

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev. 03 – Luglio 2010
		Pagina: <b>1 di 24</b>

## **CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI**

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>2 di 24</b>

## INDICE

<b>1. SCOPO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. CAMPO DI APPLICAZIONE.....</b>	<b>4</b>
<b>3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>4</b>
<b>4. GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO .....</b>	<b>5</b>
4.1. Programmazione .....	6
4.2. Tempo reale.....	6
4.3. Analisi dell'esercizio a consuntivo .....	7
<b>5. SISTEMA DI CONTROLLO DELLA DIREZIONE DISPACCIAMENTO E CONDUZIONE .....</b>	<b>8</b>
5.1. Sede Centrale.....	9
5.2. Centri di Ripartizione .....	10
<b>6. ALTRI SISTEMI .....</b>	<b>11</b>
6.1. Sistema di alleggerimento automatico del carico .....	11
6.2. Sistema di distacco carichi .....	11
6.3. Sistema di Monitoraggio .....	12
<b>7. ACQUISIZIONE DATI.....</b>	<b>12</b>
7.1. Informazioni inviate dagli Impianti dei Soggetti Interessati .....	13
7.2. Telecomandi e livelli di regolazione .....	16
7.3. Telecomandi inviati dai sistemi di difesa.....	16
7.4. Trasferimento file .....	17
7.5. Tempo di aggiornamento dei dati .....	17
<b>7.6. Tempo di attuazione dei comandi .....</b>	<b>18</b>

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>3 di 24</b>

<b>7.7. Apparatı periferici .....</b>	<b>18</b>
<b>7.8. Collegamento al sistema di controllo di Terna.....</b>	<b>20</b>
<b>7.9. Disposizioni per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica .....</b>	<b>22</b>
<i>7.9.1 Obblighi informativi per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica.....</i>	<i>23</i>
<i>7.9.2 Telecomandi inviati dai sistemi di difesa per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica 23</i>	
<b>8. FORNITURA E MANUTENZIONE DATI DI RETE .....</b>	<b>24</b>

## Figure

<i>Figura 1 - Acquisizione delle misure.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2 – Tipologie di collegamento.....</i>	<i>21</i>

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>4 di 24</b>

## 1. SCOPO

Il presente documento descrive:

- le attività che Terna svolge ai fini del telecontrollo della Rete Rilevante
- le principali informazioni che devono essere rese disponibili dai titolari degli impianti per questo scopo
- le modalità con cui queste informazioni devono pervenire ai sistemi di controllo.

Le attività strumentali al Metering non sono descritte nel presente documento.

## 2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni contenute nel presente documento si applicano a tutti gli impianti il cui esercizio ha influenza sulla Rete Rilevante (in seguito RR), ed in particolare:

- tutte le stazioni e le cabine primarie che fanno parte della RR, anche se appartenenti a reti di distribuzione;
- impianti di produzione connessi (direttamente od indirettamente) con la RR;
- stazioni di altre reti interconnesse;
- impianti di Utenti direttamente connessi con la RR.

La connessione elettrica di un impianto si perfeziona con 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 gestori degli impianti suddetti (in seguito indicati con il termine "**Soggetti interessati**") ed i sistemi di Terna, come regolamentato in [CA].

## 3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

[CA] Codice di Rete - Capitolo 1 Accesso alla rete di trasmissione nazionale

[CC] Codice di Rete - Capitolo 4 Regole per il dispacciamento

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>5 di 24</b>

[1]	Codice di Rete – Glossario dei termini	
[5]	Codice di Rete – Allegato A.9 Piani di difesa del sistema elettrico	DRRPX04052
[6]	Codice di Rete – Allegato A.10 Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale	RGTE-0036-DIS-ISI
[9]	Codice di Rete – Allegato A.7 Specifica funzionale per i sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV	DRRPX03048
[10]	Codice di Rete – Allegato A.14 Partecipazione alla regolazione di tensione	IN.S.T.X.1013
[11]	Codice di Rete – Allegato A.15 Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza	RSPT085012D SC-PCM
	Codice di Rete – Allegato A.5 Criteri di automazione delle stazioni a tensioni uguali o superiori a 120 kV	DRRPX02003
[12]	Codice di Rete – Allegato A.16 Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per le centrali elettriche di produzione	DRRPX03019
[13]	Codice di Rete – Allegato A.13 Criteri di connessione al sistema di Controllo di Terna	DRRTX04092
[14]	Codice di Rete – Allegato A.52 Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione	DRRPX03016

#### **4. GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO**

La gestione del sistema elettrico prevede tre distinte fasi temporali ed operative (vedi [CC]):

- Programmazione: previsione del fabbisogno e verifica dei programmi di produzione.
- Tempo Reale:
  - Controllo dello stato di funzionamento del sistema elettrico e delle prestazioni degli impianti
  - Teleconduzione degli impianti (non trattata nel presente documento perché relativa ai soli impianti Terna)
- Analisi dell'Esercizio a Consuntivo: valutazione dell'esercizio, definizione degli schemi di rete, analisi dei guasti e ricostruzione dei disservizi.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>6 di 24</b>

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.

#### **4.1. Programmazione**

Terna, utilizzando algoritmi di calcolo consolidati, elabora la propria previsione di fabbisogno in potenza ed energia per diversi orizzonti temporali (annuale, settimanale, giornaliera) sulla base di:

- previsioni del fabbisogno fornite dagli Operatori del settore elettrico;
- dati storici a consuntivo del fabbisogno, dedotti dai propri bilanci fisici;
- condizioni meteorologiche attese;
- eventi socioeconomici in grado di influire sulla richiesta di energia elettrica.

Terna inoltre verifica che i piani di produzione, proposti dagli Operatori del settore, soddisfino i vincoli seguenti:

- copertura del fabbisogno nazionale;
- sicurezza della rete di trasmissione nazionale, in termini sia di flussi di potenza che di livelli di tensione;
- adeguata riserva operativa (regolazione primaria, secondaria, terziaria).

#### **4.2. Tempo reale**

L'obiettivo principale del controllo del sistema elettrico è quello di assicurare, istante per istante, la copertura del fabbisogno ottemperando ai requisiti predefiniti di qualità e continuità del servizio.

La sorveglianza continua delle connessioni degli elementi di rete (posizione degli organi di manovra) e dei dati dinamici degli impianti (misure di potenza, di frequenza e di tensione) consente di attuare tutte le azioni di controllo necessarie al fine di conseguire l'obiettivo prefissato:

- Verifica delle disponibilità dei componenti del sistema elettrico: L'operatore di sala controllo di Terna verifica le prestazioni dei gruppi di generazione rispetto al programma di produzione previsto e, tenendo conto di eventuali avarie verificatesi sul sistema elettrico, definisce gli assetti di rete opportuni.
- Verifica della sicurezza: Per garantire un adeguato livello di sicurezza nel servizio ed individuare eventuali aree critiche, l'operatore di sala controllo di Terna esegue simulazioni in regime stazionario e/o dinamico di guasti ritenuti particolarmente probabili (es. guasti causati da fulminazioni). Nel caso in cui il guasto ipotizzato sia di gravità tale da portare il sistema in uno stato vulnerabile (es: sono presenti componenti in sovraccarico) o in emergenza (perdita di qualche componente, disalimentazioni, separazione di rete) l'operatore interviene immediatamente sul sistema per ricondurlo in condizioni di funzionamento in "Sicurezza n-1" (vedi [1]).

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>7 di 24</b>

- Regolazione della frequenza e controllo dell'interconnessione con l'estero: Terna, utilizzando la funzione di regolazione frequenza-potenza del sistema di controllo [11], mantiene la deviazione fra scambio di energia programmato con gli altri paesi europei e scambio reale ai valori più bassi possibili, e comunque entro i limiti stabili dalle regole UCTE. In caso di separazione della rete italiana dall'estero questa funzione garantisce il mantenimento della frequenza di rete al valore programmato.
- Regolazione della tensione: Per il controllo dei profili di tensione Terna utilizza la funzione di regolazione di tensione del sistema di controllo [10]. E' definito, inoltre, un piano per la gestione coordinata di inserzione e disinserzione delle batterie di condensatori e dei reattori in derivazione. Qualora i provvedimenti e le risorse disponibili non assicurino un regime di tensione soddisfacente si procede alla variazione dell'entità del parco generatori in servizio e, se necessario, anche a variazioni topologiche della rete al fine di variare l'apporto di potenza reattiva da parte della rete.
- Gestione dei piani di difesa e di riaccensione: In occasione di un incidente generalizzato o di grande estensione, l'intervento dei dispositivi automatici e/o manuali previsti nei piani di difesa del sistema elettrico [5] ha l'obiettivo di ridurre l'entità del disservizio. Se, malgrado questi interventi, il sistema elettrico dovesse evolvere in uno stato di black-out esteso, Terna dispone l'attivazione del piano di riaccensione del sistema elettrico [6] o, in alternativa, dirige tutte le manovre da effettuare per riportare il sistema elettrico in condizioni di normale funzionamento.

#### **4.3. Analisi dell'esercizio a consuntivo**

L'analisi a consuntivo consiste in tutte le attività di verifica del funzionamento e delle prestazioni del sistema elettrico in regime di funzionamento normale ed a seguito di un disservizio.

Nell'analisi a consuntivo è tipica la verifica della rispondenza delle produzioni, e degli scambi con l'estero, ai rispettivi valori di programma.

L'analisi dei guasti e la ricostruzione dei disservizi si basa sulle informazioni raccolte dal sistema di controllo (telemisure e telesegnali) e dagli apparati di impianto (registratori cronologici di eventi, registratori di perturbazioni, oscilloperturbografi, ecc.) durante il disservizio in esame, in modo da ricostruire l'esatta dinamica degli eventi e giustificare il funzionamento delle protezioni, degli apparati e delle regolazioni. Se al termine delle analisi si deduce un funzionamento del sistema di protezione non corretto, è richiesto ai Soggetti Interessati un intervento di verifica degli apparati o delle tarature impostate.

In fase di consuntivo, inoltre, sono elaborati dei bilanci a fini statistici che consentiranno di prevedere il comportamento futuro del sistema elettrico e costituiranno quindi una base per la programmazione successiva.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>8 di 24</b>

## **5. SISTEMA DI CONTROLLO DELLA DIREZIONE DISPACCIAMENTO E CONDUZIONE**

Le attività legate al controllo in tempo reale del sistema elettrico sono svolte su più centri, secondo la seguente competenza:

- Sede Centrale (CNC):
  - Assicurare la gestione dell'interconnessione con l'estero mediante:
    - il monitoraggio delle reti confinanti,
    - la gestione delle congestioni con modelli tipo DACF (Day Ahead Congestion Forecast),
    - i rapporti operativi con TSO interconnessi;
    - garantire la gestione ottimale dei servizi di rete sul livello 380/220 kV di interconnessione mediante:
      - ✓ il controllo della sicurezza e la regolazione f/p
      - ✓ la regolazione della tensione
      - ✓ il bilanciamento
      - ✓ la risoluzione delle congestioni
    - assicurare la supervisione ed il controllo della rete 380/220 kV di interconnessione in tempo reale/sicurezza mediante:
      - ✓ la supervisione ed il controllo dei flussi di potenza e dei margini di sicurezza (o del rischio)
      - ✓ l'attuazione del piano di produzione,
      - ✓ il controllo dell'assetto di rete,
      - ✓ il controllo in emergenza e ripristino,
      - ✓ gli ordini di manovra e le regolazioni,
      - ✓ il coordinamento delle sale controllo dei Centri di Ripartizione
    - presidiare l'applicazione/predisposizione preventiva del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) e l'attuazione del Piano di Riaccensione
  - Centri di Ripartizione:
    - Garantire la gestione ottimale dei servizi di rete sui livelli 150/132 kV e della rete 220 kV non di interconnessione mediante
      - ✓ Il controllo della sicurezza
      - ✓ la regolazione f/p (solo isole),
      - ✓ la regolazione della tensione,
      - ✓ il bilanciamento in coordinamento con il CNC (solo isole),
      - ✓ la risoluzione delle congestioni
    - collaborare con il Centro di Controllo Nazionale per la supervisione ed il controllo della rete 380 kV e 220 kV di interconnessione
    - assicurare la supervisione ed il controllo degli assetti e dei flussi di potenza sulla rete 150/132 kV e della rete 220 kV non di interconnessione in tempo reale/sicurezza mediante:



	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>9 di 24</b>

- ✓ la supervisione ed il controllo dei flussi di potenza e dei margini di sicurezza (o del rischio)
- ✓ l'attuazione del piano di produzione,
- ✓ il controllo dell'assetto di rete,
- ✓ il controllo in emergenza e ripristino;
- ✓ garantire la gestione della rete elettrica sul livello 150/132 kV in condizioni normali di allarme e di emergenza mirata a ripristinare le condizioni di normale esercizio
- garantire la gestione della riaccensione del sistema elettrico sul livello 150/132
- definire gli assetti di esercizio 150-132 kV e riaccensione con CNC.

### 5.1. Sede Centrale

Per svolgere le attività precedentemente elencate il sistema di controllo è dotato principalmente dei seguenti moduli di elaborazione in tempo reale:

- Acquisizione dati e controllo: la funzione gestisce l'acquisizione e la validazione dei dati di impianto, la presentazione di questi dati agli operatori attraverso display schematici e tabellari con l'aggiornamento in tempo reale e la gestione degli allarmi attraverso display dedicati ed avvisi acustici (funzioni SCADA).
- Regolazione frequenza-potenza: la funzione, sulla base dei dati 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.
- Calcolo bilanci: la funzione calcola, su base periodica di 15 min, un insieme di Potenze Medie Totali (ad esempio produzione idroelettrica totale di area, scambio tra due aree, ecc.) aggregando le Potenze Medie Elementari, calcolate in fase di acquisizione delle singole telemisure, in base a criteri deducibili dalla descrizione del sistema elettrico controllato. La funzione consente il confronto, ogni 15 min, delle potenze medie reali con i rispettivi valori programmati, al fine di verificare l'attuazione dei piani di produzione e trasmissione.
- Calcolo delle grandezze statistiche: la funzione permette di sottoporre ad analisi statistiche un sottoinsieme di grandezze acquisite o calcolate presenti nel sistema.
- Capacità di trasporto disponibile: la funzione verifica la possibilità di trasportare sulla rete flussi aggiuntivi, tenendo conto dei carichi esistenti, dei vincoli di rete e considerando sia i limiti termici che di stabilità. La funzione individua inoltre la presenza di contingenze critiche, la capacità di trasporto residua, la disponibilità di riserve adeguate per garantire la sicurezza globale del sistema.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>10 di 24</b>

- Sicurezza della rete in regime stazionario: La funzione permette all'operatore di simulare in regime stazionario, mediante calcolo di load flow, il comportamento della rete elettrica in corrispondenza dell'esclusione di uno o più elementi di rete, a partire dalla situazione corrente, da stati di rete archiviati o da risultati di precedenti valutazioni della sicurezza.
- Analisi delle contingenze: la funzione calcola il livello di sicurezza in regime stazionario del sistema elettrico tenendo conto delle condizioni meteorologiche associate ad ogni linea (presenza di fulminazioni, ecc.) che ne mutano la probabilità di guasto. Inoltre valuta, tramite il calcolo di "sicurezza n-1", gli effetti di ogni singola perdita di componente e fornisce in forma di pseudo allarme la lista ordinata per pericolosità dei componenti critici per l'esercizio.
- Riserva: la funzione calcola i valori della riserva di produzione attiva per ogni unità generatrice ed a livello di area. I valori sono calcolati ipotizzando un utilizzo della riserva per un predefinito periodo di tempo nell'arco della giornata e sono suddivisi per classi, in considerazione dei possibili orizzonti temporali di presa di carico. I valori calcolati sono poi posti a confronto con i corrispondenti valori previsionali per gli opportuni interventi correttivi.
- Regolazione di tensione: Il coordinamento della regolazione delle diverse Aree (regolazione terziaria di tensione) è svolto dal Regolatore Nazionale 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.

## 5.2. Centri di Ripartizione

Anche i sistemi dei Centri di Ripartizione sono dotati degli stessi moduli di elaborazione in tempo reale previsti nella Sede Centrale, con le seguenti peculiarità:

- Regolazione di tensione: La regolazione d'Area (regolazione secondaria di tensione) è svolta dai Regolatori Regionali di Tensione (RRT). Per ogni Sede Territoriale esistono più Aree di regolazione della tensione, per ciascuna delle quali l'RRT elabora un opportuno livello di regolazione sulla base di un consistente scambio di informazioni in tempo reale (misure, segnalazioni ed allarmi provenienti dagli impianti e dalle centrali controllate) e rispetto ad 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 [10]).
- Funzionalità multi-sito: Ogni sistema è in grado di prendere in carico le attività del sistema di un'altra sede, in caso di indisponibilità di quest'ultimo. Ciò avviene automaticamente, tramite un continuo monitoraggio dell'operatività dei componenti del sistema di controllo.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>11 di 24</b>

## 6. ALTRI SISTEMI

Per le altre attività di competenza Terna utilizza anche i seguenti sistemi:

- Sistema di alleggerimento automatico del carico
- Sistema di Distacco Carichi automatico o manuale.
- Sistema di Monitoraggio.

### 6.1. Sistema di alleggerimento automatico del carico

In caso di severi transitori in sottofrequenza causati da:

- separazioni interne al SEN;
- gravi disservizi sulla rete UCTE;
- separazione del SEN dalla rete UCTE;

esiste un sistema distribuito di relè alleggeritori del carico (EAC) in funzione della frequenza e della sua derivata che, agendo sulle Cabine Primarie, Impianti di Pompaggio ed Utenti AT, consente di bloccare la discesa della frequenza e ottenere un parziale recupero in prossimità del suo valore nominale.

### 6.2. Sistema di distacco carichi


La rete rilevante, in alcune situazioni caratterizzate da elevati transiti di potenza, può presentare un comportamento critico.

Da estesi studi del sistema elettrico sono state individuate alcune sezioni, intese come confine fra aree in deficit di potenza ed aree in esubero. In condizioni critiche, lo scatto di una linea elettrica che attraversa una di queste sezioni può innescare una sequenza di distacchi che produce come effetto finale una separazione di rete oppure un degrado inaccettabile nei valori di tensione e di frequenza.

Allo scopo di prevenire questi comportamenti anomali è stato predisposto un sistema automatico di difesa costituito da un insieme di Elaboratori di Distacchi Automatici (EDA). Tale sistema si integra con gli apparati destinati al comando manuale dei distacchi di carico tramite Banco Manovra di Emergenza, Impianti di Pompaggio ed UtENZE Interrompibili (BME, e BMI vedi [5]).

Nel caso in cui sia rilevato lo scatto della protezione di una linea appartenente ad una sezione critica, il sistema EDA, sulla base di un opportuno algoritmo di calcolo e dei parametri configurati, attua gli opportuni distacchi di carico in tempi generalmente inferiori ad 1 sec.

E' inoltre in servizio il sistema Banco Manovra Interrompibili (BMI) che attua il distacco in tempo reale di utenze industriali su azione manuale dell'operatore o automaticamente su richiesta dei sistemi di difesa.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>12 di 24</b>

In alcuni casi è previsto che l'elaborazione delle condizioni di rete produca, oltre che l'emissione di uno o più distacchi di Utenza e/o generazione, anche il blocco della regolazione secondaria frequenza-potenza.

### 6.3. Sistema di Monitoraggio

Il sistema di Monitoraggio (vedi [9] e [16]), si prefigge i seguenti obiettivi:

- Consentire un'agevole e rapida analisi dei disservizi che si verificano sulla rete elettrica, attraverso la registrazione di tutti i parametri e le grandezze di guasto.
- Permettere un approccio di tipo statistico del comportamento dei vari componenti d'impianto, con particolare riguardo alle protezioni.
- Facilitare e razionalizzare le operazioni di manutenzione.


Gli apparati utilizzati per la rilevazione delle perturbazioni sono:

- Registratori Cronologici di Eventi (RCE): Sono dei registratori periferici di eventi discreti, talvolta integrati nei dispositivi di protezione digitali (intervento protezioni, anomalie, diagnostica, ecc.) con tag temporale e risoluzione tipica di 1 ms.
- Rilevatori di Perturbazioni: rilevano transitori elettromeccanici, su avviamento caratterizzabile (variazione brusca di: tensione, potenza in transito, frequenza, pendolazioni di potenza) o comandato da un impianto adiacente.
- Oscilloperturbografi: utilizzati per l'identificazione del tipo e dell'intensità delle perturbazioni di rete e per il monitoraggio del comportamento delle protezioni. Permettono di analizzare successivamente anche le forme d'onda delle grandezze fisiche durante il disservizio con frequenza di campionamento non inferiore a 2 kHz. In caso di disservizio questi apparati si attivano automaticamente sulla base di alcuni eventi "trigger" (es. intervento protezioni, ecc.). Le registrazioni effettuate sono successivamente inviate ai sistemi di acquisizione di Terna.
- Localizzatori di guasti: permettono di individuare il tipo e la posizione del guasto su una linea elettrica a seguito dell'avviamento delle protezioni.

## 7. ACQUISIZIONE DATI

Per svolgere tutte le funzioni precedentemente descritte e quindi consentire il controllo della RR, devono essere rese disponibili a Terna misure e segnalazioni tali da assicurare l'osservabilità di ogni impianto. In particolare devono essere supportate le funzioni essenziali di gestione del sistema elettrico, quali ad esempio la stima dello stato, i bilanci, il computo della riserva e delle perdite, secondo quanto definito nel seguito (vedi [CA]).

Le informazioni devono inoltre essere rese disponibili in maniera perfettamente compatibile con il Sistema di Controllo, senza riduzione delle sue prestazioni globali.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>13 di 24</b>

Le informazioni acquisite dagli impianti sono poi elaborate dai vari programmi applicativi residenti nel sistema di controllo, sia in linea sia fuori linea, aventi lo scopo di svolgere e verificare tutte le attività di controllo di pertinenza .

Per quanto descritto, i punti di consegna per tutte le categorie di segnali e misure elencate nel presente documento devono intendersi le Sedi di Terna .

E' responsabilità ed onere del Soggetto Interessato la trasmissione dei dati dall'impianto sino alle Sedi di Terna, incluso l'eventuale onere di canali di comunicazione dedicati e la realizzazione di eventuali interfacce hardware, per la conversione di formati e protocolli, anche se residenti presso le Sedi di Terna.

Per quanto riguarda i soggetti con riferimento ai quali trovano applicazione le disposizioni di cui alla presente sezione, si precisa che:

- I paragrafi 7.1, 7.2 e 7.3 si applicano ai soggetti titolari di impianti diversi da quelli di produzione alimentati da fonte eolica
- I paragrafi da 7.4 a 7.8 si applicano a tutti gli impianti
- Il paragrafo 7.9 si applica esclusivamente ai soggetti titolari di impianti di produzione alimentati da fonte eolica

Con riferimento ai soggetti titolari di impianti di produzione alimentati da fonte eolica, si precisa inoltre che entro e non oltre il 30 giugno 2011 tali soggetti sono tenuti ad adeguare i propri impianti alle prescrizioni di cui al presente Allegato. A tale fine, entro il 30 settembre 2010, definiranno congiuntamente con Terna i relativi piani.

### **7.1. Informazioni inviate dagli Impianti dei Soggetti Interessati**

Per raggiungere gli obiettivi precedentemente indicati devono essere acquisite dagli impianti le seguenti informazioni:

- misure di tensione prelevate da TV di sbarra in tutti gli impianti a 400 kV e 220 kV. Per i livelli di tensione inferiore (150-132-120 kV) Terna si riserva di derogare caso per caso da tale requisito limitatamente ad cabine primarie in assetto di "Entra-Esci" o derivate in "Antenna"; nel caso di assenza di TV di sbarra è possibile ricevere in deroga e concordato con Terna misure di tensione derivate da TV di linea
- misure di frequenza di ciascuna sbarra di tutti gli impianti a 400 kV e degli impianti 220-150-132 kV su cui sono attestati generatori di potenza non inferiore a 10 MVA
- misure di potenza attiva e reattiva di tutti i generatori di potenza non inferiore a 10 MVA prelevate al lordo dei servizi ausiliari e di tutti i generatori di potenza inferiore a 10 MVA installati in siti con potenza complessiva di generazione non inferiore a 10 MVA.
- misure di tensione sulle sbarre di generazione dove sono attestate produzioni maggiori di 100 MVA
- misure di potenza attiva, reattiva e corrente transitante su tutte le linee a 400 o 220 kV ad entrambi gli estremi;

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>14 di 24</b>

- misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee 150-132 kV. Nei impianti non RTN 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, reattiva e corrente transitante sui trasformatori 400-220/150-132 kV;
- misure di potenza attiva e reattiva dei trasformatori AT/MT delle cabine primarie (prelevate in AT o prelevate in MT) e degli impianti dei clienti AT (inclusi gli autoproduttori) con potenza contrattuale in prelievo/fornitura non inferiore a 10 MW; 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;
- 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;
- 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.), nei limiti del perimetro sopra delineato, secondo il seguente schema:

<b>Tipologia Impianto</b>	<b>Tipologia Montante</b>	<b>Organi di manovra controllati</b>	<b>Eventuale Deroga applicabile da Terna</b>
Impianti RTN		Tutti gli organi di manovra devono essere controllati	Sezionatori di Bypass non controllati
Impianti non RTN	Montante Linea AT attestato a singola sbarra	Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di linea, sezionatore di sbarra	Solo posizione interruttore
	Montante Linea AT attestato a più sbarre	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di linea</li> <li>✓ Posizione sezionatori riferimento sbarra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posizione interruttore</li> <li>✓ Posizione sezionatori di sbarra</li> </ul>
	Montante AT/MT Trasformatore – Rifasatore AT attestato a singola sbarra	Posizione criterizzata interruttore, sezionatore di sbarra	Solo posizione interruttore
	Montante Trasformatore AT/MT - Rifasatore AT attestato a più sbarre	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posizione interruttore</li> <li>✓ Posizione Sezionatori di Sbarra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posizione interruttore</li> <li>✓ Posizione sezionatori di sbarra</li> </ul>
	Montante Interruttore Longitudinale di sbarra AT	Posizione criterizzata interruttore e sezionatori di sbarra (se presenti)	Solo posizione interruttore
	Montante Sezionatore Longitudinale di sbarra AT	Posizione sezionatore se telecontrollato dal proprietario	Organo di manovra non controllato
	Montante Parallelo Sbarre, Congiuntore, Traslatore AT	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posizione interruttore</li> <li>✓ Posizione sezionatori di sbarra</li> </ul>	Nessuna deroga
	Montante sezionatori di bypass AT	Posizione sezionatore se telecontrollato dal proprietario	Organo di manovra non controllato

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>15 di 24</b>

- posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori 400-220/150-132 kV, dei variatori sotto carico installati su trasformatori di generazione e stato di regolazione dei trasformatori di fase;
- segnalazioni di perturbazione, allarme e anomalia (es. minima frequenza, intervento relè EAC );
- stato dei regolatori dei gruppi di produzione inseriti nei piani di regolazione frequenza-potenza (vedi [11]); in particolare per unità di produzione termiche ed idriche è richiesta la trasmissione della TS di regolazione per singolo generatore (o se non disponibile per unità di produzione) e per unità di produzione idriche è richiesta la trasmissione della TS Locale/Remoto per centrale di produzione o per unità di produzione
- per le unità di produzione termiche che offrono il servizio di regolazione frequenza-potenza le seguenti misure :
  - ✓ Livello ricevuto dal CNC e ritrasmesso
  - ✓ Semibanda Impostata
  - ✓ Centro Banda Impostata
- per le unità di produzione idriche che offrono il servizio di regolazione frequenza-potenza le seguenti misure<sup>1</sup> :
  - ✓ Livello ricevuto dal CNC e ritrasmesso
- segnalazioni di intervento protezioni e di superamento soglia di potenza attiva, negli impianti inseriti nei piani di difesa (vedi [5]);
- misure e segnalazioni provenienti dagli apparati per la regolazione secondaria di tensione (Sart-Report) [12] d'impianto come di seguito indicato (vedi [10]):

Telemisure	Lim.Sov/Sotecc.GR.in Reg (REPORT/SART) Lim.Sov/Sotecc.GR.in Serv (REPORT/SART) V Rifer. SB AT Staz. Loc. (REPORT/SART  Per ogni generatore: Q Lim. Sovraecc. (REPORT/SART) Q Lim. Sottoecc. (REPORT/SART)
Set Point	Livello 1 di potenza reattiva (REPORT/SART) Livello 2 di potenza reattiva (REPORT/SART)
Telesegnali	Anomalia Misura Livello Q (REPORT/SART) Centrale abilitata da PT a telecontrollo (REPORT/SART) solo per centrale di tipo produzione idrica Vlim in Sottoeccitazione (REPORT/SART) Vlim in Sovraeccitazione (REPORT/SART) C.le in Rete isolata (REPORT/SART)

<sup>1</sup> In relazione alla futura modalità di partecipazione al servizio di regolazione F/P delle Unità di Produzione Idriche non reversibili saranno definiti misure, segnali e comandi coerentemente alla definizione normativa

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>16 di 24</b>

	C.le a Sbarre separate (REPORT) Centrale Sovraccaricabile (REPORT) Funzionamento Master /Slave (REPORT) Abilitazione Comandi Remoti (REPORT/SART) Fuori Servizio (REPORT/SART) Sbarra A Regolata (REPORT) Sbarra B Regolata (REPORT) In Regolazione V sbarra locale (RTS) (REPORT/SART) Per ogni generatore: Regolatore Q (RPRG) Inserito (REPORT/SART) In regolazione Second. V (REPORT/SART)
Comandi	Liv. Normale - Liv.Q $\leq 100\%$ predisposto (REPORT) Liv. Sovracc. - Liv.Q $> 100\%$ predisposto (REPORT) REPORT/SART in Teleregolazione predisposto (REPORT/SART) REPORT/SART Regol.V Sbarra Locale (RTS) predisposto (REPORT/SART) Invio Liv. Q1 e Q2 uguali predisposto (REPORT) Invio Liv. Q1 e Q2 distinti predisposto (REPORT)

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.

## 7.2. Telecomandi e livelli di regolazione

Gli impianti di generazione inseriti nel sistema di regolazione frequenza-potenza e di tensione devono adeguare i loro apparati in modo da attuare i comandi inviati dai sistemi di Terna secondo quanto indicato in [10] e [11] e qui di seguito riepilogati:

- livelli di regolazione frequenza-potenza e di tensione (set point);
- telecomandi di inserimento/disinserimento gruppi di produzione in/dalla regolazione frequenza-potenza o di tensione;
- telecomandi di variazione del rapporto di trasformazione ed inserimento/disinserimento condensatori;
- telecomandi di regolazione dei trasformatori di fase;
- telecomandi di chiusura interruttori per applicazioni riguardanti la riaccensione, concordati tra Terna e Soggetti Interessati.

## 7.3. Telecomandi inviati dai sistemi di difesa

Gli apparati degli impianti inseriti nei sistemi di difesa dovranno essere opportunamente predisposti, secondo le indicazioni di Terna ed in conformità a come indicato in [14], per poter ricevere comandi automatici o manuali, come indicato in [5].

I comandi di apertura devono agire su alcuni interruttori scelti da Terna, in modo tale da:

- distaccare distaccare/teleridurre parzialmente o totalmente carico
- distaccare/teleridurre parzialmente o totalmente la potenza prodotta da impianti di generazione.



	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>17 di 24</b>

- eseguire manovre di cambio topologia del sistema (ad es. mediante apertura di linee o parallelo sbarre).

I suddetti apparati dovranno inoltre accogliere le misure di potenza attiva e stato degli organi di manovra associati ai carichi o generatori controllati dal sistema di difesa.

#### **7.4. Trasferimento file**

Oltre ai dati sopra elencati, è prevista anche la possibilità di trasferimento di blocchi di informazioni (file) da/verso apparati o sistemi di teleconduzione del Soggetto Interessato:

- Importazione nei sistemi Terna di file dati generati dagli apparati di impianto o da altri sistemi (ad es. sequenze di eventi rilevati da registratori locali quali oscillografici, ecc.);
- esportazione dai sistemi Terna di file dati generati dal sistema di controllo o introdotti manualmente (ad es. dati previsionali, ecc.).

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.

#### **7.5. 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:

- 0.2 sec (trasferimento su variazione) delle segnalazioni di superamento soglia di potenza attiva e di intervento protezioni, degli impianti inseriti nei piani di difesa;
- 1 sec (trasferimento su variazione) per le posizioni degli interruttori;
- 1 sec (trasferimento su variazione) per le segnalazioni di particolare importanza per la supervisione (ad es. allarmi gravi, ecc.);
- 2 sec (trasferimento periodico) per le misure di potenza attiva, reattiva e di tensione utilizzate dalle funzioni di regolazione frequenza-potenza e di tensione;
- 4 sec (trasferimento periodico) per le misure di potenza attiva, reattiva, di tensione, di frequenza e di corrente della rete 400÷220 kV e della rete<sup>2</sup> 150÷132 kV;
- 4 sec (trasferimento periodico) per le misure di potenza attiva, reattiva, di tensione e di frequenza degli impianti di produzione;
- 4 sec (trasferimento su variazione) per le posizioni dei variatori sotto-carico dei trasformatori;
- 4 sec (trasferimento su variazione) per le posizioni di organi di manovra che non rientrano nella precedente classificazione (ad es. sezionatori, ecc.);

<sup>2</sup> 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.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>18 di 24</b>

- 4 sec (trasferimento su variazione) per le segnalazioni che non rientrano nella precedente classificazione (ad es. allarmi che permettono interventi differiti, ecc.);
- 10 sec (trasferimento spontaneo) dei file provenienti dagli apparati di rivelazione degli eventi di particolare importanza;
- 1 min (trasferimento su richiesta) dei file provenienti dagli apparati di rivelazione di eventi e perturbazioni che non rientrano nella precedente classificazione;
- 15 min (trasferimento periodico) per le misure di livello dei bacini e serbatoi e di portata dei canali.

### **7.6. 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:

- 0.2 sec (trasferimento su richiesta) dei comandi di distacco del carico o dei gruppi di generazione degli impianti inseriti nei piani di difesa;
- 2 sec (trasferimento su richiesta) per i telecomandi di inserimento/disinserimento in/dalla regolazione;
- 2 sec (trasferimento su richiesta) per i telecomandi di variazione rapporto di trasformazione o di inserimento/disinserimento condensatori;
- 2 sec (trasferimento periodico mediante set point) per i livelli di regolazione frequenza-potenza e di tensione.

### **7.7. Apparati periferici**

Negli impianti sono presenti alcuni apparati che svolgono le funzioni di acquisizione delle informazioni necessarie per tutti i processi di controllo e di difesa, 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 al punto 7.8 successivo.

Inoltre, per impianti di produzione con potenza apparente complessiva nominale maggiore od uguale a 100 MVA, gli RTU devono essere dotati di sincronizzazione GPS al fine di inviare i segnali di stato degli organi con time tag.

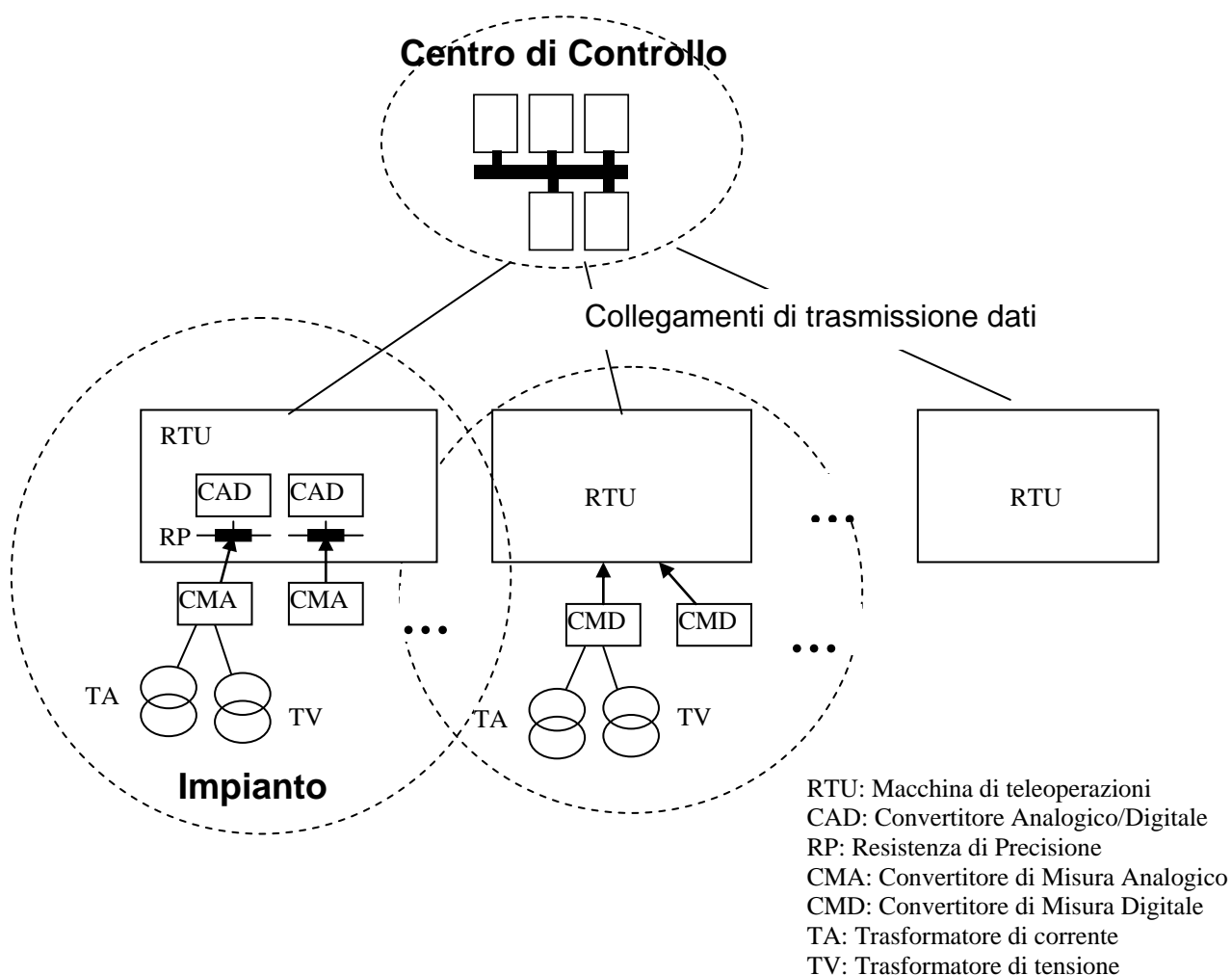
Le tipologie di questi apparati sono le seguenti:

- Macchine di teleoperazioni (RTU: Remote Terminal Unit).
- 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 [5], intervento protezione, ecc.).
- Attuatori di comando di apertura interruttore (per intervento dei sistemi di difesa).
- Variatori del rapporto di trasformazione (vedi [10]).
- Attuatori di comando di inserzione/disinserzione batterie di condensatori (vedi [10]).
- Automatismi per la regolazione della produzione attiva o reattiva (vedi [10] ed [11]).
- Apparatì per la rilevazione delle perturbazioni (vedi par.6.3).

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).

**Figura 1 - Acquisizione delle misure**



	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>20 di 24</b>

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%. E’ 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.

### **7.8. Collegamento al sistema di controllo di 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 13 al Codice di rete [13] e con i documenti tecnici ivi richiamati.

In particolare, le tipologie di collegamento/acquisizione ammesse sono,(vedi Figura 2):

- Acquisizione Diretta: Lo scambio dati avviene attraverso collegamenti diretti tra le macchine di teleoperazioni (RTU), dislocate sugli impianti, ed il sistema di controllo di

Terna. E' possibile condividere gli stessi apparati RTU utilizzati dal Soggetto Interessato, ad esempio per la teleconduzione dei propri impianti, purchè tali apparati siano capaci di gestire più connessioni contemporaneamente.

- Acquisizione Indiretta: Il Soggetto Interessato concentra presso un unico punto di raccolta le informazioni relative a più impianti (acquisite in modalità autonoma da propri apparati periferici) e le invia a Terna tramite apparecchiature (Concentratori o Gateway), le cui caratteristiche tecniche e funzionali devono essere preventivamente sottoposte all'approvazione del Terna.

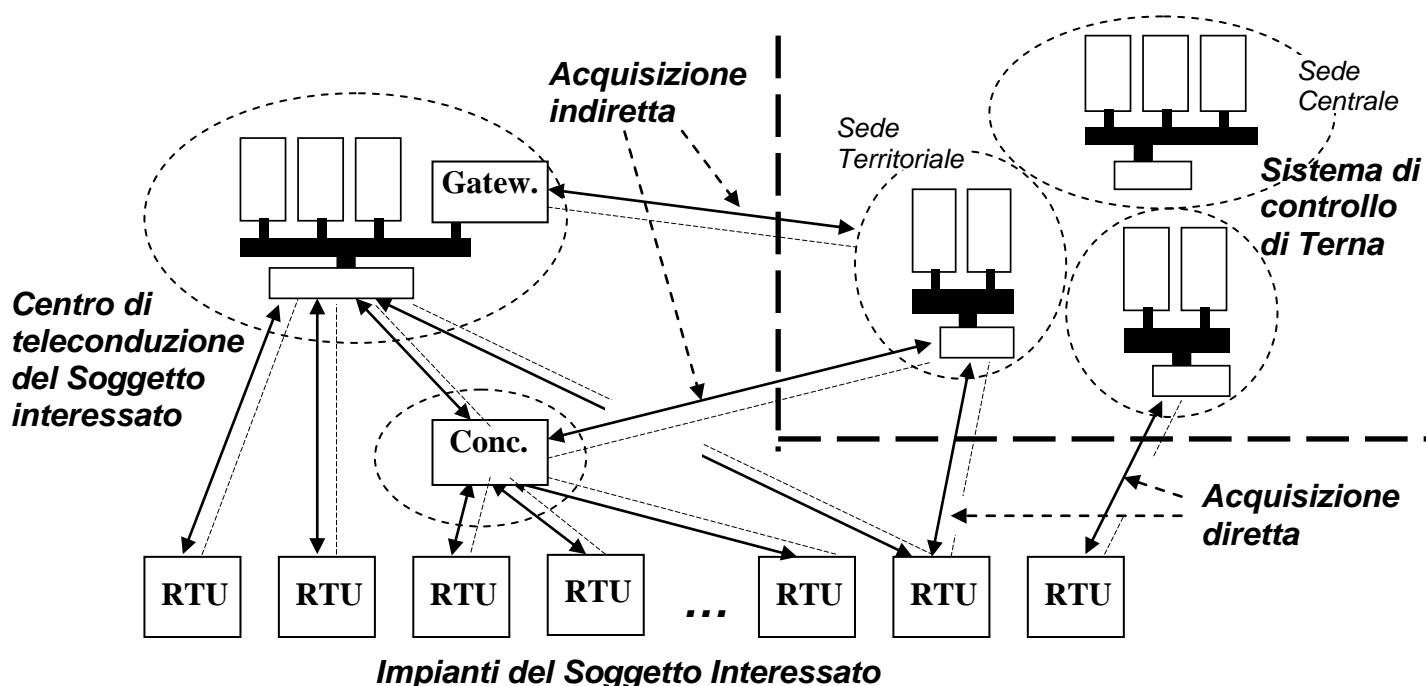
Le modalità di collegamento devono essere definite di concerto con Terna entro 6 mesi dall'entrata in esercizio dell'impianto. Il Soggetto Interessato deve curare l'installazione, la configurazione, la messa in servizio e la manutenzione degli apparati di acquisizione e comunicazione (RTU, Concentratori e Gateway) e dei circuiti di collegamento fra questi ed i sistemi di Terna.

Terna attribuisce particolare importanza al requisito di disponibilità delle informazioni provenienti dal campo, che deve essere uguale o superiore a 0,998. A tal fine il soggetto interessato deve prevedere la necessaria ridondanza degli apparati e dei canali di comunicazione, a prescindere dalla tipologia di collegamento scelta. fino alla terminazione presso la competente Sede Terna (vedi Figura 2). Il protocollo di scambio dati utilizzato è IEC 870-5-104.

Per l'attuazione automatica dei comandi provenienti dai sistemi di difesa è prevista una estensione del protocollo suddetto in modo da supportare le modalità di trasmissione dati di tipo "multicast".

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 7.5 e 7.6, anche in presenza di molteplici segnalazioni legate a perturbazioni della rete elettrica.

**Figura 2 – Tipologie di collegamento**



	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>22 di 24</b>

Per permettere inoltre una corretta gestione dell'intero sistema di controllo, ogni Soggetto Interessato deve trasmettere in tempo reale a Terna lo stato (operativo, fuori servizio, ecc.) di tutti gli apparati coinvolti nel processo di acquisizione e trasmissione dei dati (RTU, Concentratori, Gateway, ecc.). Sarà cura del Soggetto Interessato sottoporre a Terna la lista delle informazioni diagnostiche rese disponibili dagli apparati prescelti per lo scambio dati. Nel caso di trasmissione attraverso gateway, devono essere inviati gli stati di fuori servizio e di operabilità di tutte le sub-RTU appartenenti al gateway.

La trasmissione di queste informazioni di stato tiene ovviamente conto della modalità di collegamento scelta dal Soggetto Interessato. Ad esempio, nel caso di acquisizione "diretta", lo stato di ogni RTU è automaticamente rilevato dai sistemi di Terna. Nel caso di acquisizione "indiretta" queste informazioni devono essere acquisite e ritrasmesse a cura del Soggetto Interessato.

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.
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.

### **7.9. Disposizioni per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica**

Con riferimento agli impianti di produzione alimentati da fonte eolica trovano applicazione, oltre alle disposizioni di cui ai precedenti paragrafi da 7.4 a 7.8, i successivi paragrafi 7.9.1 e 7.9.2.

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>23 di 24</b>

### ***7.9.1 Obblighi informativi per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica***

Di seguito sono riepilogate le informazioni che devono essere acquisite da ciascun impianto di produzione da fonte eolica connesso alla rete AT e la cui potenza installata sia non inferiore a 10 MVA<sup>3</sup>:

- 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
- 2) misure di potenza attiva e reattiva prelevate da tutti i montanti MT delle linee di sottocampo connesse al sistema MT
- 3) misure di potenza attiva, reattiva e misure di corrente prelevate lato AT dei trasformatori AT/MT di connessione alla rete, definito punto di raccolta della produzione eolica della centrale
- 4) misure di potenza attiva, reattiva e corrente delle linee AT afferenti al sistema di sbarre dell'impianto per la connessione<sup>4</sup>
- 5) misure di direzione del vento espressa in gradi e di velocità del vento espressa in m/s<sup>5</sup>
- 6) 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, sezionatori di linea , ecc.)
- 7) posizione dei variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT
- 8) In relazione alle modalità di adozione e realizzazione del sistema di teledistacco, Terna si riserva di acquisire le informazioni relative allo stato degli organi di manovra (interruttori) presenti sul sistema di sbarre MT (esclusivamente delle linee di sottocampo)

Relativamente al punto 2) si precisa che la prescrizione si rende necessaria quando ad 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).

### ***7.9.2 Telecomandi inviati dai sistemi di difesa per gli impianti di produzione alimentati da fonte eolica***

Le disposizioni di cui al presente paragrafo si applicano esclusivamente agli impianti alimentati da fonte eolica che siano provvisti di dispositivo UPDM.

Gli apparati degli impianti inseriti nei sistemi di difesa dovranno essere opportunamente predisposti, secondo le indicazioni di Terna ed in conformità a come indicato in [14], per poter ricevere comandi automatici o manuali, come indicato in [5].

<sup>3</sup> Resta inteso che gli impianti di potenza installata inferiore a 10 MVA non sono soggetti agli obblighi di cui alla presente sezione 7.

<sup>4</sup> Tali misure non sono nella responsabilità dell'impianto eolico qualora siano di altro proprietario che provvederà per quanto di sua competenza, ai sensi del precedente paragrafo 7.1.

<sup>5</sup> La richiesta è motivata ai fini del miglioramento della gestione in tempo reale del dispacciamento delle unità di produzione eolica rilevanti

	<b>GUIDA TECNICA</b>	<b>Allegato A6</b> Rev.03 – Luglio 2010
	<b>CRITERI DI TELECONTROLLO E DI ACQUISIZIONE DATI</b>	Pagina: <b>24 di 24</b>

I comandi di apertura devono agire su alcuni interruttori scelti da Terna, in modo tale da distaccare/teleridurre parzialmente o totalmente la potenza prodotta da impianti di generazione.

## **8. FORNITURA E MANUTENZIONE DATI DI RETE**

Al fine di permettere una completa conoscenza degli impianti controllati, ogni Soggetto Interessato deve inviare a Terna lo 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.

Questi schemi devono essere completati con tutte le 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.

L'aggiornamento degli schemi, in previsione di variazioni topologiche d'impianto (es. inserimento di un nuovo montante, attivazione di nuovo gruppo di generazione, disattivazione di un trasformatore, ecc.), effettuato a cura del Soggetto Interessato, deve essere comunicato a Terna in anticipo (almeno sei mesi prima) rispetto all'entrata in esercizio.

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.