</p>
Telesegnali	<p>Anomalia Misura Livello Q (REPORT/SART)</p> <p>Centrale abilitata da PT a telecontrollo (REPORT/SART) solo per centrale di tipo produzione idrica</p> <p>Vlim in Sottoeccitazione (REPORT/SART)</p> <p>Vlim in Sovraeccitazione (REPORT/SART)</p> <p>C.le in Rete isolata (REPORT/SART)</p> <p>C.le a Sbarre separate (REPORT)</p> <p>Centrale Sovraccaricabile (REPORT)</p> <p>Funzionamento Master /Slave (REPORT)</p> <p>Abilitazione Comandi Remoti (REPORT/SART)</p> <p>Fuori Servizio (REPORT/SART)</p> <p>Sbarra A Regolata (REPORT)</p> <p>Sbarra B Regolata (REPORT)</p> <p>In Regolazione V sbarra locale (RTS) (REPORT/SART)</p> <p>Per ogni generatore:</p> <p>Regolatore Q (RPRG) Inserito (REPORT/SART)</p> <p>In regolazione Second. V (REPORT/SART)</p>
Comandi	<p>Liv. Normale - Liv.Q<=100% predisposto (REPORT)</p> <p>Liv. Sovracc. - Liv.Q>100% predisposto (REPORT)</p> <p>REPORT/SART in Teleregolazione predisposto (REPORT/SART)</p> <p>REPORT/SART Regol.V Sbarra Locale (RTS) predisposto (REPORT/SART)</p> <p>Invio Liv. Q1 e Q2 uguali predisposto (REPORT)</p> <p>Invio Liv. Q1 e Q2 distinti predisposto (REPORT)</p>

Tabella 3

7.2.8. Scambio dati relativi alla regolazione di tensione in anello aperto per impianti interfacciati a CP o a stazioni elettriche

Di seguito sono riepilogate le informazioni che devono essere scambiate nelle stazioni elettriche o nelle cabine primarie abilitate al servizio di regolazione di tensione effettuata in anello aperto attraverso sistemi di regolazione della tensione interfacciati a impianti di produzione regolanti di piccola taglia connessi elettricamente a dette stazioni o cabine:

Telemisure	<p>SET POINT di TENSIONE regolante di SBARRA IMPOSTATO (per ciascuna SB)</p> <p>SET POINT di POTENZA REATTIVA regolante in % di SBARRA IMPOSTATO (per ciascuna SB)</p> <p>Sommatoria Potenze reattive afferenti alla sbarra (per ciascuna SB)</p> <p>Sommatoria Potenze attive afferenti alla sbarra (per ciascuna SB)</p> <p>Livello in % di Potenza reattiva della sbarra (per ciascuna SB)</p> <p>Limite teorico Q regolante Positivo (per ciascuna SB)</p> <p>Limite teorico Q regolante Negativo (per ciascuna sbarra)</p> <p>Limite reale Q regolante Positivo (per ciascuna sbarra)</p> <p>Limite reale Q regolante Negativo (per ciascuna sbarra)</p>
Set Point	<p>Livello Set Point Tensione regolante (per ciascuna sbarra)</p> <p>Livello Set Point Potenza Reattiva di riferimento in % (per ciascuna sbarra)</p> <p>Livello Set Point Potenza Reattiva di riferimento in valore assoluto (per ciascuna sbarra)</p>
Telesegnali	<p>Regolazione (abilitata/disabilitata) – segnale doppio</p> <p>Modalità di regolazione (V/Q) – segnale doppio</p> <p>Abilitazione invio set point (locale/remoto) – segnale doppio</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 1 ($Q=f_1(\Delta V)$) – segnale semplice</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 2 ($Q=f_2(\Delta V)$) – segnale semplice</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 3 ($Q=f_3(\Delta V)$) – segnale semplice</p> <p>Parallelo sbarre (chiuso/aperto) – segnale semplice</p> <p>Limite potenza reattiva erogabile raggiunto – segnale semplice</p> <p>Anomalia sistema di Regolazione di Tensione Locale – segnale semplice</p> <p>Anomalia Sistema di Automazione di Stazione – segnale semplice</p>
Comandi	<p>Regolazione (abilitata/disabilitata) – comando doppio</p>

	<p>Modalità di regolazione (V/Q) – comando doppio</p> <p>Abilitazione invio set point (locale/remoto) – comando doppio</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 1 ($Q=f_1(\Delta V)$) – comando semplice</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 2 ($Q=f_2(\Delta V)$) – comando semplice</p> <p>Regolazione di sbarra con guadagno 3 ($Q=f_3(\Delta V)$) – comando semplice</p>
--	--

Tabella 4

7.3. Scambio dati relativi a impianti di consumo connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50 kV

Di seguito sono elencate le informazioni che devono essere inviate dagli impianti dei clienti:

- misure di potenza attiva e reattiva dei trasformatori AT/MT (prelevate in AT o prelevate in MT);
- misure di potenza attiva e reattiva nel punto di connessione;
- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1.

Per gli impianti che forniscono servizi di rete vale, in aggiunta, quanto richiesto dai Regolamenti relativi ai singoli servizi.

7.4. Scambio dati relativi a impianti di produzione e consumo connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 50 kV

Per gli impianti di autoconsumo che presentano all'interno una produzione installata complessiva minore di 1 MVA o nel caso di produzioni rinnovabili minori di 1 MW si applicano i requisiti del paragrafo 7.3.

Per tutti gli altri impianti di autoconsumo, di seguito sono elencate le informazioni che devono essere inviate:

- posizione degli organi di manovra di tutti i montanti e di tutte le sbarre della rete controllata AT (interruttori, sezionatori riferimento sbarre, sezionatori longitudinali di sbarre, bypass, ecc.) secondo i criteri già definiti in Tabella 1;
- posizione degli organi di manovra sulle sbarre MT su cui sono attestati generatori rotanti con potenza maggiore o uguale di 1 MVA o nel punto/i di raccolta nel caso di produzioni rinnovabili complessive maggiori o uguali a 1 MW;
- misure di tensione prelevate da TV di sbarra dell'impianto per la connessione AT o, in alternativa, dal TV di linea presente sul montante per la connessione AT;
- misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT;
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto;
- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT;

- misure di frequenza di ciascuna sbarra AT per tutti gli impianti a 400 kV e per gli impianti a tensione inferiore su cui sono attestati generatori di potenza non inferiore a 10 MVA;
- misure di potenza attiva e reattiva di tutti i generatori rotanti con potenza maggiore o uguale di 1 MVA prelevate sulle sbarre MT al lordo dei servizi ausiliari o nel punto/i di raccolta nel caso di produzioni rinnovabili complessive maggiori o uguali a 1 MW;
- misure di tensione sulle sbarre MT di generazione dove sono attestate produzioni maggiori di 100 MVA.

7.5. Scambio dati relativi a impianti HVDC e Interconnector AC connessi direttamente alla RTN

Di seguito sono riepilogate le informazioni minime che devono essere scambiate relativamente al punto di connessione in corrente alternata:

- posizione degli organi di manovra (interruttori, eventuali sezionatori, etc...);
- lo stato operativo;
- le misure di potenza attiva e la potenza reattiva.

Per quanto riguarda gli impianti HVDC saranno richieste inoltre le seguenti informazioni minime:

- segnali e set-point relativi alle regolazioni di tensione;
- segnali e set-point relativi alle regolazioni di frequenza;
- misure di corrente, tensione e potenza sulle sezioni in corrente continua;
- posizione degli organi di manovra sulle sezioni in corrente continua in caso di vari schemi realizzabili.

Terna si riserva la possibilità di richiedere ulteriori informazioni in funzione delle specificità del collegamento.

7.6. Scambio dati relativi a impianti di produzione connessi a reti di distribuzione

Si riportano nel seguito le informazioni che devono essere inviate a Terna.

7.6.1. Impianti di produzione connessi a reti di distribuzione con potenza nominale installata non inferiore a 1 MW

Di seguito sono elencate le informazioni che devono essere inviate con riferimento agli impianti di produzione (ivi inclusi gli impianti facenti parte di sistemi semplici di produzione o consumo) con potenza nominale installata maggiore o uguale a 1 MW, connessi a reti di distribuzione o a sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

In particolare, per gli impianti di produzione di cui sopra sia nuovi (entrati in esercizio dal 1 dicembre 2022) sia esistenti (entrati in servizio entro il 30 novembre 2022), viene richiesto l'invio delle grandezze elettriche dell'impianto elencate nella tabella 5, tra cui la potenza attiva e reattiva scambiata dall'impianto al punto di connessione alla rete e la potenza attiva prodotta dall'impianto, suddivisa per fonte primaria di energia (compresi i sistemi di accumulo). Tale invio deve essere effettuato garantendo il rispetto delle caratteristiche riportate nella tabella 5.

	Impianti MT nel Perimetro Standard (P ≥ 1 MW)
Grandezze da misurare nel punto di connessione alla rete	P, Q
Grandezza da misurare per fonte primaria di energia	P
Errore massimo (Accuratezza)	< 2.2% (>97.8%)
Frequenza di campionamento	4 s
Vetustà	< 4 s
Presenza del codice di qualità	SI
Segnali da fornire	Stato del dispositivo generale ⁶ (trasmesso su variazione)

Tabella 5

In aggiunta, per gli impianti di produzione nuovi (entrati in servizio dal 1 dicembre 2022) caratterizzati da gruppi di generazione (e/o sistemi di accumulo) superiori a determinate soglie (inverter generatori con $P \geq 170$ kW, inverter sistemi di accumulo con $P \geq 50$ kW e Generatori Rotanti $P \geq 250$ kW), le caratteristiche delle informazioni da scambiare in tempo reale riferite ai morsetti del singolo generatore/inverter sono:

⁶ Dispositivo Generale di utente (DG): apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete (norma CEI 0-16, CEI 0-21).

Informazione	Inverter generatori $P \geq 170$ kW, inverter sistemi di accumulo $P \geq 50$ kW e generatori rotanti $P \geq 250$ kW
Segnali da fornire	stato del dispositivo di unità (generatore/inverter) o un segnale equivalente per conoscere lo stato di funzionamento (trasmesso su variazione)
Grandezze da misurare	P
Errore massimo (Accuratezza)	<ul style="list-style-type: none"> • $< 2.2\%$ ($>97.8\%$)
Frequenza di campionamento	<ul style="list-style-type: none"> • 4 s
Vetustà	<ul style="list-style-type: none"> • < 4 s
Presenza del codice di qualità	SI

Tabella 6

Con riferimento ai dati di cui al presente paragrafo, si precisa infine che ai sensi di quanto previsto nella delibera ARERA 540/2021:

- le responsabilità in materia di installazione e manutenzione dell'apparato di campo (controllore centrale di impianto⁷) e del relativo sistema di comunicazione a livello di impianto di produzione che consente la rilevazione dai dati di cui al presente paragrafo, sono a carico del titolare dell'impianto di produzione;
- le responsabilità della rilevazione e gestione di tali dati e la messa a disposizione a Terna, secondo le modalità ed i criteri di connessione definiti nell'Allegato A.13 [A.13], sono a carico del distributore alla cui rete sono connessi gli impianti di produzione.

7.6.2. Impianti di produzione connessi a reti di distribuzione con potenza nominale installata inferiore a 1 MW

Gli impianti di produzione connessi a reti di distribuzione o a SDC con potenza nominale installata minore a 1 MW (ivi inclusi impianti facenti parte di sistemi semplici di produzione o consumo), per i quali dovranno essere inviate le grandezze di cui alla successiva tabella 7, saranno individuati da Terna secondo criteri definiti, con il coinvolgimento delle imprese distributrici, ai sensi della delibera ARERA 540/2021.

⁷ Le cui specifiche tecniche sono contenute negli Allegati O e T alla Norma CEI-016.

		Impianti su rete MT	Impianti su rete BT
Grandezze da misurare	da Prodotta dall'impianto per fonte primaria di energia	P, Q	P
Errore massimo (Accuratezza)		< 2.2% (>97.8%)	< 2.2% (>97.8%)
Frequenza di campionamento		4 s	20 s
Vetustà		< 4 s	< 20 s
Presenza del codice di qualità		Si	Si

Tabella 7

Le modalità ed i criteri di connessione ai sistemi Terna sono definiti nell'Allegato A.13 [A.13] per gli impianti connessi in MT; per gli impianti BT, invece, saranno oggetto di successiva definizione.

7.7. Trasferimento file

Su richiesta di TERNA, il Soggetto Interessato dovrà predisporre per il trasferimento di blocchi di informazioni (file) da/verso i propri apparati o sistemi di teleconduzione. In particolare:

- importazione nei sistemi Terna di file dati generati dagli apparati di impianto o da altri sistemi;
- esportazione dai sistemi Terna di file dati generati dal sistema di controllo o introdotti manualmente.

Il Soggetto Interessato fornirà inoltre a Terna i programmi applicativi atti a gestire da remoto il trasferimento, l'analisi e l'archiviazione di detti file, e qualsiasi supporto venga ad esso richiesto per meglio integrare tali informazioni.

Per quanto riguarda la fornitura dei file legati al monitoraggio (oscillografia, PMU, etc...) si rimanda all'Allegato A.7 [A.7].

7.8. Trasferimento file BDE

I comandi del BDE verranno trasmessi attraverso file transfer dal sistema di controllo di Terna secondo le modalità e il formato descritti in dettaglio negli Allegati A.36 e A.34.

7.9. Tempo di aggiornamento dei dati

Per la supervisione degli impianti ed il corretto funzionamento dei sistemi di monitoraggio e di difesa, è necessario contenere il tempo massimo di aggiornamento delle informazioni entro i seguenti valori di riferimento:

Informazione	Tempo massimo di aggiornamento	Trasferimento
segnalazioni di superamento soglia di potenza attiva e di intervento protezioni, degli impianti inseriti nei piani di difesa	0,2 sec	su variazione
posizioni degli interruttori	1 sec	su variazione
segnalazioni di particolare importanza per la supervisione (ad es. allarmi gravi, ecc.)	1 sec	su variazione
misure di potenza attiva, reattiva e di tensione utilizzate dalle funzioni di regolazione frequenza-potenza e di tensione	2 sec	periodico
misure di potenza attiva, reattiva, di tensione, di frequenza e di corrente degli impianti di trasmissione, funzionali alla trasmissione e distribuzione	4 sec ⁽⁸⁾	periodico
misure di potenza attiva, reattiva, di tensione e di frequenza degli impianti di produzione	4 sec	periodico
posizioni dei variatori sotto-carico dei trasformatori	4 sec	su variazione
posizioni di organi di manovra che non rientrano nella precedente classificazione (ad es. sezionatori, ecc.)	4 sec	su variazione
segnalazioni che non rientrano nella precedente classificazione (ad es. allarmi che permettono interventi differiti, ecc.);	10 sec	spontaneo
misure di carico distaccabile in ogni Cabina Primaria e aggregate secondo i Livelli di Severità	1 min	periodico
misure di livello dei bacini e serbatoi e di portata dei canali	15 min	periodico

Tabella 8

7.10. Tempo di attuazione dei comandi

Per il corretto controllo della rete elettrica è necessario che il tempo di attuazione dei comandi e di invio dei livelli di regolazione sia inferiore a:

- 1 sec (trasferimento su richiesta) per tutti i telecomandi;
- 2 sec (trasferimento periodico mediante set point) per i livelli di regolazione frequenza-potenza e di tensione;

⁸ Terna si riserva di accettare un tempo di aggiornamento massimo pari a 20" per i dati della rete a 150-132 kV, che non rientrano fra quelli richiesti per i piani di difesa. Altre eventuali deroghe temporanee andranno giustificate e concordate con Terna.

- 4 sec per gli altri set point

7.11. Marca temporale (time tag)

Per gli impianti di taglia superiore a 100 MVA è mandatorio inviare i segnali che rappresentano lo stato degli organi di rete e gli allarmi con la marca temporale con il tempo in cui è avvenuta la commutazione dello stato (standard UCT +1). Quindi è necessario prevedere la sincronizzazione della loro acquisizione in impianto mediante GPS o sistemi equivalenti aventi la stessa precisione.

7.12. Apparati periferici

Negli impianti sono presenti alcuni apparati che svolgono le funzioni di acquisizione delle informazioni necessarie per tutti i processi di controllo, nonché di restituzione dei telecomandi di competenza di Terna e dei livelli di regolazione verso gli attuatori.

L'installazione e la manutenzione di questi apparati è a carico dei Soggetti Interessati, i quali devono garantirne la disponibilità secondo quanto prescritto nell'Allegato A.13 [A.13].

Le tipologie di questi apparati sono le seguenti:

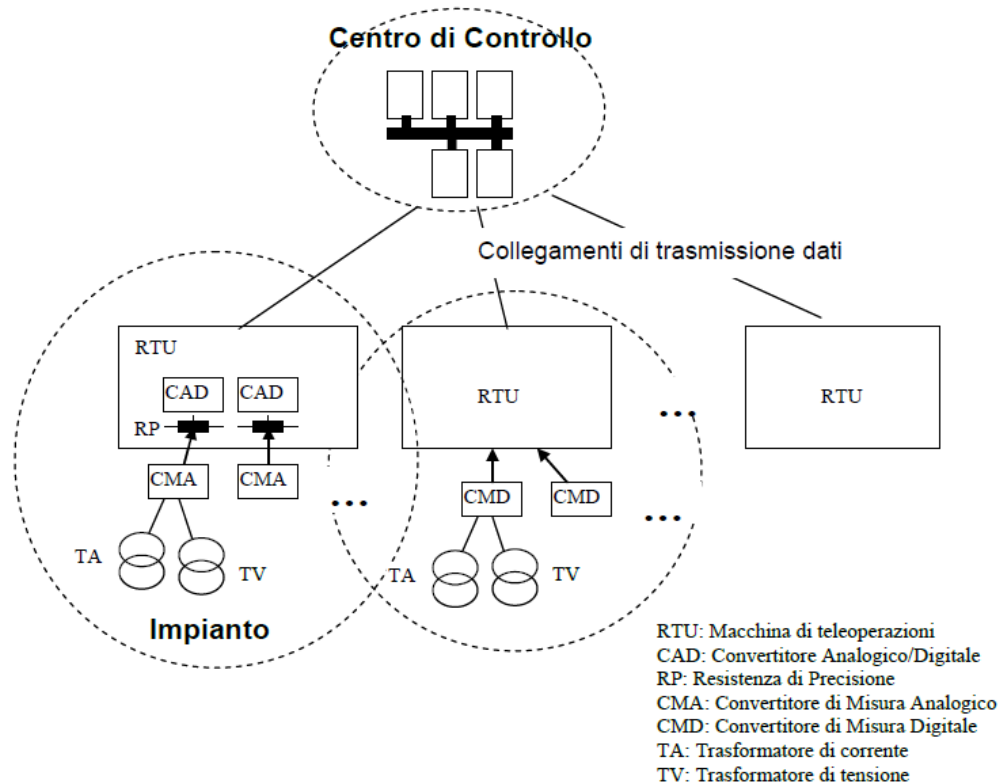
- macchine di teleoperazioni (RTU: Remote Terminal Unit, Controllore Centrale di Impianto, CCI⁹¹⁰)
- convertitori di misura (CM);
- trasformatori di misura di corrente (TA);
- trasformatori di misura di tensione (TV);
- rivelatori di posizione degli organi di manovra;
- rivelatori di anomalie o allarmi (ad es.: relè minima frequenza, superamento soglia di potenza attiva prevista nei piani di difesa (Allegato A.9 [A.9]), intervento protezione, ecc.);
- attuatori di comando di apertura interruttore (per intervento dei sistemi di difesa);
- variatori del rapporto di trasformazione (vedi Allegato A.14 [A.14]);
- attuatori di comando di inserzione/disinserzione batterie di condensatori (vedi Allegato A.14 [A.14]);
- automatismi per la regolazione della produzione attiva o reattiva (vedi Allegati A.14 [A.14] e A.15 [A.15]).

Le caratteristiche di dettaglio delle RTU/CCI sono descritte nell'Allegato A.13 [A.13].

I Convertitori di Misura (CM) sono connessi ai trasformatori di corrente (TA) e di tensione (TV) di ogni montante controllato, ed effettuano le misure di corrente, di tensione, di frequenza, di potenza attiva e di potenza reattiva (vedi Figura 1).

⁹ Le cui specifiche tecniche sono contenute negli Allegati O e T alla Norma CEI-016.

Figura 1 - Acquisizione delle misure



I convertitori di misura possono essere:

- Convertitori di Misura Analogici (CMA) che effettuano il calcolo delle misure utilizzando esclusivamente componenti analogici (ad es. amplificatori operazionali). Queste misure vengono successivamente inviate agli apparati RTU, attraverso dei collegamenti “current-loop”, e qui convertite dai Convertitori Analogico/Digitale (CAD). A questo scopo, in ingresso ad ogni CAD è presente una Resistenza di Precisione (RP) che permette di trasformare il valore di corrente impressa dal CM in valore di tensione facilmente misurabile dal CAD stesso.
- Convertitori di Misura Digitali (CMD) che effettuano il calcolo delle misure utilizzando sistemi a microprocessore. L’invio di queste misure agli apparati RTU è effettuato attraverso collegamenti numerici (ad es. in fibra ottica). In questo caso non è necessaria nell’apparato RTU alcuna conversione Analogico/Digitale. Questi dispositivi prevedono anche la possibilità di collegamento in “current-loop” per i casi in cui l’RTU d’impianto non consente l’utilizzo dei collegamenti numerici.

L’errore di una generica misura di potenza attiva può essere quindi calcolato considerando i seguenti valori di targa:

- TA con classe di precisione 0.5;
- TV con classe 0.5;
- errore introdotto dai collegamenti fra TA, TV e CM di circa 0.1%;
- CM con classe 0.5;
- errore introdotto dall’RTU di circa 0.6% (considerando anche il contributo di RP e CAD).

Ciò descritto si prescrive che l'errore totale ammissibile della misura di potenza sia contenuto entro il 2.2%. È possibile rientrare in questa classe di precisione ad esempio utilizzando TA con classe 1 e convertitori digitali collegati in fibra ottica con l'apparato RTU; in questo caso infatti non è presente l'errore introdotto dai componenti RP e CAD dell'apparato RTU stesso.

Nelle stazioni il cui sistema di comando e controllo è di tipo digitale, alcune delle suddette funzioni sono svolte da apparecchiature, denominate BCU (Bay Control Unit), che acquisiscono ed elaborano direttamente i valori presenti su TA e TV restituendo verso il sistema di controllo dell'impianto le grandezze già elaborate, per cui non esistono dei convertitori specifici. La precisione complessiva della catena di acquisizione deve comunque essere migliore di quanto indicato per le stazioni tradizionali.

7.13. Procedura per il collegamento al sistema di controllo Terna

Lo scambio dati in tempo reale fra gli impianti di ogni Soggetto Interessato ed il sistema di controllo di Terna deve essere realizzato in conformità con i criteri descritti nell'Allegato A.13 [A.13] e con i documenti tecnici ivi richiamati.

Il Soggetto Interessato deve curare l'installazione, la configurazione, la messa in servizio e la manutenzione degli apparati di acquisizione e comunicazione (RTU/CCI, Concentratori e Gateway) e dei circuiti di collegamento fra questi ed i sistemi di Terna¹¹.

I tempi di aggiornamento dei dati e di attuazione dei comandi, dall'istante di rilevazione sull'impianto da parte della RTU fino alla ricezione sui sistemi di Terna e viceversa, non devono superare i limiti indicati nel paragrafo 7.9 e 7.10, anche in presenza di molteplici segnalazioni legate a perturbazioni della rete elettrica.

Di seguito sono elencati in maniera sintetica i passi da seguire per collegare gli apparati dei Soggetti Interessati ai sistemi di Terna per lo scambio dei dati in tempo reale:

1. Terna e Soggetto Interessato concordano la tipologia di collegamento da adottare;
2. il Soggetto Interessato, su indicazioni di Terna ed entro un termine temporale prefissato, stila le specifiche di dettaglio relativamente alla tipologia di collegamento prescelta e le sottopone a Terna per approvazione;
3. il Soggetto Interessato presenta a Terna copia del contratto per l'attivazione del canale di comunicazione e le certificazioni / autocertificazioni richieste;
4. Terna e Soggetto Interessato concordano il data engineering di dettaglio (tipologia e numerosità dei segnali/misure, fondi scala, fattori di conversione, indirizzamenti, etc., vedi par.8) ed il formato per lo scambio dati;
5. il Soggetto Interessato termina le operazioni di data engineering e comunica la propria disponibilità ad iniziare le prove point-to-point di sistema;

¹¹ Per gli impianti di produzione connessi su reti di distribuzione, le responsabilità in materia di installazione, manutenzione e funzionamento degli apparati di acquisizione, comunicazione e dei circuiti di collegamento fra questi ed i sistemi di Terna verranno definite in esito al procedimento di cui alla delibera 628/2018.

6. Terna, a seguito dell'esito positivo delle prove, convalida il collegamento del Soggetto Interessato al proprio sistema di controllo ed inizia l'esercizio in tempo reale, per un prefissato periodo di test, in modo da verificarne la disponibilità;
7. a valle del periodo di test, Terna comunica al Soggetto Interessato gli eventuali interventi correttivi, eseguiti i quali, inizia un nuovo periodo di test e verifica dell'effettiva risoluzione dei problemi;
8. Terna, in caso di esito positivo delle prove dichiara al Soggetto Interessato l'accettazione definitiva dell'interfaccia di scambio dati.

8. FORNITURA E MANUTENZIONE DATI STRUTTURALI

Ogni Soggetto Interessato deve inviare a Terna le seguenti informazioni necessarie per completa conoscenza degli impianti controllati e la corretta descrizione sul Sistema di Controllo:

- schema unifilare su supporto elettronico (in formato dwg, jpg od altro) di ogni impianto di propria competenza. Nello schema devono essere presenti tutti gli elementi di rete e gli organi di manovra disposti in maniera il più possibile attinente alla realtà, ed analoga alla rappresentazione usata dall'eventuale centro di teleconduzione che gestisce l'impianto stesso;
- informazioni necessarie ad identificare univocamente i dati inviati al sistema di controllo in linea (misure e segnalazioni) secondo la modalità di collegamento scelta. A tal fine ogni Soggetto Interessato deve abbinare ad ogni schema, un file (in formato testo) contenente la lista degli oggetti SCADA (con la relativa identificazione) e gli elementi di rete associati. Il nome e gli attributi (tipo, livello di tensione, ecc.) di ciascun elemento di rete indicati in questo file devono comunque essere evidenziati nello schema relativo;
- dati elettrici di tutti gli elementi che rientrano nel perimetro di osservabilità secondo quanto indicato nell'Allegato A.65 [A.65].

8.1. Tempistiche aggiornamento dati

Nei casi di:

- nuovi elementi di rete, montante, organo di manovra, apparecchiatura di montante;
- dismissione di elementi di rete, montante, organo di manovra, apparecchiatura di montante;
- modifiche di parametri di elementi già esistenti;
- modifiche topologiche.

il Soggetto Interessato, anche ai fini dell'ottenimento della comunicazione EON¹² (laddove prevista), dovrà inviare a Terna le informazioni precedentemente elencate almeno 6 mesi prima rispetto all'entrata in esercizio del nuovo elemento.

Il Soggetto Interessato, anche ai fini dell'ottenimento della comunicazione ION¹³ (laddove prevista), dovrà inviare a Terna ulteriori informazioni secondo quanto indicato nell'Allegato A.65 [A.65].

I Titolari di impianti di reti di distribuzione dovranno inviare a Terna, con cadenza semestrale, le informazioni di propria competenza definite nel paragrafo 8 secondo le modalità e formati indicati da Terna e con evidenza delle variazioni rispetto alla fornitura precedente.

L'attivazione di ogni variazione topologica deve essere preceduta da una serie di prove di acquisizione dati effettuate dai tecnici di Terna di concerto con i tecnici del Soggetto Interessato presenti sull'impianto o presso il centro di teleconduzione del Soggetto Interessato stesso.

In caso di rilevazione di errori nei dati precedentemente trasmessi, il Soggetto Interessato dovrà inviare a Terna le informazioni aggiornate non appena possibile.

¹² Comunicazione di entrata in esercizio secondo quanto definito dal Regolamento UE 2016/631 "Requirements for Generators", Regolamento UE2016/1388 "Demand Connection Code", Regolamento UE 2016/1477 "Network Code HVDC" e relativi documenti di recepimento.

¹³ Comunicazione di esercizio provvisorio secondo quanto definito dal Regolamento UE 2016/631 "Requirements for Generators", Regolamento UE2016/1388 "Demand Connection Code", Regolamento UE 2016/1477 "Network Code HVDC" e relativi documenti di recepimento.