

Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004

Versione aggiornata al 6 aprile 2007

- 12 mag. 2006 – Versione positivamente verificata da AEEG con delibera n. 49/06 e da MAP con comunicazione 10/03/06**
- 1° nov. 2005 – Versione positivamente verificata da AEEG con delibera n. 79/05 e da MAP con comunicazione 03/05/05**

CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE

[Introduzione](#)

[Glossario dei termini](#)

Capitolo 1	<u>Accesso alla rete di trasmissione nazionale</u>
Sezione 1A	<u>Connessioni alla RTN</u>
Sezione 1B	<u>Regole tecniche di connessione</u>
Capitolo 2	<u>Sviluppo della rete</u>
Capitolo 3	<u>Gestione, Esercizio e Manutenzione della rete</u>
Capitolo 4	<u>Regole per il dispacciamento</u>
Capitolo 5	<u>Servizio di misura</u>
Capitolo 6	<u>Servizio di aggregazione delle misure</u>
Capitolo 7	<u>Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione</u>
Capitolo 8	<u>Bilancio energia</u>
Capitolo 9	<u>Statistiche</u>
Capitolo 10	<u>Salvaguardia della sicurezza</u>
Capitolo 11	<u>Qualità del servizio</u>
Capitolo 12	<u>Raccolta e gestione delle informazioni</u>
Capitolo 13	<u>Comitato di consultazione</u>
Capitolo 14	<u>Disposizioni generali</u>
	<u>Elenco degli Allegati al Codice di rete</u>

INTRODUZIONE

[La presente introduzione non costituisce parte integrante del Codice di rete]

La presente introduzione ha lo scopo di delineare in sintesi:

- (a) natura e finalità del Codice di rete e suo ambito di applicazione;*
- (b) contesto normativo europeo e nazionale di riferimento;*
- (c) descrizione della rete e delle attività del Gestore.*

a) Natura e finalità del Codice di rete e suo ambito di applicazione

Il presente documento denominato Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete o Codice) disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

In particolare il Codice di rete descrive regole, trasparenti e non discriminatorie, per:

- (i) l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica;*
- (ii) lo sviluppo della rete e la sua gestione e manutenzione;*
- (iii) l'erogazione del servizio di dispacciamento;*
- (iv) la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione delle misure;*
- (v) la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi;*

(vi) *la sicurezza del sistema elettrico nazionale.*

Tale documento è stato predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 4 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (DPCM) che disciplina i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il Codice, redatto in conformità alle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04, è stato positivamente verificato, ai sensi e per gli effetti di cui al D.P.C.M., dall'Autorità con propria delibera n. 79/05 e dal Ministero delle Attività produttive. Ai sensi dell'art. 1, comma 2, della delibera dell'Autorità n. 226/05, il Codice è entrato in vigore dal 1° novembre 2005.

Le successive modifiche al Codice sono state positivamente verificate dall'Autorità con propria delibera n. 49/06 e successive determinazioni emanate ai sensi della delibera n. 39/06 nonché dal Ministero delle Attività produttive.

b) *Il contesto normativo europeo e nazionale di riferimento*

Il processo di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia elettrica è stato avviato con la Direttiva 96/92/CE, successivamente abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE in vigore dal 1° luglio 2004.

La normativa europea ha trovato applicazione in ambito nazionale con il decreto legislativo 19 marzo 1999, n. 79 ("d. lgs. n. 79/99"), successivamente modificato con legge 27 ottobre 2003 n. 290, che detta disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica.

In particolare tale legge demanda ad un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM 11 maggio 2004) la definizione di criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e per la gestione del soggetto così integrato, nel rispetto degli interessi pubblici legati alla sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale e dell'autonomia imprenditoriale dei soggetti ad oggi proprietari.

Il presente Codice è stato redatto in conformità alla normativa e alla regolamentazione del settore elettrico vigente al momento della sua adozione, nonché in conformità alla "Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale" attribuita con decreto del Ministro delle Attività produttive in data 20 aprile 2005 e pubblicata nella G.U.R.I. del 29 aprile 2005 n. 98.

c) Descrizione della rete e delle attività del Gestore

La rete di trasmissione nazionale è costituita da un complesso di linee lungo le quali transita l'energia elettrica che collegano i centri di produzione con i centri di consumo ed un insieme di stazioni necessarie per la trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad un livello inferiore nonché dai sistemi di teleconduzione e controllo.

La rete italiana è caratterizzata da tre livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150-132-120 kV.

Il sistema a 380 kV, interconnesso con il sistema elettrico europeo, costituisce la principale rete di trasporto che convoglia l'energia elettrica prodotta dalla maggior parte degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di trasformazione ai livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 220 kV è alimentato da una percentuale non trascurabile di centrali e assolve in parte a funzioni di distribuzione in alta tensione.

Il sistema a 150-132-120 kV assolve il compito di distribuzione in alta tensione, alimentando le cabine primarie AT/MT o direttamente le utenze di grande potenza.

L'ambito della rete di trasmissione nazionale, definito con decreto ministeriale 25 giugno 1999, è stato successivamente ampliato con decreto MAP 23 dicembre 2002.

Quest'ultimo decreto stabilisce che, oltre agli elementi di rete oggetto di interventi di sviluppo da inserire nel Piano di sviluppo (vedi [Capitolo 2](#)) in virtù del D.M. del 1999, siano inseriti nel Piano di sviluppo anche gli elementi di rete non facenti parte della RTN ma funzionali alla stessa (ad esempio elementi di rete di distribuzione, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, ecc.) che il Gestore intende acquisire.

Il Gestore nello svolgimento delle proprie attività, come disciplinate dalla Concessione, eroga agli utenti i servizi qui di seguito in breve descritti.

Servizio di trasmissione. *È il servizio di trasporto e trasformazione sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica dalle centrali di produzione e dalle linee di interconnessione con l'estero alle reti locali di distribuzione. Il servizio comprende le attività di connessione, sviluppo, esercizio e manutenzione della rete.*

Servizio di dispacciamento. *È il servizio finalizzato al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, con i necessari margini di riserva. Il servizio consiste nell'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.*

Servizio di misura. È l'attività finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica nei punti di immissione, di prelievo e nei punti di interconnessione e alla contabilizzazione dei flussi energetici dei diversi utenti.

Servizio di aggregazione delle misure. È l'attività di aggregazione delle misure comunicate al Gestore dalle imprese di Distribuzione nonché delle misure rilevate direttamente dal Gestore.

In aggiunta ai servizi di cui sopra il Gestore provvede alla raccolta dei dati statistici rilevanti di produzione e consumo del settore elettrico nazionale, elabora tali dati e li rende disponibili mediante la pubblicazione di apposita documentazione.

Sul sito internet del Gestore www.terna.it è pubblicata la documentazione di riferimento nelle materie disciplinate dal presente Codice, sia di carattere informativo sia di carattere tecnico, ivi inclusa una descrizione dettagliata ed aggiornata della RTN.

GLOSSARIO DEI TERMINI

[Il presente documento non costituisce parte integrante del Codice di rete]

Acquirente Unico

Il soggetto di cui all'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99.

Acquisto a termine (Vendita a termine)

Quantità di energia acquistata (venduta) al di fuori del sistema delle offerte, con dettaglio al periodo rilevante.

Gli acquisti (vendite) a termine hanno segno convenzionale positivo (negativo).

Acquisto netto a termine (Vendita netta a termine)

Posizione netta del Conto energia a termine, somma algebrica positiva degli acquisti e delle vendite a termine registrate (delle vendite e degli acquisti a termine registrati) dall'operatore sul C.E.T., con riferimento al medesimo periodo rilevante.

Alleggeritori automatici del carico (EAC)

Relè sensibili alla grandezze elettriche frequenza e tensione che comandano il distacco di predefiniti blocchi di carico quando la frequenza e/o la tensione, a seguito di disservizi, raggiungono i valori non compatibili con l'esercizio del sistema elettrico.

Alta tensione (AT)

Tensione nominale di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV.

Altissima tensione (AAT)

Tensione nominale di valore superiore a 220 kV.

Altre reti elettriche

Reti elettriche connesse alla rete di trasmissione nazionale attraverso circuiti di interconnessione corrispondenti a:

- porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale, di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
- reti elettriche situate in territorio estero, in particolare quelle di trasmissione;
- reti interne di utenza della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999.

Apparecchiatura di misura

L'insieme costituito da un complesso di misura, da un dispositivo di elaborazione, da un registratore di misura e da un dispositivo di telecomunicazione, nonché dal cablaggio, dal software e da tutti gli altri equipaggiamenti necessari per garantire l'acquisizione delle informazioni di misura richieste, con il grado di precisione prescritto.

Apparecchiatura di misura principale

L'apparecchiatura di misura i cui dati sono prioritariamente impiegati ai fini delle successive elaborazioni.

Apparecchiatura di misura di riscontro

Un'apparecchiatura di misura, installata di norma in un punto diverso rispetto all'apparecchiatura di misura principale, utilizzata a fini di convalida e di stima dei dati di misura mancanti.

Area di controllo

Parte coerente del sistema interconnesso UCTE (generalmente coincidente con il territorio di una nazione, un'area geografica, i cui confini sono fisicamente demarcati dai misuratori di potenza ed energia scambiata con la restante parte della rete interconnessa) in cui opera un singolo Operatore di sistema e in cui i carichi fisici e la generazione controllabile è connessa all'interno della medesima Area di controllo.

Area sincrona

Area ricoperta da sistemi interconnessi in cui le aree di controllo sono interconnesse in maniera sincrona. All'interno di un'area sincrona la frequenza di sistema è pari ad un unico valore.

Asta idroelettrica

Un insieme di gruppi di generazione idroelettrici, identificato dal Gestore, idraulicamente in cascata nel quale la produzione di energia elettrica di ciascun gruppo di generazione influenza la produzione di energia elettrica degli altri gruppi a valle dello stesso.

Attività di dispacciamento

L'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Attività di trasmissione

Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete. Dell'attività di trasmissione fanno parte:

- la gestione unificata della RTN e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;
- l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.

Attività di sviluppo o sviluppo

Gli interventi sulla rete elettrica che comportano un adeguamento o un potenziamento della capacità di trasporto, trasformazione, connessione e interconnessione, ovvero un incremento della flessibilità operativa della rete o una dismissione di elementi della rete.

Autoproduttore

La persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo n.79 del 16.3.99.

Autorità o anche AEEG

Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Banda di riserva primaria o secondaria

La variazione pari al doppio della corrispondente semibanda di riserva.

Bassa tensione (BT)

Tensione nominale di valore inferiore o uguale ad 1 kV.

Bilanciamento

Il servizio svolto dal Gestore in tempo reale diretto a impartire ordini di dispacciamento, al fine di mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, risolvere congestioni, mantenere gli opportuni margini di riserva secondaria di potenza.

<u>Blackout</u>	Totale assenza di tensione su impianti o porzioni di rete più o meno estese a seguito di disservizi estremamente gravi e malgrado gli interventi automatici e manuali del Gestore per contrastare il fenomeno.
<u>Black start (Capability)</u>	Avviamento autonomo di una centrale in assenza di tensione sulla rete.
<u>BME</u>	Acronimo di Banco Manovra Emergenza. Sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze.
<u>BMI</u>	Acronimo di Banco Manovra Utenze Interrompibili. Sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze soggette a clausola d'interrompibilità.
<u>Buco di tensione</u>	Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione per un utente direttamente connesso alla RTN ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 millisecondi e inferiore o uguale a 1 minuto; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.
<u>Cabina Primaria (C.P.)</u>	Stazione elettrica con apparecchiature, organi di manovra e trasformazione AT/MT.
<u>Capacità di trasporto</u>	Il flusso di potenza attiva che può essere trasportato tra due porzioni di rete compatibilmente con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.
<u>Capacità totale trasmissibile (TTC – Total Transfer Capacity)</u>	Valore massimo degli scambi programmati tra due aree di controllo adiacenti compatibilmente con gli standard di sicurezza utilizzati in ciascun area di controllo note le condizioni della rete e la distribuzione della generazione e dei carichi.
<u>Capacità netta trasmissibile (NTC - Net Transfer Capacity)</u>	Capacità di trasporto definita come: $NTC = TTC - TRM$ Valore massimo complessivo di scambi programmati tra due aree di controllo adiacenti compatibilmente con gli standard di sicurezza utilizzati in tutte le aree di controllo dell'area sincrona e considerando l'incertezza relativa alle future condizioni tecniche della rete di trasmissione.

Capacità disponibile (ATC – Available Transfer Capacity)

Capacità di trasporto complessivamente disponibile per frontiera di ogni paese interconnesso per ulteriori scambi commerciali oltre la capacità già impegnata. E' la parte di capacità netta trasmissibile che resta allocabile per le importazioni per ulteriori scambi commerciali a seguito di ciascuna fase delle procedure di allocazione ed in particolare è la quantità allocabile per le importazioni a favore del mercato libero che risulta dalla sottrazione dal valore della capacità netta trasmissibile, dell'ammontare dei contratti di importazione pluriennali esistenti:

$$ATC = NTC - \text{Contratti pluriennali}$$

Carichi essenziali di un impianto di generazione (carichi essenziali)

Carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore ed indispensabili alla continuità della generazione di energia elettrica.

Carichi privilegiati di un impianto di generazione (carichi privilegiati)

Carichi elettrici presenti nell'impianto produttore considerati indispensabili all'attività di produzione industriale.

Carichi propri di un impianto di produzione (carichi propri)

Tutti i carichi elettrici del produttore.

Carichi zavorra

Nell'ambito dei piani di riaccensione del sistema elettrico, sono quei carichi di utenza (distribuzione diffusa) che vengono connessi alle direttrici di riaccensione durante le prime fasi della ripresa del servizio. Essi consentono ai gruppi termoelettrici di erogare potenza subito dopo il parallelo, prendere carico e raggiungere una condizione di funzionamento in cui è permessa la regolazione della velocità.

Carico

Il valore, in un dato momento, della potenza elettrica (attiva o apparente) fornita o assorbita in un punto qualsiasi del sistema, determinato o con una misura istantanea o in base alla potenza integrata durante un determinato intervallo di tempo.

Carico interrompibile

Carico che può essere interrotto dal Gestore con le modalità definite dal medesimo Gestore.

Ceiling

Valore massimo percentuale della tensione fornita dal sistema di eccitazione (in condizioni di alimentazione nominali) riferito alla tensione di eccitazione in condizioni di funzionamento nominali.

<u>Centrale</u>	Un impianto comprendente uno o più gruppi di generazione, anche se separati, di proprietà e/o controllato dallo stesso produttore e/o autoproduttore.
<u>Cliente finale</u>	La persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.
<u>Cliente grossista</u>	La persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica a scopo di rivendita all'interno o all'esterno del sistema in cui è stabilita.
<u>Cliente idoneo</u>	Il cliente che è libero di acquistare energia elettrica dal fornitore di propria scelta ai sensi dell'art. 21 della direttiva 2003/54/CE.
<u>Cliente vincolato</u>	Il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza.
<u>Cogenerazione</u>	La produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità con la delibera n. 42/02.
<u>Comitato di consultazione o Comitato</u>	L'organo definito al Capitolo 13, sezione 13.1 , del presente Codice di rete.
<u>Compensazione delle perdite</u>	Tecnica di calcolo numerico che consente di calcolare le perdite di energia elettrica tra due punti di un circuito, tenendo conto degli elementi interposti in funzione delle tensioni e delle correnti che li percorrono.
<u>Complesso di misura</u>	L'insieme dei contatori di energia attiva e reattiva e del misuratore di interruzioni del servizio, dei trasformatori di misura che li alimentano e dei relativi cavetti di connessione.
<u>Concessione</u>	Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale rilasciata con decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005 pubblicato nella G.U.R.I. 29 aprile 2005, n. 98.
<u>Condizione o stato di emergenza</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.3 del Codice di rete.
<u>Condizione o stato di ripristino</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.5 del Codice di rete.

Condizione o stato di interruzione

Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo [10.4.2.4](#) del Codice di rete.

Condizione o stato normale o normale sicuro

Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo [10.4.2.1](#) del Codice di rete.

Condizione o stato di allarme o normale insicuro

Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo [10.4.2.2](#) del Codice di rete.

Congestione

Una situazione di funzionamento, anche potenziale, di una rete elettrica caratterizzata da deficienza del servizio di trasporto dell'energia elettrica a causa di vincoli di rete.

Connessione

Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.

Connessione diretta alla RTN

Connessione di tutti gli impianti per i quali sussiste in almeno un punto, una continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la RTN.

Connessione indiretta alla RTN

Connessione di tutti gli impianti, rilevanti ai fini dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento, per i quali sussiste in almeno un punto una continuità circuitale, con interposizione di impianti elettrici di terzi, con la RTN.

Contatore (di energia attiva o reattiva)

Apparecchiatura destinata a misurare l'energia (attiva o reattiva) mediante integrazione della potenza rispetto al tempo.

Contatore statico

Contatore di energia nel quale la corrente e la tensione, applicate ad un elemento elettronico di misura, producono impulsi di frequenza proporzionale all'energia.

Conto energia a termine o C.E.T.

Conto energia a termine intestato dal Gestore del mercato a ciascun operatore di mercato ai fini della registrazione di acquisti e di vendite di energia elettrica a termine e dell'esecuzione degli acquisti netti e delle vendite nette che ne derivano.

Contratto bilaterale

Un contratto di compravendita di energia tra Operatori di mercato stipulato al di fuori del sistema delle offerte.

Contratto di servizio

Contratto di servizio per la disciplina dei rapporti relativi alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione ed allo sviluppo delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima sulla base di un Contratto tipo predisposto dal Gestore ed approvato dall'Autorità.

Contratto per il servizio di dispacciamento

Contratto che regola i rapporti tra il Gestore e l'Utente del dispacciamento in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento come disciplinato dalle delibere dell'Autorità.

Contratto per la connessione

Contratto che regola i rapporti tra il Gestore e gli Utenti con riferimento alla connessione alla RTN stipulato in conformità allo schema di contratto tipo per la connessione allegato quale parte integrante del presente Codice.

Controllo degli scambi programmati

Insieme delle azioni di controllo del Gestore, anche in cooperazione con altri gestori esteri di reti elettriche, per il controllo degli scambi di energia elettrica tra i sistemi elettrici interconnessi al sistema elettrico nazionale.

Controllo in tempo reale

Scambio di telemisure, telesegnali ed allarmi tra il Gestore e l'Utente in tempi di qualche minuto, finalizzato al controllo del sistema elettrico nazionale.

Convenzione Tipo

La convenzione ai sensi dell'art.3, comma 8 del Decreto Legislativo n.79/99 che disciplina i rapporti tra Gestore e gli altri Titolari della RTN.

Corrispettivi per l'erogazione del servizio di connessione

Corrispettivi dovuti, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 281/05, dal soggetto richiedente la connessione al Gestore per :

- le attività di gestione e analisi tecnica della richiesta di connessione;
- le attività di realizzazione e messa in servizio degli impianti di rete.

Corto circuito

Contatto accidentale, diretto o con interposta una impedenza, tra i conduttori di linea oppure tra questi e la terra.

Dati di misura preliminari

Dati di misura, relativi alle apparecchiature di misura principali, così come acquisiti dal Sistema di Acquisizione Principale e non ancora sottoposti alle procedure di convalida e di eventuale stima.

Dati di misura convalidati

Dati di misura ottenuti dall'applicazione ai dati preliminari delle procedure di convalida e di eventuale stima.

Diagramma di potenza (Curva di Capability)

Limiti di funzionamento ammissibili di un generatore sincrono nel piano cartesiano Potenza reattiva/Potenza attiva, definiti sulla base delle temperature o delle sovratemperature ed, eventualmente, della stabilità statica.

Direttive dell'Autorità

“Le direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004” di cui all'allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04.

Disalimentazione

Interruzione breve o lunga.

Disciplina del Mercato Elettrico

La disciplina contenuta nel Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico approvato dal D.M. 19.12.03.

Dispacciamento

Vedi Attività di dispacciamento.

Dispacciamento di merito economico

L'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari, attuata secondo ordini di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete.

Dispositivo di elaborazione

Dispositivo in grado di effettuare semplici elaborazioni sulle misure di energia fornite da un complesso di misura, ad esempio al fine di compensare perdite introdotte da elementi di rete.

Dispositivo di interfaccia di telecomunicazione

Dispositivo in grado di interfacciare un'apparecchiatura di misura con una rete di telecomunicazioni, al fine di consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura da essa forniti.

Disposizioni tecniche di funzionamento

Le norme attuative e procedurali della Disciplina del Mercato Elettrico.

Disservizio di rete

Messa fuori servizio forzata di uno o più elementi della rete.

Distorsione armonica totale (THD)

Rapporto tra il valore efficace del residuo armonico ed il valore efficace della grandezza alternata.

Distributore

Il soggetto che esercita in concessione, ai sensi dell'art. 9 del d. lgs. n. 79/99 il servizio di distribuzione per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.

Distribuzione

Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.

Documentazione di connessione

Documentazione preparata per ciascun impianto di consegna, che comprende almeno: planimetrie del sito; schemi unifilari dei circuiti AT; schemi funzionali del sistema di protezione e controllo; schemi funzionali dei servizi ausiliari.

EDA

Acronimo di Elaboratore di distacco automatico. Sistema automatico per il controllo delle sezioni critiche.

Energia per usi finali

Energia elettrica consegnata agli utilizzatori e consumata per produrre: energia termica, illuminazione, lavoro meccanico, energia elettrochimica.

Esercizio

Utilizzazione metodica degli impianti di potenza ed accessori secondo procedure codificate in attuazione delle determinazioni della gestione della Rete.

Dell'esercizio fanno parte:

- la conduzione degli impianti per l'attuazione delle manovre ordinate dal Gestore e delle consegne autonome;
- il pronto intervento a seguito di guasto o anomalia;
- le manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti;
- il monitoraggio dello stato degli impianti;
- le ispezioni sugli impianti.

ETSO

Acronimo di Association of European Transmission System Operators.

Fasce orarie

Periodo di differenziazione oraria e stagionale, definito a fini tariffari dalle deliberazioni del CIP e dall'Autorità.

Fase di programmazione (del mercato per il servizio di dispacciamento)

L'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno prima a quello cui si riferiscono le offerte.

Flicker

Impressione soggettiva della fluttuazione della luminanza di lampade ad incandescenza o fluorescenti dovuta a fluttuazioni della tensione di alimentazione.

Fluttuazione di tensione

Serie di variazioni ripetitive del valore efficace della tensione.

Fonti energetiche assimilate alle rinnovabili

Risorse energetiche che pur non essendo di tipo rinnovabile vengono assimilate a queste qualora siano utilizzate in particolari impianti quali ad esempio: di cogenerazione, utilizzanti calore di recupero, fumi di scarico o altre forme di energia recuperabile in processi, impianti utilizzanti scarti di lavorazioni e fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche rinnovabili o fonti rinnovabili

Le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas).

Generatore o gruppo di generazione

Macchina elettrica che effettua la trasformazione da una fonte di energia primaria in energia elettrica. Nel caso di impianti eolici, ai fini dell'applicazione del Codice di rete, si considera generatore o gruppo di generazione un insieme di uno o più aerogeneratori collegati fra loro da una porzione di rete (BT o MT) del produttore e dotati di un unico sistema di misura ai fini commerciali e/o fiscali.

Gestione della rete

Insieme della attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, nonché le decisioni degli interventi di manutenzione e sviluppo.

Gestione unificata della RTN

Gestione coordinata di tutte le porzioni della RTN.

Gestore del mercato

Il soggetto di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99.

Gestore di rete con obbligo di connessione di terzi

Persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete con obbligo di connessione di terzi nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi il Gestore e le imprese distributrici.

Gestore o Gestore della rete

Il soggetto cui è conferita la gestione della rete elettrica nazionale in esito al processo di unificazione della proprietà della gestione della medesima rete ai sensi dell'art. 1 del DCPM dell'11 maggio 2004 e ai sensi della Concessione.

Giorni critici

I giorni dell'anno che risultano critici ai fini della copertura della domanda nazionale, comprensiva del necessario margine di riserva di potenza.

Grado di dissimmetria della tensione

Rapporto tra le ampiezze delle componenti di sequenza inversa e di sequenza diretta di un sistema di tensioni trifase.

Guasto

Cedimento di un componente elettrico o una condizione di pericolo per persone o cose, che determina l'immediata messa fuori servizio di un elemento della rete.

Il guasto può essere:

- transitorio, quando viene eliminato dalle sequenze automatiche di apertura e richiusura dei dispositivi di interruzione;
- permanente in tutti gli altri casi.

Impianti di trasmissione

Infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione dell'energia elettrica facenti parte della RTN, quali ad esempio le linee e le stazioni di smistamento e di trasformazione.

Impianto di generazione

Complesso delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da qualsiasi fonte primaria in energia elettrica consegnata alla rete di trasmissione o di distribuzione.

Impianto per la connessione

Insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente.

Impianto di rete per la connessione

Porzione di impianto per la connessione di competenza del Gestore.

Impianto direttamente connesso alla RTN

Un impianto per il quale sussiste, in almeno un punto, una continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete di trasmissione nazionale.

Impianto indirettamente connesso

Un impianto per il quale non sussiste la condizione di connessione diretta.

**Impianto RTN per la
connessione (impianto RTN)**

Un impianto a cura del Gestore, finalizzato alla connessione tra RTN e reti con obbligo di connessione di terzi, o reti interne di utenza o linee dirette e che costituisce pertanto intervento di sviluppo della RTN.

**Impianto non RTN per la
connessione (impianto non RTN)**

Un impianto a cura del titolare richiedente la connessione, finalizzato alla connessione tra RTN e reti con obbligo di connessione di terzi o reti interne di utenza o linee dirette e che costituisce pertanto intervento di sviluppo della rete non RTN.

**Impianto di utenza per la
connessione (impianto di
Utente)**

Porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

Impresa distributrice

Vedi distributore.

**Impresa distributrice di
riferimento (DDR)**

Impresa distributrice con almeno un punto di interconnessione in AT con altre reti.

**Impresa distributrice sottesa
(DDS)**

Impresa distributrice senza punti di interconnessione in AT; tale impresa si considera sottesa alla DDR cui è connessa e che, nella zona, ha il maggior numero di punti di connessione in AT con altre reti.

Incidente rilevante

Disalimentazione con energia non servita superiore a 150 MWh o con energia non ritirata superiore a 1000 MWh di durata superiore a 30 minuti.

Indice di disalimentazione

Rapporto tra l'energia non fornita in una determinata rete elettrica per cause accidentali e la potenza nella stessa rete nel periodo di tempo considerato.

**Indice di severità del flicker a
breve termine (P_{st})**

Indice di severità di flicker calcolato nel periodo di 10 minuti. Esso rappresenta una misura della severità visuale del flicker in relazione alla soglia di irritabilità al disturbo.

**Indice di severità del flicker a
lungo termine (P_{lt})**

Indice di severità del flicker valutato sul periodo di due ore, utilizzando la serie dei successivi valori di P_{st} riscontrati nel medesimo periodo, secondo il seguente algoritmo di calcolo:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3} / 12$$

Indisponibilità

Stato nel quale un elemento della RTN non è utilizzabile da parte del Gestore per l'attività di trasmissione.

<u>Inserimento in antenna</u>	Inserimento nel quale una o più linee sono dedicate ad un solo Utente.
<u>Inserimento in derivazione rigida</u>	Inserimento, mediante una derivazione da un elettrodotto esistente, di un tronco di linea o di un trasformatore con il solo interruttore nell'estremo lato Utente.
<u>Inserimento in doppia antenna</u>	Inserimento costituito da una stazione di consegna connessa attraverso due nuovi collegamenti a due stazioni di connessione diverse (con la stessa tensione nominale). E' equivalente ad un inserimento di tipo entra – esce.
<u>Inserimento in entra-esce</u>	Inserimento costituito da una stazione di consegna connessa ad una linea preesistente, in modo da generare due soli tronchi di linea afferenti a due stazioni di connessione diverse.
<u>Inserimento in stazione adiacente</u>	Inserimento di un impianto di Utente a sbarre di stazione senza linea interposta o con tratti di conduttori di lunghezza inferiore a 500 m (convenzionale), senza interruttore in partenza dall' impianto di Utente.
<u>Interoperabilità delle reti elettriche</u>	Modalità operative per l'espletamento delle attività di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo di due o più reti interconnesse, al fine di garantire il funzionamento simultaneo e coordinato delle stesse.
<u>Interruzione</u>	Condizione nella quale la tensione trifase è inferiore all'1% della tensione nominale nei punti di prelievo o nei punti di immissione per un utente direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.
<u>Interruzione breve</u>	Interruzione di durata inferiore o uguale a 3 minuti e superiore a 1 secondo.
<u>Interruzione lunga</u>	Interruzione di durata superiore a 3 minuti.
<u>Interruzione transitoria</u>	Interruzione di durata inferiore o uguale a 1 secondo, riconosciuta per l'attivazione di interventi automatici di richiusura degli interruttori ed è registrata limitatamente agli Utenti direttamente connessi alla RTN.
<u>Interferenza</u>	Per interferenza fra una linea elettrica ed una linea di telecomunicazione si intende il manifestarsi, in occasione di un guasto sulla linea elettrica, di una tensione indotta di valore sensibile sulla linea di telecomunicazione, come definito nella norma CEI 103-6.

Lettura locale

Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante accoppiamento diretto ad un Terminale Portatile di Lettura, senza interposizione di sistemi di telecomunicazione.

Lettura visiva

Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante intervento diretto di un operatore.

Limite di funzionamento transitorio

Limiti di frequenza, di corrente e di tensione a cui un componente del sistema elettrico può funzionare per definiti intervalli temporali e che non deve essere oltrepassato per evitare danni ai componenti del sistema o un possibile collasso del sistema.

Limite di funzionamento permanente

Limite di frequenza, di corrente e di tensione a cui un elemento del sistema elettrico può funzionare per un tempo indefinito.

Limite operativo

Limite di frequenza, di corrente e di tensione dei componenti del sistema elettrico, dovuto alle condizioni di funzionamento del sistema stesso (es. stabilità, campi elettromagnetici, ecc.).

Limite di progetto

Limite di frequenza, di corrente e di tensione dei componenti del sistema elettrico, ritenuto accettabile nella valutazione del rischio di guasto in fase progettuale e conforme alla normativa tecnica.

Limite di stabilità statica
(di un sistema elettrico)

Massima potenza trasmissibile attraverso un nodo del sistema per la quale l'intero sistema, o la parte di esso cui si riferisce il limite di stabilità, è ancora staticamente stabile (Vedi Stabilità statica).

Limite di stabilità transitoria
(di un sistema elettrico)

Massima potenza trasmissibile attraverso un nodo del sistema per la quale l'intero sistema, o la parte di esso cui si riferisce il limite di stabilità, è ancora stabile transitoriamente (vedi Stabilità transitoria).

Linea diretta

Rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione.

Load rejection (LR) o Rifiuto del carico

Sequenza di azioni automatiche manovre, riguardanti i gruppi termoelettrici, attivata dall'apertura dell'interruttore di gruppo in seguito a guasti esterni all'unità. La logica di LR ha lo scopo di regolare la velocità del gruppo a valori prossimi a quella nominale e ridurre, o eliminare, l'adduzione di combustibile per adeguare la potenza prodotta a quella dei servizi ausiliari di centrale e di consentire così il rapido rientro in produzione dell'unità.

Manovra

Azione o insieme di azioni che determina una modificazione dello schema di rete.

Manutenzione

Operazioni e interventi finalizzati al mantenimento o al ripristino dell'efficienza e del buon funzionamento degli impianti elettrici, tenuto conto dell'eventuale decadimento delle prestazioni.

Margine operativo di trasmissione (TRM –Transmission Reliability Margin)

Margine di sicurezza a garanzia delle incertezze derivanti dal calcolo della capacità totale trasmissibile a causa di:

- deviazioni non intenzionali del flusso fisico provocate dai sistemi di regolazione secondaria frequenza-potenza;
- riserva di soccorso tra Operatori di sistema a garanzia di imprevisti sbilanci di carico in tempo reale;
- imprecisioni, ad esempio nella raccolta dei dati e delle misure.

Media tensione (MT)

Tensione nominale di valore superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV.

Mercati dell'energia

Sono il mercato del giorno prima ed il mercato di aggiustamento.

Mercato del giorno prima (MGP)

La sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di aggiustamento (MA)

La sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti sul mercato del giorno prima.

Mercato elettrico

L'insieme del mercato del giorno prima, del mercato di aggiustamento e del mercato per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)

La sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Merchant lines

Linee elettriche di cui all'art. 1-*quinquies*, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 ed attuato dal decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005.

MAP

Acronimo di Ministero delle Attività Produttive.

Misuratore

Dispositivo per la misura delle grandezze elettriche.

Modifica della connessione

Qualsiasi iniziativa di un soggetto proprietario di un impianto elettrico, ivi compresa l'iniziativa del gestore con obbligo di connessione di terzi già connesso alla RTN, ivi incluso l'aumento di potenza di connessione, che comporti la verifica della connessione esistente ovvero l'elaborazione di una nuova soluzione per la connessione da parte del Gestore.

Monitoraggio

Insieme di azioni tramite le quali si individua l'attuale stato di funzionamento di un sistema elettrico.

Neutro francamente a terra

Neutro di un impianto elettrico collegato a terra con un collegamento ad impedenza nulla o comunque trascurabile.

Nodo (elettrico) di alimentazione (nodo)

Sistema di sbarre all'interno di una stazione elettrica dove afferiscono almeno 3 stalli linea o trasformatore.

Ordine di dispacciamento

La comunicazione in tempo reale dal Gestore ad una unità abilitata alla fornitura delle risorse per il dispacciamento, concernente la disposizione a variare l'immissione o il prelievo dell'unità rispetto al proprio programma vincolante in potenza.

Oscilloperturbografo

Apparato per la registrazione delle grandezze elettriche analogiche e digitali per l'analisi dei disservizi e del relativo comportamento delle protezioni.

Periodo rilevante

Periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento.

PESSE

Acronimo di Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico. Consiste in un piano di distacco del carico a rotazione adottato ai sensi della Delibera CIPE 6.11.1979.

Piano di difesa (PdD)

Tutte le azioni di controllo - automatiche e/o manuali - disposte dal Gestore e realizzate tramite sistemi e/o apparati singoli idonee a mantenere o riportare il sistema elettrico in una condizione normale, anche passando attraverso una condizione di ripristino, una volta che lo stesso stia per evolvere o sia già in una condizione di emergenza.

Piano di riaccensione (PdR)

Insieme delle procedure automatiche e manuali che consentono di ripristinare le normali condizioni di alimentazione dell'utenza a seguito di un disservizio esteso.

Piano di risanamento

Il Piano di cui all'art. 9 della Legge Quadro 22 febbraio 2001 n. 36 *sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*.

Piano di sviluppo (PdS)

Lo strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, predisposto annualmente dal Gestore sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione di domanda di energia elettrica da soddisfare;
- della necessità di potenziamento della rete;
- delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete.

Piano di taratura

Insieme delle prescrizioni necessarie al funzionamento coordinato delle protezioni e degli automatismi della Rete connessi al funzionamento della medesima.

Piccola rete isolata

Rete con un consumo inferiore a 2.500 GWh nel 1996, di cui meno del 5 per cento è ottenuto dall'interconnessione con altre reti.

Polo di produzione limitato

Un insieme di unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale per le quali esistono vincoli di rete sulla massima potenza complessiva erogabile.

Potenza apparente

In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza apparente è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente.

$$S = \sqrt{3}VI$$

Alternativamente, essa può essere calcolata con la formula:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Potenza attiva

In un sistema di grandezze periodiche, la potenza attiva è definita, matematicamente, come il valor medio calcolato nel periodo T della potenza istantanea:

$$P = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} p(t) dt$$

In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza attiva è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente per il coseno dell'angolo di fase:

$$P = \sqrt{3}VI \cos \varphi$$

Potenza di corto circuito (in un punto di connessione alla RTN)

È data dalla formula:

$$P_{cc} = \sqrt{3}V_n I_{cc}$$

ove V_n è la tensione nominale di rete e I_{cc} è la corrente di corto circuito trifase nel punto di connessione.

Potenza di connessione

Potenza dell'impianto, espressa in MVA, per la quale è richiesto l'accesso alle infrastrutture della rete e per la quale il soggetto richiedente acquisisce i diritti e gli obblighi di cui all'articolo 6 della Delibera 281/05 dell'Autorità.

Potenza di punta

Il più alto valore della potenza elettrica fornita o assorbita in un punto qualsiasi del sistema durante un intervallo di tempo determinato.

Potenza efficiente (Pe)

Potenza attiva massima di un impianto di produzione che può essere erogata con continuità (ad es. per un gruppo termoelettrico) o per un determinato numero di ore (ad es. per un impianto idroelettrico).

Potenza nominale

Potenza apparente massima a cui una macchina elettrica può funzionare con continuità in condizioni specificate.

Potenza nominale di un generatore elettrico

Massima potenza ottenibile in regime continuo. Essa è riportata nei dati di targa del generatore, fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario.

Potenza reattiva

In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza reattiva è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente per il seno dell'angolo di fase:

$$Q = \sqrt{3}VI\sin \varphi$$

Produttore

Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione.

Programma aggiornato cumulato di immissione o prelievo

Per ciascun punto di dispacciamento, la somma dei programmi di immissione o prelievo riferiti al medesimo punto di dispacciamento risultanti alla chiusura del mercato di aggiustamento in esecuzione di contratti di compravendita registrati.

Programma finale cumulato di immissione o prelievo in fase di programmazione

Per ciascuna unità di produzione abilitata, la quantità di energia in immissione o prelievo risultante dalla fase di programmazione del mercato per i servizi di dispacciamento.

Programma preliminare cumulato di immissione o prelievo

Aggregazione per punto di dispacciamento dei programmi di immissione/prelievo risultanti alla chiusura del Mercato del giorno prima, articolati per periodi rilevanti.

Costituiscono l'insieme dei programmi preliminari cumulati di immissione/prelievo:

- i programmi post-MGP di immissione/prelievo, corrispondenti alle offerte di acquisto/vendita accettate sul MGP;
- i programmi C.E.T. post-MGP di immissione/prelievo, corrispondenti ai programmi registrati sui C.E.T. in esecuzione a vendite nette/acquisti netti a termine cui corrispondono offerte accettate sul MGP.

Programma vincolante in potenza

Per ciascuna unità di produzione abilitata, potenza media corrispondente al programma vincolante, in energia, in ciascun periodo rilevante.

Programma vincolante modificato

Per ciascuna unità di produzione, potenza corrispondente al programma vincolante in potenza come eventualmente modificato da ordini di dispacciamento inviati all'unità e riferito al centro-banda (L=50%) del regolatore frequenza/potenza cui l'unità di produzione è asservita.

Programmi aggiornati cumulati o Programmi post-MA (di immissione/prelievo)

Aggregazione per punto di dispacciamento dei programmi di immissione/prelievo risultanti alla chiusura del Mercato di aggiustamento, articolati per periodi rilevanti.

Programmi C.E.T.

Programmi di immissione (prelievo) in esecuzione a vendite nette (acquisti netti) di energia elettrica a termine registrati sui Conti energia a termine.

I programmi C.E.T. di immissione (prelievo) hanno segno convenzionale positivo (negativo).

Programmi finali cumulati o Programmi post-MSD-ex-ante (di immissione/prelievo)

Aggregazione per unità di produzione abilitata, ovvero per punto di dispacciamento, dei programmi di immissione/prelievo risultanti alla chiusura della fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento, articolati per periodi orari.

Programmi vincolanti di immissione o prelievo

Per ciascuna unità di produzione abilitata, energia elettrica da immettere/prelevare in esito alla fase di programmazione del MSD, articolata per periodo rilevante.

Protezione

Apparecchiatura atta a rilevare anormali condizioni di funzionamento di un componente elettrico e comandare l'eliminazione dell'anomalia o fornire allarmi o segnali.

Protezione di riserva

Dispositivo o sistema di protezione che interviene quando un guasto non viene eliminato nel tempo stabilito a causa di un non corretto intervento della Protezione Principale o della mancata apertura di un interruttore.

Protezione della rete

Insieme di sistemi automatici per l'isolamento di un guasto di rete.

PSN

Acronimo di Programma Statistico Nazionale.

Punto di collegamento o punto di connessione

Limite fisico o convenzionale tra la rete del Gestore (incluso l'allacciamento) e la rete o l'impianto del cliente.

Punto di consegna

Punto di confine tra la RTN e l'impianto dell'Utente, dove l'energia immessa o prelevata dalla RTN viene contabilizzata.

Punto di controllo fisico

Per una unità di produzione abilitata, è la sala da cui si conduce direttamente (ad esempio la sala controllo di una unità termoelettrica) o per teleconduzione (ad esempio il posto di teleconduzione di unità turbogas o di unità idroelettriche) una unità di produzione abilitata.

Punto di dispacciamento per unità di consumo (o punto di dispacciamento in prelievo)

Insieme di uno o più punti di prelievo:

- relativi a unità di consumo della stessa tipologia;
- localizzati in una stessa zona;
- inclusi nei contratti per il servizio di trasporto conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo utente del dispacciamento che è anche utente del trasporto.

Punto di dispacciamento per unità di produzione (o punto di dispacciamento in immissione)

Insieme di uno o più punti di immissione:

- relativi a unità di produzione della stessa tipologia;
- localizzati in una stessa zona;
- inclusi nei contratti per il servizio di trasporto conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo utente del dispacciamento che è anche utente del trasporto.

Punto di immissione

Il punto fisico di una rete con obbligo di connessione di terzi in cui viene immessa l'energia elettrica.

Punto di misura

Il punto fisico di una rete nel quale viene installata un'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica.

Punto di prelievo

Il punto fisico di una rete con obbligo di connessione di terzi in cui viene prelevata l'energia elettrica da una utenza della rete medesima.

Razionalizzazione

Intervento sulla Rete, motivato da esigenze del Titolare, che comporta un cambiamento dello stato di consistenza funzionale o delle caratteristiche funzionali della porzione della Rete che, pur mantenendo inalterate le caratteristiche funzionali della Rete nel suo complesso, può comportare una diversa configurazione della medesima, migliorandone l'efficienza di esercizio, ad esempio comportando una riduzione dei costi di esercizio degli impianti.

Regime degradato

Stato di funzionamento del Sistema Elettrico Nazionale in una delle seguenti condizioni di esercizio:

- allarme;
- emergenza;
- interruzione;
- ripristino.

Registratore di misura

Il dispositivo che effettua la memorizzazione, in un opportuno formato, dei dati forniti dai complessi di misura e dall'eventuale dispositivo di elaborazione.

Registro delle unità di consumo (RUC)

L'archivio tenuto dal Gestore contenente l'anagrafica dei punti di dispacciamento per unità di consumo (UC).

Registro delle unità di produzione (RUP)

L'archivio tenuto dal Gestore contenente l'anagrafica, i parametri tecnici e le abilitazioni alla partecipazione ai differenti mercati delle unità di produzione.

Regolazione

Operazione atta a modificare il valore attuale di una grandezza variabile, allo scopo di mantenerla ad un valore programmato.

Regolazione primaria della frequenza

Regolazione automatica della velocità per adattare la produzione di un generatore a seguito di una variazione di frequenza.

Regolazione primaria della tensione

Capacità del regolatore automatico di tensione del generatore di modulare la produzione di energia reattiva con l'obiettivo di mantenere costante la tensione ai morsetti del generatore o nel nodo AAT della centrale.

Regolazione secondaria della frequenza

Funzione automatica centralizzata che consente ad una zona di regolazione, di attivare la propria generazione per rispettare gli scambi di potenza con le zone di regolazione confinanti ai valori programmati, contribuendo anche alla regolazione della frequenza dell'interconnessione.

Regolazione secondaria della tensione

Funzione automatica centralizzata che consente di regolare la produzione di potenza reattiva a livello regionale con tutti i mezzi a disposizione (ad es. produzione dei generatori, inserzione di condensatori o di reattori, controllo dei variatori sotto carico dei trasformatori, ecc.) per mantenere un valore programmato di tensione in un nodo di riferimento della rete regionale ad alta tensione (Nodo Pilota).

Regolazione terziaria della tensione

Funzione automatica centralizzata che consente il coordinamento, a livello di sistema, dei valori programmati di tensione nei nodi pilota regionali.

Regole tecniche o anche **Regole tecniche di connessione**

Le regole tecniche di cui all'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99.

Rete di distribuzione

Qualunque rete con obbligo di connessione di terzi fatta eccezione per la rete di trasmissione nazionale.

Rete di influenza

Parte di rete estera che è limitrofa ad una rete controllata (per esempio la RTN) ed a questa elettricamente vicina, in termini di impedenza equivalente di ogni singolo impianto, per cui un evento verificatosi sulla rete d'influenza si ripercuote significativamente sulla rete controllata e viceversa. Le due reti, cioè sono mutuamente influenzate dagli eventi che si verificano su ciascuna di esse.

Rete di trasmissione nazionale (RTN)

Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e successivamente modificata e ampliata.

Rete (elettrica)

Insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari.

Rete interna d'utenza

Qualunque rete elettrica il cui gestore di rete non abbia l'obbligo di connessione di terzi.

Rete rilevante

Insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione (ai sensi della delibera n.111/06).

Reti con obbligo di connessione di terzi

Reti i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1 del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999, le porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale la cui gestione sia affidata a terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 7 del medesimo decreto legislativo e le piccole reti isolate, nonché la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete trasmissione nazionale.

Riaccensione

Insieme di attività coordinate dal Gestore con l'obiettivo di riconoscimento della condizione di black out e di ripresa della generazione.

<u>Richiesta di connessione</u>	Richiesta di accesso alle infrastrutture della rete finalizzata alla connessione di impianti elettrici di nuova realizzazione.
<u>Ridondanza n-1</u>	Caratteristica della catena di protezione principale che discende dalla presenza di opportune duplicazioni degli elementi della catena stessa, di modo che, ipotizzando malfunzionante un solo qualsivoglia elemento della catena, questa assicuri ancora l'eliminazione del guasto con degrado di selettività e rapidità prestabilito.
<u>Rifacimento della connessione</u>	Ricostruzione di una soluzione per la connessione esistente a fronte dell'indisponibilità permanente dell'impianto per la connessione in seguito a calamità naturali o ad altre cause di forza maggiore.
<u>Rifiuto di carico</u>	Vedi Load rejection
<u>Riserva primaria di potenza</u>	La capacità produttiva resa disponibile al Gestore, ed asservita alla regolazione primaria della frequenza.
<u>Riserva secondaria di potenza</u>	La capacità produttiva resa disponibile al Gestore ed asservita alla regolazione secondaria di frequenza.
<u>Riserva terziaria di potenza</u>	La capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento (riserva terziaria di potenza a salire) o del decremento (riserva terziaria di potenza a scendere) dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento, secondo le condizioni definite dal Gestore nel Capitolo 4 del presente Codice di rete.
<u>Schema di rete</u>	Assetto circuitale della rete rappresentabile graficamente come schema unifilare ad un livello di dettaglio sufficiente per evidenziare gli elementi della Rete nonché i componenti costituenti i medesimi.
<u>Semibanda di riserva primaria o secondaria</u>	La massima variazione di potenza rispetto al programma vincolante modificato di un'UP, che può essere richiesta, sia in aumento che in diminuzione, rispettivamente per il servizio di riserva primaria o secondaria.
<u>Servizio di connessione</u>	Servizio erogato al fine di garantire l'accesso alle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale, consistente nello stabilimento e nella relativa gestione della realizzazione della connessione alla rete suddetta.

Servizio di interrompibilità del carico

Il servizio fornito dalle unità di consumo connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal medesimo Gestore.

Settimana

Arco temporale compreso tra le 00:00 del lunedì e le ore 24:00 della domenica successiva.

Sicurezza deterministica ("Sicurezza N-1")

Sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale ed improvviso di un qualsiasi componente del sistema elettrico (linea, trasformatore, gruppo generatore) non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

Sicurezza N

Un sistema elettrico è in questo stato sicuro quando tutti i suoi N componenti stanno funzionando correttamente, ma generalmente ciò non è più vero nel caso di un disservizio.

Sicurezza N-1 correttiva

Un sistema elettrico si trova in questo stato quando è possibile, a seguito di un guasto di un qualunque suo componente, intraprendere delle azioni, generalmente automatiche, su variabili di controllo tali da riportare il sistema stesso in un normale stato di funzionamento prima che il funzionamento degeneri in una instabilità con un disservizio generalizzato.

Sicurezza N-1 preventiva

Un sistema in questa condizione continua a funzionare in maniera sicura anche a seguito di una perturbazione. Non sono quindi intraprese azioni di controllo a disturbo avvenuto, a meno che non si desideri riportare il sistema in uno stato preventivamente sicuro.

Sistema con neutro efficacemente a terra

Sistema nel quale, in caso di guasto a terra, la tensione verso terra delle fasi sane alla frequenza di rete non supera in nessun punto della rete l'80% della tensione concatenata nominale (tensione fase – fase).

Sistema di Acquisizione Principale

Il sistema costituito da un insieme di dispositivi hardware/software deputato all'acquisizione, alla memorizzazione ed alla convalida (ed eventualmente alla correzione e/o stima) dei dati di misura, al fine di renderli disponibili ad altri sistemi ed agli Utenti interessati ed autorizzati alla loro lettura.

**Sistema di Acquisizione
Secondario**

Il sistema costituito da un insieme di dispositivi hardware/software in grado di archiviare dati di misura, acquisendoli direttamente dalle apparecchiature di misura, allo scopo di renderli disponibili per l'acquisizione al Sistema di Acquisizione Principale.

Sistema di Controllo

Insieme di sistemi di calcolo, linee di trasmissione dati ed apparati che rendono possibile il controllo, in sicurezza ed economia, dell'intero sistema elettrico.

Sistema di telecomunicazione

L'infrastruttura costituita dall'insieme dei mezzi fisici e dei dispositivi hardware/software necessari al Sistema di Acquisizione Principale per acquisire i dati di misura dalle apparecchiature di misura.

**Sistema di telecontrollo e di
telemisura**

Complesso di apparecchiature di trasmissione dati a distanza che permette la gestione degli impianti e il controllo e la misura della fornitura ai clienti.

Sistema elettrico controllato

Insieme della Rete di trasmissione nazionale, degli impianti degli Utenti direttamente connessi, comprese le apparecchiature associate per i servizi ausiliari.

Sistema elettrico nazionale (SEN)

Complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione ubicati sul territorio nazionale.

**Sistemi di controllo dei flussi di
potenza e tensione (FACTS)**

Dispositivi atti a regolare la distribuzione dei flussi di potenza sulle linee di trasmissione a valori opportuni.

Sito di connessione

Area nella quale sono installati gli impianti elettrici che realizzano il collegamento circuitale tra la rete con obbligo di connessione di terzi a cui gli stessi sono connessi e gli impianti dell'utente della rete.

**Soggetto richiedente la
connessione o Soggetto
richiedente**

Soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti elettrici di nuova realizzazione o finalizzata alla modifica della connessione di utenze già connesse ad una rete con obbligo di connessione di terzi o al rifacimento della connessione.

**Soluzione tecnica minima per la
connessione**

Soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce.

Stabilità (di un sistema elettrico)

Un sistema elettrico è stabile per un'assegnata perturbazione impressa a partire da una prefissata condizione iniziale di regime permanente, se, dopo estinto il regime transitorio, esso ritorna integralmente in equilibrio, cioè se le macchine sincrone riassumono tutte le rispettive velocità di sincronismo, non si verifica la separazione della rete, le tensioni riassumono i valori che avevano prima della perturbazione (se la perturbazione è transitoria) o valori comunque prossimi alla tensione nominale (se la perturbazione è permanente).

Stabilità dinamica

Attitudine del sistema elettrico a non essere sede di oscillazioni persistenti a seguito di una perturbazione.

Stabilità statica

Attitudine del sistema elettrico a rimanere stabile a seguito di piccole perturbazioni e variazioni lente di carico o generazione.

Stabilità transitoria

Attitudine del sistema elettrico a mantenere un funzionamento stabile a seguito di una specificata perturbazione rapida di grande ampiezza che venga a sovrapporsi ad una assegnata condizione iniziale stabile.

Stallo

Insieme di impianti di potenza e di impianti accessori asserviti ad una linea elettrica o ad un trasformatore che collegano la linea o il trasformatore con il sistema di sbarre di una stazione elettrica.

Standard di sicurezza

Il sistema elettrico è in condizioni standard di sicurezza se rispetta il criterio di sicurezza N-1 e se presenta margini di riserva sufficienti per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

Stazione di connessione

Stazione elettrica facente parte della RTN, a cui l'impianto di consegna è collegato da una o più linee elettriche.

Stazione di consegna

Stazione elettrica che collega l'impianto del produttore alla rete di interesse pubblico e al cui interno è individuato il punto di consegna.

Stazione di smistamento

Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete ad uno stesso livello di tensione.

Stazione di trasformazione

Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse.

Stazione elettrica

La parte di una rete, concentrata e chiusa in un ben determinato sito, utilizzata sia per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, sia per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse, sia per trasformare l'energia elettrica alla più bassa tensione utilizzabile dall'Utente.

Telelettura (o lettura remota)

Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante accoppiamento della stessa con un dispositivo di interfaccia di telecomunicazione ad un sistema di acquisizione centrale, con interposizione di sistemi di telecomunicazione.

Tensione nominale del sistema (tensione nominale)

Valore della tensione utilizzato per designare o identificare il sistema.

Terminale Portatile di Lettura

Dispositivo in grado di acquisire dati di misura mediante accoppiamento diretto con un'apparecchiatura di misura, senza interposizione di sistemi di telecomunicazione.

Titolare dell'iniziativa

Il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi.

Titolare di porzione di RTN o Titolare di RTN (Titolare)

Il soggetto che ha la disponibilità di una porzione di RTN, essendone di norma proprietario.

Trasformatore di corrente (TA)

Trasformatore di misura in cui la corrente secondaria, in condizioni di utilizzo normali, è sostanzialmente proporzionale alla corrente primaria e che in fase differisce da questa di un angolo prossimo a zero per un senso appropriato delle connessioni.

Trasformatore di misura

Trasformatore destinato ad alimentare strumenti di misura, relè e altri apparecchi simili.

Trasformatore di tensione (TV)

Trasformatore di misura in cui la tensione secondaria, in condizioni di utilizzo normali, è sostanzialmente proporzionale alla tensione primaria e che in fase differisce da questa di un angolo prossimo a zero per un senso appropriato delle connessioni.

UCTE

Acronimo di Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité.

Unità abilitata (UPA)

Un'unità di produzione (UPA) o di consumo rilevante che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento, per almeno uno dei servizi ivi negoziati.

Unità di consumo (UC)

Un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente.

Unità di produzione (UP)

L'insieme di uno o più gruppi di generazione nella disponibilità di un Utente del Dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite nel [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete ed approvate dal Gestore, e tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente.

Unità di produzione dispacciabile

Una unità di produzione abilitata alla fornitura delle risorse per il servizio di dispacciamento approvvigionate mediante la formulazione di offerte di acquisto e vendita nel Mercato per il servizio di dispacciamento o mediante contratti per la fornitura dei servizi di dispacciamento.

Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili

Un'unità di produzione che utilizza l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente.

Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili programmabili

Un'unità di produzione che utilizza l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente.

Unità di produzione CIP6/92 (o UP CIP6/92)

Un'unità di produzione che cede energia elettrica al GRTN S.p.A. ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

Unità di produzione di cogenerazione (o UP di cogenerazione)

Un'unità di produzione che rispetta le condizioni di cui alla deliberazione n. 42/02 della Autorità.

Unità essenziale (per la sicurezza del sistema elettrico)

Un'unità di produzione o una unità di consumo che risulta indispensabile ai fini del dispacciamento in alcune prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Unità di produzione e pompaggio strategiche

Unità idroelettriche di produzione e pompaggio utilizzate dal Gestore ai fini dell'approvvigionamento dello stoccaggio e riportate nel documento A.31 "Unità di produzione e pompaggio strategiche".

Utente o Utente della rete

Sono i soggetti titolari di:

- (a) unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f);
- (b) unità di consumo connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f);
- (c) reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale connesse alla medesima rete direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ad esclusione delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti gestori di rete diversi dal Gestore della rete e diversi dalle imprese distributrici;
- (d) reti interne d'utenza connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f);
- (e) linee dirette connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f);
- (f) reti con obbligo di connessione di terzi non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale neppure indirettamente attraverso reti di distribuzione o attraverso collegamenti in corrente continua;
- (g) merchant lines.

Utente della connessione

L'utente della rete i cui impianti elettrici risultino essere connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale o che richiede la connessione a detta rete.

Utenti del Dispacciamento (UdD)

I soggetti indicati al Capitolo 4, paragrafo [4.3.1.1](#) del presente Codice di rete.

<u>Utenza</u>	Qualunque impianto elettrico direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.
<u>Variazione di potenza di connessione</u>	Un incremento ovvero una diminuzione oltre i limiti del $\pm 10\%$ della potenza di connessione rispetto a quella comunicata con una precedente richiesta.
<u>Verso convenzionale dell'energia</u>	Si assume come verso positivo (o entrante) dell'energia quello in ingresso alla RTN.
<u>Vincolo di rete</u>	Una qualunque limitazione al funzionamento del sistema elettrico nazionale derivante da caratteristiche tecniche di elementi di rete.
<u>Zona</u>	Una delle porzioni in cui il Gestore suddivide la rete al fine dell'assegnazione dei diritti di trasmissione nel mercato dell'energia. Le zone si suddividono in zone geografiche, zone virtuali estere e zone virtuali nazionali.
<u>Zona di regolazione</u>	Una porzione del sistema interconnesso UCTE, solitamente coincidente con il territorio di un Paese o di un'area geografica, fisicamente demarcata dalla posizione di punti di misura per gli scambi di energia e potenza con la rimanente parte della rete interconnessa.
<u>Zona geografica</u>	Una zona che non è virtuale.
<u>Zona virtuale estera</u>	L'insieme delle linee di interconnessione della RTN con ciascuno dei Paesi le cui reti sono direttamente connesse con la rete nazionale.
<u>Zona virtuale nazionale</u>	Un polo di produzione limitato.

CAPITOLO 1

ACCESSO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

INDICE

SEZIONE 1A. - CONNESSIONI ALLA RTN.....	6
1A.1 OGGETTO.....	6
1A.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	7
1A.3 CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLE SOLUZIONI DI CONNESSIONE	7
1A.4 SOLUZIONI TECNICHE CONVENZIONALI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN	8
1A.5 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI GENERAZIONE E DI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO	17
1A.5.1 Modalità di presentazione delle richieste di connessione.....	17
1A.5.2 Modalità e tempi di risposta del Gestore.....	18
1A.5.3 Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione.....	22
1A.5.4 Disciplina degli impianti di rete per la connessione nel caso di connessione di impianti di generazione non sottoposti alla legge 55/02, al d. lgs. 387/03 e di impianti corrispondenti ad unità di consumo	23
1A.5.5 Disciplina degli impianti di rete per la connessione nel caso di connessione di impianti di generazione sottoposti alla legge 55/02 o al d. lgs. 387/03.....	24
1A.5.6 Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione tecnica minima generale per la connessione alla RTN.....	24
1A.5.7 Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di rete per la connessione.....	25
1A.5.8 Adempimenti successivi all'ottenimento della autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.....	27
1A.5.9 Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione	29
1A.5.10 Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione.....	31
1A.5.11 Modalità per le comunicazioni e per i pagamenti - disposizioni generali.....	33
1A.5.12 Modelli e fac-simili	34
1A.6 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI, DI RETI INTERNE DI UTENZA, DI LINEE DIRETTE E DI MERCHANT LINES.....	34
1A.6.1 Modalità di presentazione delle richieste di connessione.....	34
1A.6.2 Modalità e tempi di risposta del Gestore.....	36
1A.6.3 Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione.....	36
1A.6.4 Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione di connessione	37
1A.6.5 Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di RTN per la connessione	38

1A.6.6	Modalità e tempi per la realizzazione degli impianti RTN per la connessione.....	39
1A.6.7	Soluzioni tecniche convenzionali per la realizzazione delle connessioni degli impianti	40
1A.6.8	Individuazione degli impianti per la connessione.....	41
1A.6.9	Standard tecnici e specifiche di progetto	41
1A.6.10	Disposizioni generali	41
SEZIONE 1B. - REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE		42
1B.1	OGGETTO.....	42
1B.2	AMBITO DI APPLICAZIONE	42
1B.3	CARATTERISTICHE E PRESTAZIONI DELLA RTN NEI SITI DI CONNESSIONE.....	44
1B.3.1	Limiti di variazione della frequenza	45
1B.3.2	Limiti di variazione della tensione	45
1B.3.3	Interruzioni del servizio.....	46
1B.3.4	Numero atteso dei buchi di tensione.....	46
1B.3.5	Altre caratteristiche della tensione in condizioni di esercizio normale	46
1B.3.5.1	Massimo livello di distorsione armonica totale	47
1B.3.5.2	Massimo grado di dissimmetria della tensione trifase.....	47
1B.3.5.3	Indici di severità della fluttuazione di tensione (flicker).....	47
1B.3.6	Livelli di tenuta alle sovratensioni e coordinamento dell'isolamento.....	48
1B.3.7	Valori massimo e minimo delle correnti di corto circuito	48
1B.3.8	Caratteristiche e prestazioni dei sistemi di protezione.....	49
1B.3.9	Caratteristiche dei dispositivi di interruzione e sezionamento	51
1B.3.10	Stato del neutro	51
1B.3.11	Conduzione degli impianti di trasmissione.....	51
1B.3.12	Prestazioni dei sistemi di comunicazione.....	52
1B.3.13	Limiti di scambio di potenza attiva e reattiva.....	52
1B.3.14	Indisponibilità per lavori.....	53
1B.4	REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI DIRETTAMENTE CONNESSI.....	53
1B.4.1	Schemi di principio per il collegamento.....	54
1B.4.2	Punti di separazione funzionale	54
1B.4.3	Gestione delle stazioni elettriche	55
1B.4.3.1	Punti di consegna multipli	57
1B.4.3.2	Alimentazioni di emergenza.....	57
1B.4.3.3	Responsabilità per la sicurezza	57
1B.4.4	Indisponibilità per manutenzione.....	58
1B.4.5	Protezioni	58
1B.4.5.1	Criteri generali.....	58
1B.4.5.2	Protezioni della stazione di consegna	59
1B.4.5.3	Protezione contro guasti esterni all'impianto dell'Utente	60
1B.4.5.4	Protezioni contro guasti interni all'impianto dell'Utente	60
1B.4.5.5	Protezioni dei collegamenti AT e AAT tra la stazione di consegna e la RTN.....	61
1B.4.5.6	Tarature dei dispositivi di protezione	61

1B.4.5.7	Interventi sui dispositivi di protezione	62
1B.4.5.8	Dispositivi di richiusura automatica.....	62
1B.4.5.9	Telescatto rapido per protezione	63
1B.4.5.10	Telepilotaggio.....	63
1B.4.6	Caratteristiche dei componenti elettrici	63
1B.4.7	Stato del neutro	64
1B.4.8	Prestazioni dei sistemi di comunicazione.....	65
1B.4.8.1	Apparati di telecontrollo	68
1B.4.8.2	Informazioni inviate dall'Utente	68
1B.4.8.3	Telecomandi per l'attuazione delle azioni previste nel Piano di difesa	68
1B.4.8.4	Collegamenti telefonici.....	69
1B.4.9	Contributo alle correnti di corto circuito.....	70
1B.4.10	Coordinamento dell'isolamento.....	71
1B.4.11	Limiti di scambio di potenza	71
1B.4.11.1	Scambio in condizioni normali	71
1B.4.11.2	Scambio in altre condizioni	71
1B.4.12	Servizi di sistema per gli impianti di produzione	72
1B.4.13	Documentazione tecnica del sito di connessione	74
1B.4.13.1	Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto di Utente	76
1B.4.13.2	Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione	76
1B.4.13.3	Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo	77
1B.4.14	Documentazione di connessione	77
1B.5	IMPIANTI DI GENERAZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI.....	82
1B.5.1	Caratteristiche della tensione.....	82
1B.5.1.1	Distorsione armonica	82
1B.5.1.2	Dissimmetria delle tensioni	83
1B.5.2	Prestazioni degli impianti di generazione.....	83
1B.5.3	Prestazioni dei gruppi di generazione	85
1B.5.4	Prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione.....	88
1B.5.5	Funzionamento in presenza di correnti di sequenza inversa.....	89
1B.5.6	Servizi di sistema	89
1B.5.6.1	Regolazione primaria di frequenza	89
1B.5.6.2	Regolazione primaria di tensione	90
1B.5.7	Caratteristiche dei regolatori di velocità	91
1B.5.8	Caratteristiche dei regolatori di tensione.....	92
1B.5.9	Informazioni trasmesse dal Produttore	94
1B.5.9.1	Segnali e misure per la gestione della RTN	94
1B.5.9.2	Informazioni per la rapida ripresa del servizio	94
1B.5.9.3	Informazioni per la ricostruzione dei disservizi.....	95
1B.5.10	Livelli di regolazione trasmessi dal Gestore.....	95
1B.5.11	Protezioni dei gruppi di generazione.....	96
1B.5.11.1	Protezioni contro i guasti interni.....	96

1B.5.11.2	Protezioni contro i guasti esterni.....	98
1B.5.12	Verifiche periodiche.....	99
1B.6	RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DIRETTAMENTE CONNESSE.....	100
1B.6.1	Caratteristiche della tensione.....	101
1B.6.2	Distacco del carico.....	102
1B.6.3	Procedure per la riaccensione e la rialimentazione.....	103
1B.6.4	Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva.....	103
1B.6.5	Segnali e misure trasmessi dall'Utente.....	104
1B.6.5.1	Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN.....	104
1B.6.5.2	Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi.....	104
1B.6.6	Piccole reti isolate.....	105
1B.6.7	Interoperabilità e sviluppo delle reti.....	105
1B.7	IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO DIRETTAMENTE CONNESSE.....	107
1B.7.1	Caratteristiche della tensione.....	107
1B.7.2	Dispositivi per il distacco del carico.....	108
1B.7.3	Segnali e misure trasmessi dall'Utente.....	109
1B.7.3.1	Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN.....	109
1B.7.3.2	Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi.....	110
1B.7.4	Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva.....	110
1B.8	CIRCUITI DI INTERCONNESSIONE DELLA RTN CON ALTRE RETI.....	111
1B.8.1	Porzioni limitate della RTN.....	112
1B.8.2	Linee di interconnessione con l'estero.....	112
1B.8.3	Reti interne di utenza delle Ferrovie dello Stato.....	114
1B.8.3.1	Distacco del carico.....	115
1B.8.3.2	Procedura per la riaccensione e la rialimentazione.....	115
1B.8.3.3	Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva.....	115
1B.8.3.4	Segnali e misure trasmessi dall'Utente.....	115
1B.8.4	Reti interne di utenza e linee dirette direttamente connesse alla RTN.....	117
1B.9	SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE.....	117
1B.10	IMPIANTI DI GENERAZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI.....	119
1B.10.1	Segnali e misure trasmessi dall'impianto.....	120
1B.10.2	Limiti di variazione della frequenza di rete.....	121
1B.10.3	Potenza massima degli impianti.....	121
1B.10.4	Ripristino del servizio elettrico.....	121
1B.10.5	Regolazione della frequenza.....	121
1B.10.6	Regolazione della tensione.....	122
1B.10.7	Requisiti di flessibilità.....	122
1B.10.7.1	Procedure di rialimentazione e condizioni di avviamento e parallelo.....	122
1B.10.7.2	Presa di carico.....	122
1B.10.7.3	Capacità di variazione della potenza reattiva.....	123

1B.10.7.4	Funzionamento in seguito a guasti esterni	123
1B.10.7.5	Attitudine ad alimentare porzioni isolate della RTN.....	123
1B.10.8	Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi	124
1B.10.9	Protezioni dei gruppi.....	124
1B.10.10	Verifiche.....	124
1B.11	REGOLE TECNICHE RELATIVE ALLE RETI NON DIRETTAMENTE CONNESSE CON LA RTN	124
1B.12	VIOLAZIONI ALLE REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE	125
1B.12.1	Violazioni	125
APPENDICE	128
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	128

SEZIONE 1A. - CONNESSIONI ALLA RTN

1A.1 OGGETTO

1A.1.1 1A.1.1 La presente sezione 1A disciplina le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del **servizio di connessione** alle reti elettriche agli **utenti della connessione**.

Ai fini della presente sezione gli **utenti della connessione** si distinguono in titolari di:

- (a) **impianti di generazione** (vedi sezione [1A.5](#));
- (b) impianti corrispondenti ad **unità di consumo** (vedi sezione [1A.5](#));
- (c) impianti appartenenti a **reti con obbligo di connessioni di terzi, reti interne di utenza, linee dirette e merchant lines** (vedi sezione [1A.6](#)).

1A.1.2 La sezione descrive i seguenti aspetti della procedura di connessione alla **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**:

- (a) criteri per l'elaborazione delle soluzioni di connessione;
- (b) soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla **RTN**;
- (c) modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del **servizio di connessione**.

1A.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

1A.2.1 Le disposizioni della presente sezione si applicano alla connessione alla **RTN** degli impianti di cui al precedente paragrafo [1A.1.1](#), lettere (a), (b) e (c) e, in particolare:

- (a) all'accesso alla **RTN** di impianti che non siano già connessi;
- (b) alla **modifica della connessione** di impianti che siano già connessi ivi inclusa la **variazione della potenza di connessione** di impianti già connessi;
- (c) alla **variazione di potenza di connessione** rispetto ad una richiesta di connessione di impianti alla rete presentata al **Gestore** ai sensi del presente Codice di rete;
- (d) al rifacimento della connessione.

1A.3 CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLE SOLUZIONI DI CONNESSIONE

1A.3.1 Il **Gestore** esamina le **richieste di connessione** alla **RTN** per definire, caso per caso, la soluzione tecnica per la connessione sulla base di criteri che possano consentire, tenendo conto degli aspetti tecnici ed economici delle opere di allacciamento e di quanto previsto al Capitolo 2, paragrafo [2.3.3](#), la continuità e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire. Ciò presuppone una scelta delle modalità di inserimento dell'impianto nella rete, dello schema di connessione e della configurazione degli impianti di consegna, che consentano la compatibilità dell'impianto con la rete e le sue esigenze di gestione ed esercizio.

1A.3.2 Lo schema di connessione, la realizzazione e l'esercizio dell'**impianto di Utente** devono essere tali da:

- (a) non degradare le prestazioni e l'affidabilità della **RTN**;
- (b) non compromettere la sicurezza del servizio elettrico;
- (c) non danneggiare gli altri **Utenti** connessi alla **RTN**;

nel rispetto di quanto previsto nelle **Regole tecniche di connessione** di cui alla [sezione 1B](#) del presente capitolo e secondo gli standard di cui al successivo [Capitolo 10](#).

Il **Gestore** verifica l'idoneità delle possibili soluzioni di connessione con riferimento alle condizioni tipiche di funzionamento della rete previsionale.

Il **Gestore** analizza ogni iniziativa nel contesto di rete in cui si inserisce e si adopera per minimizzare eventuali problemi legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area fermo restando l'obbligo dell'**Utente** di rispettare eventuali limitazioni di esercizio dovute a vincoli di rete.

1A.4 **SOLUZIONI TECNICHE CONVENZIONALI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN**

1A.4.1 Il **Gestore** determina il livello di tensione, la porzione di rete, il **nodo** e lo schema di connessione più appropriato in base a vari fattori tra cui, a titolo non esaustivo:

- (a) la potenza e le caratteristiche dell'impianto da connettere;
- (b) l'ubicazione dell'impianto da connettere;

- (c) la presenza, nell'area di interesse, di **impianti di generazione**, di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, di linee e di stazioni;
- (d) la **capacità di trasporto** delle linee;
- (e) i margini di trasmissione disponibili sulla rete e, se del caso, i margini di **stabilità dinamica**;
- (f) la sicurezza di esercizio della rete;
- (g) gli interventi già programmati nel **Piano di Sviluppo** della rete, per il quale si rinvia al [Capitolo 2](#) del presente Codice di rete;
- (h) la qualità del servizio (**disalimentazioni** e altri parametri di qualità della tensione) di cui al [Capitolo 11](#) del presente Codice di rete.

1A.4.2

Con riferimento agli schemi di connessione si applica quanto riportato nel documento A.2 "Guida agli schemi di connessione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Per evitare di ridurre l'affidabilità della **RTN** con numerosi inserimenti di nuove **stazioni di connessione**, a distanza ravvicinata sulla stessa linea di trasmissione, il **Gestore** indica, ove opportuno, per nuovi **Utenti** da connettere alla **RTN**, soluzioni di collegamento su un'unica stazione.

Il **Gestore** adotta inoltre criteri specifici a seconda della tipologia e delle caratteristiche dell'impianto, come di seguito sinteticamente specificato.

(a) *Impianti di generazione (Produttori)*

Nell'elaborare la soluzione di connessione il **Gestore** definisce i rinforzi necessari a creare localmente una configurazione di rete adeguata alla produzione dell'impianto individuando gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente

necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione nonché le modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto da attuare fino alla realizzazione degli interventi suddetti.

Al riguardo sono da preferire:

- (i) in linea generale, soluzioni di connessione sulle porzioni di rete meno congestionate;
- (ii) ove possibile, nel rispetto dei vincoli di sicurezza, collegamenti in antenna su stazioni esistenti.

La scelta della soluzione di connessione può essere inoltre influenzata:

- (i) dalla tipologia della **centrale** (termoelettrica, idroelettrica, da fonte eolica, ecc.);
- (ii) dal numero e dalla taglia dei **gruppi di generazione**;
- (iii) dalla presenza e dall'entità dei **carichi propri**, con particolare riferimento ai **carichi essenziali**;
- (iv) dal contributo alle correnti di **corto circuito**.

(b) *Impianti corrispondenti ad unità di consumo*

Fermi restando i criteri di valutazione generali precedentemente elencati ai punti [1A.4.1](#) e [1A.4.2](#), nell'elaborazione della soluzione di connessione di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, il **Gestore** verifica la capacità di trasmissione e di generazione sulla porzione di rete interessata, in base alle caratteristiche della rete esistente, alla dislocazione dei **carichi** circostanti, sia attuale che

previsionale, e alla tipologia degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**.

Oltre alla taglia dell'impianto, sono considerati anche i possibili disturbi immessi in rete dalla nuova utenza, quali ad esempio le armoniche, il **flicker**, la dissimmetria delle tensioni, ecc. Elevati livelli di disturbo possono infatti influenzare la scelta della soluzione tecnica, in particolare per quanto riguarda il livello di tensione della rete a cui collegare l'**Utente**, tenuto anche conto del valore della **potenza di corto circuito** nel **nodo** di connessione.

(c) Impianti appartenenti a reti con obbligo di connessione di terzi, a reti interne di utenza, a linee dirette e a merchant lines

Per tali tipologie di connessioni, che possono riguardare sia **stazioni elettriche** che elettrodotti, il **Gestore** valuta l'iniziativa di connessione tenendo conto degli effetti che tali interventi generano sulla **RTN** e sulle altre reti interessate dalla connessione.

1A.4.3 Di seguito sono descritti i criteri e le soluzioni tecniche convenzionali di connessione alla **RTN**.

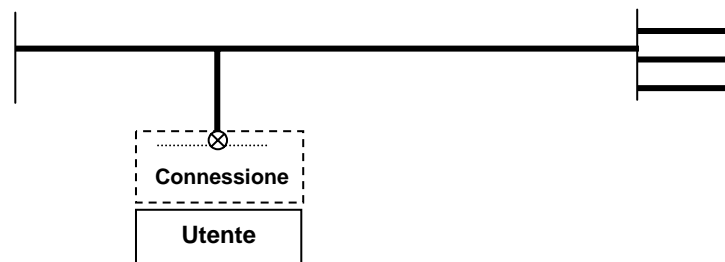
(a) Descrizione

Le soluzioni di connessione normalmente utilizzate nella **RTN** sono classificate in base:

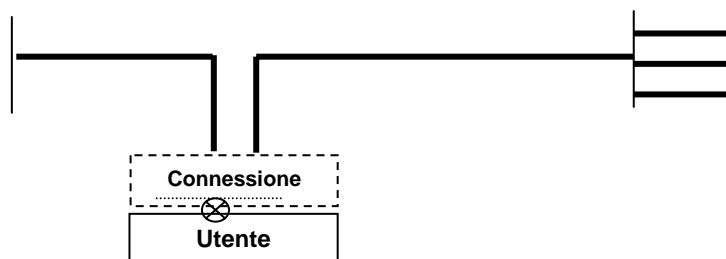
- (i) all'inserimento dell'impianto nella rete;
- (ii) alla tipologia dei sistemi di sbarra (schemi di stazione);
- (iii) agli organi di manovra e d'interruzione adottati.

Nella classificazione in relazione all'inserimento sono ammesse le seguenti tipologie:

- (i) Inserimenti su linee esistenti.
- In derivazione rigida. **L'inserimento in derivazione rigida** è consentito qualora non sia possibile ricorrere ad altre tipologie di collegamento, ed è applicabile a reti a tensione non superiore a 150 kV e per potenze non superiori a 20 MVA. Non sono consentite linee a più di tre estremi.

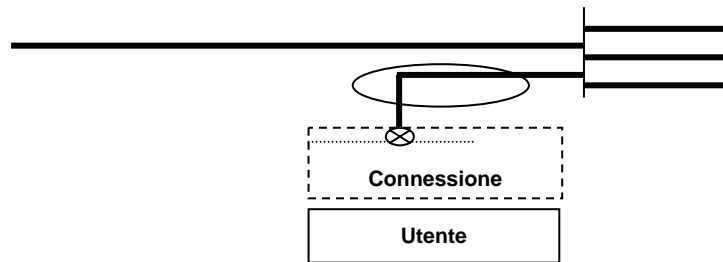


- In entra esce. **L'inserimento in entra-esce** può essere realizzato con due linee su palificazioni separate o con una linea in doppia terna. La soluzione con doppia terna è ammessa nel caso che non sia possibile realizzare la soluzione con linee su palificazioni separate per motivate esigenze tecniche ovvero per condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

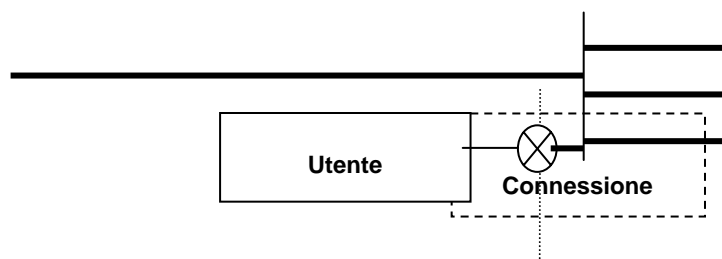


(ii) Inserimenti su stazioni esistenti.

- In antenna. L'**inserimento in antenna** è generalmente adottato se le distanze dalla **stazione di connessione** sono inferiori alla distanza convenzionale di 20 km. Per impianti che richiedano una elevata disponibilità (quali ad esempio gli **impianti di generazione** base con potenza complessiva superiore a 100 MVA), l'inserimento in antenna può essere realizzato con più collegamenti.



- In stazione adiacente. Nell'**inserimento in stazione adiacente** un **impianto di Utente** può essere inserito sul sistema di sbarre della **stazione di connessione** senza linea interposta o con tratti di conduttori di lunghezza inferiore a 500 m (lunghezza convenzionale) e se del caso, con un unico interruttore di proprietà dell'utente e di competenza funzionale dell'impianto di utenza.



- In doppia antenna. **Nell'inserimento in doppia antenna** una nuova **stazione** afferisce attraverso due collegamenti di nuova realizzazione e di pari **tensione nominale** a due distinte **stazioni RTN** esistenti. Tale schema, consistenza delle realizzazioni a parte, è funzionalmente equivalente ad un **inserimento di tipo entra - esce**.

Nella classificazione in relazione ai sistemi di sbarra delle stazioni sono ammessi i seguenti schemi di connessione.

- (i) Assenza di sbarre (derivazione rigida). Questo schema è consentito solo nel caso in cui la derivazione rigida corrisponda ad un solo **stallo** dell'**Utente** direttamente connesso. L'adozione di tale schema deve essere espressamente richiesta dall'**Utente**, fatta salva la disponibilità dell'**Utente** medesimo ad accettare un'altra soluzione di connessione a fronte di motivata richiesta del **Gestore**. La disponibilità dell'**Utente** al cambiamento di schema deve, in ogni caso, essere formalizzata nella **documentazione di connessione**.
- (ii) Sistemi a semplice sbarra. Questo schema è generalmente adottato sulla rete a tensione di 120÷150 kV.
- (iii) Sistemi a doppia sbarra. Questo schema è di norma adottato sulla rete a tensione di 380-220 kV ed è obbligatorio in caso di più **stalli** dell'utente o di più di due **stalli** linea **AT** o **AAT**.

Nella classificazione in relazione agli organi di manovra ed interruzione adottati nell'impianto di rete sono ammesse le seguenti soluzioni:

- (i) soluzioni normali, nelle quali è possibile l'esclusione dell'**impianto di utenza per la connessione** mediante manovra dell'interruttore RTN, cui afferisce l'impianto medesimo;
- (ii) soluzioni ridotte, nelle quali l'esclusione dell'**impianto di utenza per la connessione** è affidata, in tutto o in parte, a sezionatori lato **RTN** anziché interruttori. L'adozione di una soluzione ridotta deve essere richiesta dall'**Utente**, fatta salva la disponibilità dell'**Utente** medesimo, su motivata richiesta del **Gestore**, a predisporre l'impianto in modo che lo stesso possa evolvere in soluzione normale in tempi successivi.

Il sistema di sbarre ed il numero di linee di collegamento sono definiti dal **Gestore** d'accordo con l'**Utente** e sulla base dei seguenti fattori:

- (i) esigenze della rete, quali la disponibilità di linee e sbarre per alimentare in modo sicuro altri **Utenti** nella stessa stazione, la disponibilità di produzione, la selettività delle **protezioni** in relazione alla disponibilità della linea o della stazione interessata;
- (ii) esigenze dell'impianto dell'**Utente**, quali la disponibilità di sbarre e di collegamenti, legate alla taglia dell'impianto, al numero di circuiti o di **gruppi di generazione** dell'impianto stesso, al servizio previsto (continuo, di punta o altro) o alla continuità del servizio.

Per eseguire le verifiche di idoneità delle soluzioni scelte il **Gestore** farà riferimento, ove necessario, alle condizioni tipiche di funzionamento ipotizzate nella pianificazione della **RTN** (quali, ad esempio, carico previsionale alla punta o carico minimo) e agli assetti standard delle **protezioni** applicate alle soluzioni impiantistiche adottate.

L'impianto dell'**Utente** deve poter essere sempre isolato dal resto della rete ed escluso dalla **RTN** in tempi che dipendono dall'importanza funzionale della rete, dagli **indici di disalimentazione** sostenibili e dalle esigenze degli altri **Utenti** della rete. A tali esigenze fa riscontro il criterio di scelta della soluzione standard o ridotta degli organi di manovra, la loro tipologia (telecomandati, motorizzati, manuali) e la presenza o meno di sezionatori di by-pass. A titolo esemplificativo, non sono ammesse soluzioni ridotte nel caso di **impianti di Utente** che necessitano di interventi di soccorso da parte dell'**impianto di rete per la connessione** cui afferiscono (mancata apertura interruttore di utenza, messa in sicurezza impianti di utenza isolati in SF6 ovvero predisposizione telescatti per esigenze di sicurezza estranee alla **RTN**).

Dalla soluzione di collegamento selezionata deriva l'inserimento o meno di impianti e linee nella **RTN**.

Il ruolo degli interruttori (generale, d'interfaccia, ecc.) è individuato in prima fase, sullo schema di principio adottato e stabilito, in via definitiva, nel regolamento di esercizio dell'impianto di connessione realizzato.

Le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal **Gestore** per la connessione degli impianti alla **RTN** sono descritte nel documento A2 "Guida agli schemi di connessione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo. Il **Gestore** si riserva la facoltà di individuare soluzioni di connessione diverse qualora ragioni di ordine tecnico ovvero particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione giustificino una soluzione di connessione particolare.

1A.4.4 Standard tecnici e specifiche di progetto

1A.4.4.1 Il **Gestore** e l'**Utente** sono tenuti a realizzare gli impianti di connessione conformemente alle normative nazionali ed internazionali vigenti (norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO etc.).

- 1A.4.4.2 I requisiti tecnici per gli **impianti di rete per la connessione** sono indicati nelle specifiche tecniche di progetto, nonché nelle guide tecniche per l'**esercizio** e la **manutenzione** degli impianti elaborate dal **Gestore**.
- 1A.4.4.3 L'utente della connessione è tenuto a realizzare ed esercire gli **impianti di utenza** che si interfacciano con gli **impianti di rete** nel rispetto delle **Regole tecniche di connessione**, di cui alla successiva [sezione 1B](#) del presente capitolo, e delle **Regole per il dispacciamento**, di cui al [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete. Per le verifiche di competenza del **Gestore** il **soggetto richiedente** invia la documentazione indicata nelle **Regole tecniche di connessione** o altra documentazione che il medesimo **Gestore** ritenga necessaria.
- 1A.4.4.4 Per le caratteristiche degli impianti di connessione si vedano anche i seguenti documenti allegati: A.3; A.4; A.5; A.6; A.7, A.13 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1A.5 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI GENERAZIONE E DI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO

1A.5.1 *Modalità di presentazione delle richieste di connessione*

- 1A.5.1.1 Le richieste di connessione, formulate dal **soggetto richiedente**, sono presentate in forma scritta al **Gestore** per gli impianti di **potenza di connessione** maggiore o uguale a 10 MVA.
- 1A.5.1.2 Le richieste di connessione contengono l'indicazione espressa:

- (a) del **soggetto richiedente** con i relativi dati identificativi;
- (b) della **potenza di connessione** della richiesta medesima;
- (c) del soggetto eventualmente delegato dal **soggetto richiedente** ad agire in suo nome e conto riguardo agli aspetti tecnici relativi alla connessione;
- (d) dell'accettazione incondizionata ed irrevocabile di tutte le disposizioni del presente Codice di rete.

1A.5.1.3 A pena di improcedibilità, le **richieste di connessione** sono corredate da copia della ricevuta bancaria dell'avvenuto pagamento da parte del **soggetto richiedente** del corrispettivo dovuto al **Gestore** per la definizione della soluzione tecnica minima generale (STMG) come determinato dall'**AEEG**.

1A.5.1.4 Nel caso di richieste incomplete, il **Gestore** invita il **soggetto richiedente** a integrare la richiesta, indicando gli elementi con riferimento ai quali è necessaria l'integrazione. L'integrazione deve pervenire al **Gestore** entro i successivi 60 (sessanta) giorni. Decorso tale termine senza che sia pervenuta la documentazione integrativa la richiesta si intende decaduta. In tal caso il **Gestore** provvede alla restituzione del corrispettivo di cui al precedente paragrafo [1A.5.1.3](#).

Il **Gestore** ai sensi dell'art. 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 può rifiutare le **richieste di connessione** fornendo adeguata motivazione.

1A.5.2 *Modalità e tempi di risposta del Gestore*

1A.5.2.1 Il **Gestore**, a seguito di una **richiesta di connessione**, elabora la STMG e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente** entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della richiesta. Per la STMG che

contempla interventi su reti di proprietà o nella disponibilità di altri gestori i tempi per la predisposizione e l'invio della STMG da parte del **Gestore** sono conformi alle modalità operative definite dal gestore di rete interessato dalla connessione.

La STMG comprende la descrizione:

- (a) dell'**impianto di rete per la connessione** corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali di cui alla sezione [1A.4](#) e dell'**impianto di utenza per la connessione** correlato ovvero della soluzione specifica;
- (b) degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- (c) delle eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del **soggetto richiedente** da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi di cui alla lettera (b);
- (d) dei dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla soluzione tecnica minima generale.

La STMG è corredata da:

- (i) motivazioni tecniche di eventuali modalità di esercizio di carattere provvisorio da attuarsi in attesa degli interventi che si rendano necessari sulle reti elettriche esistenti per soddisfare la richiesta di connessione;

- (ii) tempi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e degli interventi che si rendano strettamente necessari sulle reti elettriche esistenti al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione, al netto di quelli necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, per eventuali opere di bonifica e/o di sistemazione dell'area destinata all'**impianto di rete per la connessione** e per esigenze legate alla continuità del servizio;
- (iii) costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera \(a\)](#);
- (iv) costi degli impianti e degli interventi di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera \(b\)](#), ad esclusione degli interventi relativi alla **RTN**. I costi si intendono al netto di interventi inerenti:
 - la bonifica e/o la sistemazione (sbancamenti, livellamenti e consolidamenti) delle aree destinate all'**impianto di rete per la connessione**;
 - l'acquisizione della disponibilità del terreno su cui sorgerà l'**impianto di rete per la connessione**;
 - la fornitura in MT per l'alimentazione dei servizi ausiliari nei casi di soluzione tecnica convenzionale del tipo in entra – esci o in doppia antenna.

Il **Gestore** elabora la STMG tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, nel contempo, in modo tale da non prevedere limitazioni permanenti della **potenza di connessione** nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Il **Gestore**, ove necessario, può fornire nella STMG, tra le possibili opzioni, anche una soluzione di connessione su rete di pertinenza di un altro gestore

di **rete con obbligo di connessione di terzi**. A tal fine il **Gestore** attuerà, di concerto con i gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi**, opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

Nei casi in cui la STMG implichi la connessione ad una rete elettrica diversa dalla **RTN**, il gestore di rete interessato dalla connessione, subentra al **Gestore** per la realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione**. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del **soggetto richiedente**, della STMG.

- 1A.5.2.2 Il **Gestore** individua altresì, nella STMG, le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente all'**impianto di rete per la connessione** e all'**impianto di utenza per la connessione**. Il **Gestore** individua le tipologie degli impianti di rete che possono essere progettati e realizzati dal **soggetto richiedente la connessione** alle condizioni economiche fissate dall'**AEEG**.
- 1A.5.2.3 Il **Gestore** ha facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione. In tal caso eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del **Gestore**.
- 1A.5.2.4 A seguito della comunicazione della STMG da parte del **Gestore**, il **soggetto richiedente** ha facoltà di richiedere, entro i successivi 60 (sessanta) giorni e per non più di una volta, un'ulteriore soluzione tecnica minima generale. La richiesta di un'ulteriore STMG costituisce a tutti gli effetti una nuova domanda di connessione. Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** le proprie valutazioni in merito entro ulteriori 60 (sessanta) giorni.
- 1A.5.2.5 Qualora la soluzione di connessione fornita dal **Gestore** non coincida con quella eventualmente proposta dal soggetto richiedente, il **Gestore**, su

richiesta del medesimo soggetto richiedente, dà adeguata motivazione indicando le eventuali limitazioni di esercizio previste.

1A.5.2.6 Nel caso di **variazione della potenza di connessione** di cui al paragrafo [1A.2.1 lettera \(c\)](#) il **soggetto richiedente** è tenuto a comunicare tempestivamente l'entità della variazione. Il **Gestore** si riserva la facoltà di modificare la soluzione di connessione anche nel caso sia già stata accettata dal **soggetto richiedente**.

1A.5.3 **Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione**

1A.5.3.1 Il termine per l'accettazione della STMG da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena di decadenza della richiesta, entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla data di comunicazione da parte del **Gestore** della STMG medesima ovvero dalla comunicazione di cui al precedente paragrafo [1A.5.2.4](#).

1A.5.3.2. Salvo quanto previsto nel [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete la suddetta accettazione esime il **Gestore** da tutti gli obblighi di riservatezza in merito all'iniziativa per la quale è stata richiesta la connessione alla rete.

1A.5.3.3 Con l'accettazione della STMG il **soggetto richiedente** assume la responsabilità degli oneri che eventualmente dovessero derivare per l'adeguamento di impianti di telecomunicazione a seguito di **interferenze** ai sensi dell'articolo 95 comma 9 del d. lgs. 259/03.

1A.5.3.4 Il **Gestore** consente, previa istanza da parte del **soggetto richiedente** la **connessione**, all'atto dell'accettazione della STMG, che un impianto per la connessione identificato come **impianto di utenza per la connessione**, venga ricompreso tra gli **impianti di rete per la connessione** e di conseguenza rientri nella competenza del **Gestore** alle condizioni fissate

dall'AEEG. Resta inteso che, in tal caso il punto di consegna convenzionale ai fini del monitoraggio del livello di qualità del servizio resta quello indicato dal Gestore nella STMG. In alternativa, il **Gestore** si riserva di proporre una diversa soluzione di connessione, individuando disposizioni ad hoc di natura sia tecnica che economica.

1A.5.4 *Disciplina degli impianti di rete per la connessione nel caso di connessione di impianti di generazione non sottoposti alla legge 55/02, al d. lgs. 387/03 e di impianti corrispondenti ad unità di consumo*

1A.5.4.1 Nel caso di connessione di **impianti di generazione** di potenza termica non superiore a 300 MW (non sottoposti alla Legge 9 aprile 2002 n. 55), di **impianti di generazione** alimentati da fonti non rinnovabili (non sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387) e di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, ai fini della realizzazione degli impianti di connessione, il **soggetto richiedente** che abbia accettato la STMG, ha facoltà di richiedere al **Gestore** di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli **impianti di utenza** anche per gli **impianti di rete per la connessione**, ivi inclusi gli interventi di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera b\)](#), predisponendo i necessari progetti. In tal caso, il **soggetto richiedente** è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il **soggetto richiedente la connessione** può avvalersi della consulenza del **Gestore** a fronte di una remunerazione stabilita dal **Gestore** medesimo secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

1A.5.4.2 Nel caso in cui il **soggetto richiedente** non eserciti la facoltà di cui al precedente paragrafo, il **Gestore** espleta la procedura autorizzativa,

comunicando in via indicativa i tempi, esclusivamente per l'**impianto di rete per la connessione** e per gli impianti di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera b\)](#) a fronte del corrispettivo di cui al paragrafo [1A.5.10.2 lettera b\)](#).

1A.5.5 ***Disciplina degli impianti di rete per la connessione nel caso di connessione di impianti di generazione sottoposti alla legge 55/02 o al d. lgs. 387/03***

1A.5.5.1 Nel caso di connessione di **impianti di generazione** di potenza termica superiore a 300 MW (sottoposti alla Legge 9 aprile 2002 n. 55) e di impianti alimentati da fonti rinnovabili (sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387), il **soggetto richiedente** che abbia accettato la STMG definita dal **Gestore** sottopone a quest'ultimo la documentazione relativa al progetto degli **impianti di rete e di utenza** per la verifica della rispondenza ai requisiti tecnici del **Gestore**. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il **soggetto richiedente** la connessione può avvalersi della consulenza del **Gestore** a fronte della remunerazione di cui al paragrafo [1A.5.4.1](#).

Il parere del **Gestore** è acquisito nell'ambito della Conferenza di Servizi di cui alla legge n. 55/02 e al d. lgs. 387/03.

1A.5.6 ***Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione tecnica minima generale per la connessione alla RTN***

1A.5.6.1 Entro 180 (centottanta) giorni dall'accettazione della STMG, pena decadenza della richiesta di connessione, ad eccezione delle iniziative con iter autorizzativo dell'**impianto di rete per la connessione** avviato nel rispetto di quanto previsto al paragrafo [1A.5.7](#), il **soggetto richiedente** comunica al

Gestore il programma cronologico di massima della propria iniziativa, descrivendo le attività necessarie e lo stato delle procedure autorizzative di cui si avvale, formulando, se del caso, la richiesta di cui al paragrafo [1A.5.3.4](#). In tal caso il **Gestore** comunica, entro i successivi 30 (trenta) giorni, le proprie valutazioni nonché i termini e le modalità degli adempimenti propedeutici alla realizzazione degli impianti di rete di cui al successivo paragrafo [1A.5.8](#).

1A.5.7 *Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di rete per la connessione*

1A.5.7.1 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia espletato dal **soggetto richiedente** ai sensi dei paragrafi [1A.5.4](#) o [1A.5.5](#), il medesimo cura il progetto degli **impianti di rete per la connessione** sulla base degli standard tecnici del **Gestore** e si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a:

- (a) sottoporre al **Gestore** il progetto **degli impianti di rete per la connessione** al fine del rilascio, da parte del medesimo, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici, ivi comprese le **Regole Tecniche di Connessione** di cui alla [sezione 1B](#) del presente capitolo, prima della sua presentazione alle preposte amministrazioni;
- (b) versare al **Gestore**, contestualmente alla presentazione del progetto degli impianti per la connessione di cui al punto (a), un corrispettivo, stabilito dal **Gestore** stesso secondo principi di trasparenza e non discriminazione, per le attività di verifica e valutazione connesse al rilascio del parere di rispondenza;

- (c) tenere costantemente informato il **Gestore** sullo stato della procedura autorizzativa;
- (d) assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (e) cedere a titolo gratuito l'autorizzazione relativa **agli impianti di rete per la connessione** al **Gestore** per l'espletamento degli adempimenti di propria competenza, ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- (f) versare al **Gestore**, a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e contestualmente alla richiesta della STMD, il corrispettivo per la STMD medesima;
- (g) accettare la STMD come soluzione minima di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

1A.5.7.2 Nel caso in cui per la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia necessario un intervento di **sviluppo** di una porzione di rete esistente di altri **Titolari di RTN**, fatte salve le disposizioni di cui al precedente paragrafo, il **soggetto richiedente** si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a richiedere al proprietario della rete esistente il progetto ai fini autorizzativi attinente alla porzione stessa ovvero ad elaborare il suddetto progetto previo accordo con il medesimo proprietario.

1A.5.7.3 In caso di inosservanza anche parziale degli impegni di cui ai paragrafi [1A.5.7.1](#) e [1A.5.7.2](#), e in ogni caso, fino alla stipula del **contratto di connessione**, il **Gestore** non darà seguito alla realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

1A.5.8 *Adempimenti successivi all'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione*

1A.5.8.1 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni relative all'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione, il **soggetto richiedente la connessione**:

- (a) trasmette al **Gestore** un rapporto semestrale sullo stato delle proprie attività; relativamente alle iniziative autorizzate;
- (b) richiede al **Gestore** la STMD. Tale STMD rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

1A.5.8.2 Contestualmente alla presentazione della richiesta della STMD, il **soggetto richiedente la connessione** è tenuto a versare il corrispettivo per l'elaborazione della STMD di cui al paragrafo [1A.5.10.3](#)).

1A.5.8.3 Contestualmente alla presentazione della richiesta della STMD, Il **soggetto richiedente la connessione** ha facoltà di richiedere al **Gestore** di poter realizzare, in tutto o in parte, gli **impianti di rete per la connessione**.

1A.5.8.4 Il **Gestore** elabora la STMD e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente** entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della richiesta. La STMD contiene:

- (a) l'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi relativi all'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;

- (b) le tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e l'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
- (c) i costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera \(a\)](#);
- (d) i costi degli impianti e degli interventi di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera \(b\)](#), ad esclusione degli eventuali costi necessari per la bonifica e/o la sistemazione delle aree destinate all'**impianto di rete per la connessione**.

I costi di cui ai precedenti lettere c) e d) non potranno superare di più del 20% i costi comunicati con la STMG, di cui al paragrafo [1A.5.2.1 punti \(iii\) ed \(iv\)](#), fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della soluzione tecnica minima generale derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

1A.5.8.5 Il termine per l'accettazione della STMD da parte del richiedente è fissato, a pena decadenza, entro e non oltre 60 (sessanta) giorni dalla comunicazione da parte del **Gestore** della STMD.

1A.5.8.6 Il **Gestore** comunica al soggetto richiedente il suo parere in merito alla richiesta di cui al precedente paragrafo [1A.5.8.3](#), previa verifica del possesso, da parte del **soggetto richiedente**, dei requisiti di idoneità alla realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

In caso di parere positivo, e ferma restando la facoltà del **Gestore** di imporre tutte le condizioni necessarie al mantenimento della sicurezza, il **soggetto richiedente la connessione** è esentato dal pagamento del **corrispettivo per la connessione** indicato nella STMD, al netto dell'onere degli eventuali interventi realizzati dal **Gestore**. Per gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, il **Gestore**, si impegna a pagare, secondo modalità stabilite

nel **contratto di connessione**, un corrispettivo determinato applicando i parametri di cui al paragrafo [1A.5.10.5](#).

1A.5.8.7 Il **Gestore** in accordo con quanto previsto all'art.1 comma 3 della Direttiva **MAP** del 25.06.2003, effettua delle verifiche periodiche sugli **impianti di generazione** autorizzati che risultano in corso di realizzazione o di trasformazione al fine di accertare i tempi previsti per l'entrata in esercizio della nuova potenza, in relazione alle cause di eventuali ritardi. I titolari degli **impianti di generazione**, entro i mesi di maggio e novembre di ciascun anno, sono tenuti ad inviare al **Gestore** un aggiornamento dei programmi cronologici relativi alla realizzazione degli impianti autorizzati. Il **Gestore** invia al **MAP** lo stato di avanzamento delle attività realizzative inerenti gli **impianti di generazione** autorizzati, così come rilevati entro i mesi di giugno e dicembre di ciascun anno.

1A.5.9 *Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione*

1A.5.9.1 I rapporti tra il **Gestore** ed il **soggetto richiedente la connessione**, ai fini dell'erogazione del servizio di connessione, sono regolati tramite un apposito **contratto per la connessione**, da stipularsi preliminarmente all'avvio della fase realizzativa dell'**impianto di rete per la connessione**.

1A.5.9.2 Nel caso di procedure realizzative a cura del **Gestore**, sempre che ne sussistano i presupposti, lo stesso avvia la procedura per la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**, mediante una delle seguenti modalità:

- (a) realizzazione diretta nel caso di nuove linee, nuove **stazioni elettriche** ed interventi su porzioni di **RTN** esistenti nella titolarità del **Gestore**;

(b) affidamento dell'attività di realizzazione al **Titolare della porzione di RTN** interessata dall'intervento.

- 1A.5.9.3 Nel caso di realizzazione diretta di cui al precedente paragrafo [1A.5.9.2 lettera \(a\)](#) i tempi ed i costi per ciascuna soluzione tecnica convenzionale sono indicati nel documento *“Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla RTN – Rapporto sui costi e sui tempi di realizzazione degli impianti di rete”* disponibile sul sito web www.terna.it sezione Codice di rete.
- 1A.5.9.4 Il **Gestore**, salvo il caso di contestazioni o di ricorsi innanzi l'autorità giudiziaria, si impegna a portare a compimento, di norma, entro 30 giorni dall'accettazione della STMD da parte del **soggetto richiedente**, la procedura di affidamento diretto ad altri **Titolari della porzione di RTN** interessata, fissando i termini per la realizzazione. Il **Gestore** è esonerato da ogni responsabilità per la mancata o ritardata entrata in servizio dell'**impianto di rete per la connessione** realizzato da altri **Titolari di RTN**.
- 1A.5.9.5 Nel caso di procedure realizzative degli **impianti di rete per la connessione** a cura del **soggetto richiedente la connessione**, quest'ultimo rende disponibili al **Gestore**, a titolo gratuito, gli **impianti di rete** ultimati in ogni singola parte, per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio ed alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del **soggetto richiedente la connessione**.
- 1A.5.9.6 Il **Gestore** consente al **soggetto richiedente**, previa istanza di quest'ultimo, la realizzazione degli interventi su reti esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione, come eventualmente modificati in sede di predisposizione della STMD, fatte salve le esigenze di sicurezza e salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

1A.5.10 Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione

1A.5.10.1 All'atto della richiesta di connessione, il **soggetto richiedente la connessione** è tenuto a versare al **Gestore** il corrispettivo di cui al paragrafo [1A.5.1.3](#) nella misura fissa di 2500 euro. Nel caso di richieste di connessione di impianti di produzione da fonti rinnovabili il suddetto corrispettivo è ridotto del 50%.

1A.5.10.2 Successivamente all'accettazione della STMG il **soggetto richiedente** la connessione è tenuto a versare al **Gestore**:

(a) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia espletato dal **soggetto richiedente**, un corrispettivo stabilito dal **Gestore**, secondo principi di trasparenza e non discriminazione:

- per le attività di verifica e valutazione connesse al rilascio del parere di rispondenza del progetto degli **impianti di rete per la connessione** ai requisiti tecnici di cui al presente capitolo, prima della sua presentazione alle preposte amministrazioni, qualora sia elaborato dal **soggetto richiedente** ovvero
- per la predisposizione della documentazione ai fini autorizzativi degli **impianti di rete per la connessione** qualora il **soggetto richiedente** si avvalga della consulenza del **Gestore**;

(b) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** non sia espletato dal **soggetto richiedente** un corrispettivo stabilito dal **Gestore** medesimo, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, per l'espletamento delle procedure autorizzative e per l'elaborazione dei necessari progetti.

1A.5.10.3 A valle dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione a all'esercizio dell'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione, e contestualmente alla richiesta della STMD, il **soggetto richiedente la connessione** è tenuto a versare al **Gestore** il corrispettivo di cui al paragrafo [1A.5.8.2](#) determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella seguente.

<i>Quota fissa</i>	<i>Quota variabile</i>	<i>Limite massimo</i>
2.500 euro	0,5 €/kVA	50.000 euro

Nel caso di richieste di connessione di impianti di produzione da fonti rinnovabili il suddetto corrispettivo è ridotto del 50%.

1A.5.10.4 In seguito all'accettazione della STMD il **soggetto richiedente la connessione** è tenuto al pagamento del **corrispettivo per la connessione**, pari ai costi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione**, nei termini e con le modalità indicate nel **contratto per la connessione** al netto di eventuali interventi realizzati in proprio dal **soggetto richiedente**.

1A.5.10.5 In tutti i casi in cui la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia espletata dal **soggetto richiedente la connessione**, il **corrispettivo per la connessione** è pari a zero. Il **Gestore** è tenuto, nel caso di impianti da fonte rinnovabile, a corrispondere al **soggetto richiedente la connessione**, secondo modalità definite dal **Gestore** medesimo, il corrispettivo determinato applicando i parametri seguenti come determinati dall'**AEEG**.

<i>Plc</i>	100 k€/km
<i>(parametro per linea in cavo)</i>	<i>(fino a un massimo di 1 km)</i>
<i>Pla</i>	40 k€/km
<i>(parametro per linea aerea)</i>	<i>(fino a un massimo di 1 km)</i>

1A.5.10.6 Il **soggetto richiedente** che realizza gli **impianti di rete per la connessione** è tenuto a pagare i costi per il collaudo e la conseguente accettazione a cura del **Gestore** medesimo secondo modalità indicate nel **contratto per la connessione**.

1A.5.10.7 Per le richieste di connessione relative ad impianti corrispondenti ad unità di consumo non si applicano le disposizioni relative al versamento del **corrispettivo per la connessione**.

1A.5.11 *Modalità per le comunicazioni e per i pagamenti - disposizioni generali*

1A.5.11.1 Le richieste di connessione e ogni altra comunicazione intercorrente fra il **Gestore** e il **soggetto richiedente** sono inviate tramite plico raccomandato con avviso di ricevimento, posta celere o posta ordinaria, ovvero presentate a mano presso la sede legale del **Gestore**, pena l'inefficacia di quanto comunicato e/o inviato. In ogni caso le comunicazioni si intendono ricevute ed inviate esclusivamente alla data indicata dall'Ufficio Protocollo del **Gestore**.

1A.5.11.2 Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** un codice identificativo per la connessione da indicare a cura del medesimo soggetto in ogni successiva comunicazione.

1A.5.11.3 Il **Gestore**, se necessario, ha facoltà di chiedere, in una qualsiasi fase del procedimento di connessione, ulteriori chiarimenti e/o documentazione specifica al **soggetto richiedente**. In tal caso rimangono sospesi i termini previsti dal procedimento fino alla data di ricevimento di quanto richiesto. Inoltre, nel caso in cui il **Gestore** ritenga che talune richieste di connessione necessitino di particolari studi e di approfondimenti, il **Gestore** medesimo

provvede a comunicare per iscritto al **soggetto richiedente** il differimento dei tempi di risposta, fornendone opportuna motivazione.

- 1A.5.11.4 In tutti i casi in cui le **richieste di connessione** siano rigettate o decadute, l'inoltro di una nuova domanda comporta la presentazione ex novo di tutta la documentazione nonché di un ulteriore versamento del corrispettivo previsto al paragrafo [1A.5.1.3](#). In tal caso, il **Gestore** attribuisce un diverso numero identificativo alla richiesta.

1A.5.12 **Modelli e fac-simili**

- 1A.5.12.1 Le richieste di connessione, l'accettazione delle soluzioni tecniche minime, i conseguenti impegni da parte del **soggetto richiedente** e le fidejussioni devono essere conformi ai modelli disponibili sul sito web del **Gestore**.

1A.6 **PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI, DI RETI INTERNE DI UTENZA, DI LINEE DIRETTE E DI MERCHANT LINES**

1A.6.1 **Modalità di presentazione delle richieste di connessione**

- 1A.6.1.1 Le richieste di connessione alla **RTN**, formulate dal **soggetto richiedente**, sono presentate in forma scritta al **Gestore**.

- 1A.6.1.2 Le richieste di connessione contengono l'indicazione espressa:

- (a) del **soggetto richiedente la connessione** con i relativi dati identificativi;

- (b) della tipologia di impianto da collegare alla **RTN**;
- (c) del livello di tensione della rete da collegare alla **RTN** e l'eventuale necessità di interporre trasformazioni di tensione;
- (d) dello **schema di rete** da collegare alla **RTN** con le indicazioni di eventuali altri collegamenti della stessa alla **RTN** già esistenti, delle interconnessioni con altre **reti con obbligo di connessione di terzi non RTN** e delle connessioni ad altre reti di soggetti terzi;
- (e) della potenza installata o la **capacità di trasporto** nel punto di connessione oggetto della richiesta medesima e le informazioni riferite alla porzione di rete interessata di cui al Capitolo 2, paragrafo [2.5.4](#) del presente Codice di rete;
- (f) della proposta del tipo di schema di collegamento, facendo riferimento alle **Regole tecniche di connessione** e alle clausole e condizioni in esse contenute, di cui alla [sezione 1B](#) del presente capitolo fermo restando che la soluzione di connessione è comunque definita dal **Gestore**;
- (g) l'accettazione incondizionata ed irrevocabile di tutte le disposizioni del presente Codice di rete.

1A.6.1.3 Nel caso in cui le richieste o la documentazione siano incomplete, il **Gestore** invita il **soggetto richiedente** ad integrare la richiesta, indicando gli elementi con riferimento ai quali è necessaria l'integrazione. L'integrazione deve pervenire al **Gestore** entro i successivi 60 (sessanta) giorni. Decorso inutilmente tale termine senza che sia pervenuta la documentazione integrativa la richiesta si intende decaduta.

1A.6.2 *Modalità e tempi di risposta del Gestore*

- 1A.6.2.1 Il **Gestore**, a seguito di una **richiesta di connessione**, elabora una o più soluzioni di massima per il collegamento e ne dà comunicazione al richiedente, di norma, entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della richiesta.
- 1A.6.2.2 Nel caso in cui la porzione di **rete con obbligo di connessione di terzi** ovvero la **rete interna di utenza** da collegare alla **RTN** sia interconnessa con altre **reti con obbligo di connessione di terzi**, diverse dalla **RTN**, il **Gestore**, se del caso, effettua una valutazione di massima dei possibili effetti della connessione alla **RTN** su tali altre **reti con obbligo di connessione di terzi**.
- 1A.6.2.3 Il **Gestore** individua altresì, per ognuna delle soluzioni di collegamento proposte, le parti di impianto per il collegamento corrispondenti all'**impianto RTN** e comunica al **soggetto richiedente** una stima preliminare dei costi per la connessione relativamente agli **impianti RTN**.
- 1A.6.2.4 A seguito della comunicazione della soluzione da parte del **Gestore** il **soggetto richiedente** ha facoltà di formulare, entro i successivi 60 giorni eventuali osservazioni alla/e soluzione/i indicata/e. Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente**, di norma entro ulteriori 60 giorni, le proprie valutazioni in merito alle suddette osservazioni.

1A.6.3 *Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione*

- 1A.6.3.1 Il termine per l'accettazione della soluzione da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena di decadenza della richiesta, entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla comunicazione da parte del **Gestore** della

soluzione di connessione ovvero dalla data di comunicazione di cui al precedente paragrafo [1A.6.2.4](#).

1A.6.3.2 Salvo quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete, la suddetta accettazione esime il **Gestore** da tutti gli obblighi di riservatezza in merito all'iniziativa per la quale è stata richiesta la connessione alla **RTN**.

1A.6.3.3 Con l'accettazione della soluzione di connessione il **soggetto richiedente** assume la responsabilità degli oneri che eventualmente dovessero derivare per l'adeguamento di impianti di telecomunicazione a seguito di **interferenze** ai sensi dell'articolo 95 comma 9 del d. lgs. 259/03.

1A.6.4 *Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione di connessione*

1A.6.4.1 Successivamente all'accettazione, il **soggetto richiedente** concorda con il **Gestore** un programma cronologico di massima per la realizzazione dell'intervento e può richiedere, nei casi di cui al successivo paragrafo [1A.6.4.2](#), di espletare direttamente la procedura autorizzativa oltre che per gli **impianti non RTN** anche per gli **impianti RTN per la connessione**, predisponendo i necessari progetti secondo quanto disposto nel successivo paragrafo [1A.6.5.2](#).

1A.6.4.2 Il **Gestore** individua le tipologie degli **impianti RTN** per i quali il **soggetto richiedente** può espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione.

1A.6.4.3 Il **Gestore** provvede alla realizzazione degli **impianti RTN per la connessione**, il **soggetto richiedente** provvede alla realizzazione degli **impianti non RTN**.

1A.6.4.4 Nel caso di cui al precedente punto [1A.6.4.2](#), il **soggetto richiedente la connessione** predispone i necessari progetti sulle base dei documenti di cui al successivo paragrafo [1A.6.7.1](#).

1A.6.5 *Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di RTN per la connessione*

1A.6.5.1 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia espletato dal **Gestore**, il **soggetto richiedente** è tenuto a regolare convenzionalmente con il **Gestore** secondo lo schema contrattuale predisposto dal **Gestore** per disciplinare i diritti e gli obblighi delle parti relativamente alla progettazione e al procedimento autorizzativo degli **impianti per la connessione** ivi compresi gli oneri economici relativi.

1A.6.5.2 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia espletato dal **soggetto richiedente** ai sensi della sezione [1A.6.4](#), il **soggetto richiedente** cura il progetto degli **impianti RTN per la connessione** sulla base degli standard tecnici del **Gestore** e si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a:

- (a) sottoporre al **Gestore** il progetto dell'**impianto RTN per la connessione** al fine del rilascio, da parte del medesimo **Gestore**, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici del **Gestore**, ivi comprese le **Regole tecniche di connessione**, prima della sua presentazione alle competenti amministrazioni;
- (b) tenere costantemente informato il **Gestore** sullo stato della procedura autorizzativa;
- (c) assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;

- (d) cedere a titolo gratuito l'autorizzazione relativa agli **impianti RTN per la connessione** al **Gestore** per l'espletamento degli adempimenti di propria competenza così come indicato al successivo [1A.6.6.2](#), ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- (e) rendere disponibile, a titolo gratuito, al **Gestore** il progetto degli **impianti RTN per la connessione**, come autorizzato, al fine di consentire l'espletamento delle procedure di cui al successivo paragrafo [1A.6.6.2](#) per la realizzazione degli stessi.

1A.6.5.3 Nel caso in cui per la realizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia necessario un intervento di **sviluppo** di una porzione di **RTN** esistente non nella disponibilità del **Gestore** e quindi tale da comportare l'affidamento diretto ad un **Titolare di RTN** diverso dal **Gestore**, fatte salve le disposizioni di cui al precedente paragrafo [1A.6.5.2](#), il **soggetto richiedente** si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a richiedere al **Titolare di RTN** il progetto interessante la porzione stessa ovvero ad elaborare il suddetto progetto previo accordo con il medesimo **Titolare di RTN**.

1A.6.5.4 In caso di inosservanza anche parziale degli impegni di cui ai paragrafi [1A.6.5.2](#) e [1A.6.5.3](#), e in ogni caso, fino alla stipula del **contratto per la connessione** di cui al successivo paragrafo [1A.6.6.1](#), il **Gestore** non darà seguito alla realizzazione degli impianti.

1A.6.6 *Modalità e tempi per la realizzazione degli impianti RTN per la connessione*

1A.6.6.1 I rapporti tra il **Gestore** ed il **soggetto richiedente la connessione**, ai fini realizzazione degli impianti per la connessione ivi compresi gli oneri economici relativi alla connessione, sono regolati tramite un apposito

contratto per la connessione, da stipularsi a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto RTN per la connessione.

1A.6.6.2 Successivamente alla stipula del contratto il **Gestore** avvia i propri adempimenti per la realizzazione degli **impianti RTN per la connessione** mediante una delle seguenti procedure:

- (a) realizzazione diretta nel caso di nuove linee, nuove stazioni elettriche ed interventi su porzioni di **RTN** esistenti nella disponibilità del **Gestore**;
- (b) affidamento delle attività di realizzazione al **Titolare della porzione di RTN** interessata dall'intervento.

1A.6.6.3 Il **Gestore** è esonerato da ogni responsabilità per la mancata o ritardata entrata in servizio dell'**impianto RTN per la connessione** realizzato da altri **Titolari di RTN**.

1A.6.7 Soluzioni tecniche convenzionali per la realizzazione delle connessioni degli impianti

1A.6.7.1 Le soluzioni tecniche convenzionali degli impianti per la connessione adottate dal **Gestore** sono indicate nella sezione [1A.4](#) della presente sezione e nel documento A.2 "Guida agli schemi di connessione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1A.6.7.2 In ogni caso il **Gestore** si riserva la facoltà di individuare soluzioni di collegamento diverse da quelle di cui al precedente paragrafo [1A.6.7.1](#), qualora ragioni di ordine tecnico giustificino una soluzione di collegamento.

1A.6.8 Individuazione degli impianti per la connessione

1A.6.8.1 Nell'ambito delle soluzioni tecniche convenzionali, di cui al precedente paragrafo [1A.6.7.1](#), sono di norma considerati **impianti non RTN** i collegamenti in antenna tra la stazione **RTN** e la stazione del **soggetto richiedente**. In ogni caso, il **Gestore** individua le parti di impianto corrispondenti all'**impianto RTN per la connessione** in base alle esigenze di gestione e **sviluppo** della **RTN**.

1A.6.9 Standard tecnici e specifiche di progetto

1A.6.9.1 Alle connessioni con **reti con obbligo di connessione di terzi, reti interne di utenza, linee dirette e merchant lines** si applicano gli standard tecnici e le specifiche di progetto di cui al paragrafo [1A.4.4](#) che vengono qui integralmente richiamate.

1A.6.9.2 In particolare per le **merchant lines** in corrente continua si applica quanto definito nel documento "Requisiti e caratteristiche di riferimento dei sistemi di trasmissione in corrente continua", disponibile sul sito web del **Gestore**.

1A.6.10 Disposizioni generali

1A.6.10.1 Alle connessioni con **reti con obbligo di connessione di terzi, reti interne di utenza, linee dirette e merchant lines** si applicano le disposizioni generali di cui al paragrafo [1A.5.11](#) ad eccezione del paragrafo [1A.5.11.4](#).

SEZIONE 1B. - REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE

1B.1 OGGETTO

1B.1.1 La presente sezione 1B disciplina le condizioni tecniche per l'accesso regolamentato alla **RTN**.

Formano oggetto delle **Regole Tecniche di connessione** (di seguito **Regole Tecniche**):

- (a) le caratteristiche funzionali e le prestazioni della **RTN** nei **siti di connessione**;
- (b) i requisiti tecnici essenziali in materia di progettazione e funzionamento concernenti, in particolare, i criteri funzionali di progettazione e le caratteristiche di funzionamento degli **impianti di generazione**, delle **reti con obbligo di connessioni di terzi**, degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, delle **reti interne di utenza**, dei circuiti di interconnessione della **RTN** con **altre reti elettriche**, delle **linee dirette** e delle **merchant lines**.

1B.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

1B.2.1 Le **Regole Tecniche** si applicano a:

- (a) impianti elettrici direttamente connessi alla **RTN**, comprendenti:
 - (i) **impianti di generazione**;

- (ii) **reti con obbligo di connessione di terzi;**
 - (iii) impianti corrispondenti ad **unità di consumo;**
 - (iv) circuiti di interconnessione della **RTN** con **altre reti** o parti di reti non già identificate alle lettere precedenti (i), (ii) e (iii) gestiti da soggetti diversi dal **Gestore;**
 - (v) **reti interne di utenza** non comprese nella precedente lettera (iv), **linee dirette** e **merchant lines**. Per le **reti interne di utenza** e le **linee dirette** di cui al presente punto l'applicazione delle presenti disposizioni si applica a partire dal 1 gennaio 2006;
- (b) impianti elettrici indirettamente connessi alla **RTN** per il tramite di **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN**, comprendenti:
- (i) gli **impianti di generazione** di cui all'art. 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99;
 - (ii) gli **impianti di generazione** comprendenti unità di produzione rilevanti;
 - (iii) le **reti con obbligo di connessione di terzi;**
 - (iv) gli impianti corrispondenti ad **unità di consumo** rilevanti;
 - (v) le **merchant lines**.
- (c) altre reti non connesse alla **RTN** quali:
- (i) **reti con obbligo di connessione di terzi;**
 - (ii) **reti interne di utenza;**
 - (iii) **linee dirette.**

Le **Regole Tecniche** si applicano a reti ed impianti di utenza esistenti alla data di entrata in vigore del presente Codice di rete e futuri.

1B.2.2 L'adeguamento alle **Regole Tecniche** degli impianti esistenti avviene con gradualità, tenendo conto delle esigenze del servizio, dell'impegno di risorse richiesto dagli interventi e della sostenibilità dei relativi costi, anche mediante il ricorso alle deroghe di cui al Capitolo 14 sezione [14.3](#).

1B.3 **CARATTERISTICHE E PRESTAZIONI DELLA RTN NEI SITI DI CONNESSIONE**

Le caratteristiche e le prestazioni di funzionamento della **RTN** nei siti di connessione esistenti alla data di entrata in vigore del presente Codice di rete non sono uniformi, a causa dei differenti periodi di realizzazione della **RTN**. Per i soli aspetti esplicitamente menzionati nella presente sezione, le caratteristiche e le prestazioni della **RTN** in ciascun particolare **sito di connessione** possono essere riportate nella **documentazione di connessione**, di cui al paragrafo [1B.4.14](#) del presente capitolo.

Le caratteristiche di funzionamento della **RTN** nei **siti di connessione** sono assicurate dal **Gestore** sempre che:

- (a) non sussistano condizioni critiche per la sicurezza del **sistema elettrico nazionale (SEN)** o parti di esso;
- (b) gli **Utenti** della **RTN** rispettino le prescrizioni dettate dalle presenti **Regole tecniche di connessione** (ed in generale nel Codice di rete).

Per i valori influenzati prevalentemente dalle caratteristiche degli impianti di cui al paragrafo [1B.3.5](#) i valori riportati si riferiscono agli obiettivi di qualità assunti in pianificazione.

Maggiori indicazioni circa gli indici di qualità del servizio sono riportati nel [Capitolo 11](#) del presente Codice di rete.

Nella documentazione di connessione possono essere riportati i valori indicativi riferiti al particolare sito di connessione.

Per quanto riguarda gli indici di qualità indicati ai successivi paragrafi [1B.3.4](#) e [1B.3.5](#), i relativi valori potranno essere aggiornati anche a seguito della campagna di monitoraggio approvata con delibera dell'**Autorità** n. 210 del 5 ottobre 2005.

La definizione delle diverse condizioni di funzionamento (**normali, di allarme, di emergenza, di interruzione e di ripristino**) del **sistema elettrico nazionale** è riportata nel [Capitolo 10](#) del presente Codice di rete.

1B.3.1 **Limiti di variazione della frequenza**

1B.3.1.1 La frequenza nominale della **RTN** è pari a 50 Hz.

1B.3.1.2 In **condizioni normali** o **di allarme** la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,9 - 50,1 Hz, con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,5 - 50,5 Hz.

1B.3.1.3 In **condizioni di emergenza** o **di ripristino** la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

1B.3.2 **Limiti di variazione della tensione**

1B.3.2.1 Per ogni sito di connessione è definita la tensione nominale e la tensione d'esercizio.

1B.3.2.2 In condizioni normali, di allarme, di emergenza e di ripristino i valori della tensione sono indicati nel documento “Livelli minimo e massimo della tensione 380-220-150-132-kV della rete rilevante”, pubblicato nel sito www.terna.it, alla sezione Qualità del servizio.

1B.3.3 Interruzioni del servizio

1B.3.3.1 I livelli attesi di qualità, approvati dalla **Autorità**, relativi al numero delle **interruzioni di breve e di lunga durata** e alla durata massima di **disalimentazioni** lunghe, per ciascun **sito di connessione**, sono indicati nel documento “Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione” pubblicato nel sito www.terna.it, alla sezione Qualità del servizio.

1B.3.4 Numero atteso dei buchi di tensione

Il numero dei **buchi di tensione**, per ciascun **sito di connessione**, può variare da qualche decina a un centinaio per anno. La variabilità è funzione dell’ubicazione del **sito di connessione** nella **RTN**, della **potenza di corto circuito** e dell’estensione della magliatura della rete su cui è inserito il **sito di connessione**.

1B.3.5 Altre caratteristiche della tensione in condizioni di esercizio normale

Le emissioni disturbanti consentite ai singoli **Utenti** sono valutate anche sulla base di prefissati valori della **potenza di corto circuito**, dichiarati all’**Utente** nei **siti di connessione** in **condizioni normali** del **SEN**.

La scelta della magliatura di rete non può essere condizionata dall'esigenza di ridurre i fenomeni di cui al presente paragrafo.

1B.3.5.1 *Massimo livello di distorsione armonica totale*

In **condizioni normali**, il fattore di distorsione armonica totale (**THD**) sulla **RTN**, è generalmente contenuto entro i seguenti valori :

- (a) 3% per la rete 150-132 kV;
- (b) 1,5% per la rete 380-220 kV.

1B.3.5.2 *Massimo grado di dissimmetria della tensione trifase*

In **condizioni normali**, il **grado di dissimmetria** in ciascun **sito di connessione** è, generalmente, inferiore all'1%, salvo nei casi di **interruzione** di una fase, contro i quali non sono adottate sulla **RTN** **protezioni** specifiche.

1B.3.5.3 *Indici di severità della fluttuazione di tensione (flicker)*

I valori di pianificazione degli **indici di severità per la fluttuazione della tensione** a breve termine (P_{st}) ed a lungo termine (P_{lt}) sono contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

1B.3.6 Livelli di tenuta alle sovratensioni e coordinamento dell'isolamento

Il coordinamento dell'isolamento negli impianti in esercizio della **RTN** non è realizzato secondo standard uniformi, a causa del differente periodo di costruzione degli impianti.

Per tale motivo, nella **documentazione di connessione** sono individuati i livelli di tenuta negli impianti della **RTN** rilevanti ai fini del coordinamento dell'isolamento nel **sito di connessione**.

1B.3.7 Valori massimo e minimo delle correnti di corto circuito

1B.3.7.1 Le correnti di **corto circuito** nei diversi **siti di connessione** dipendono dalle caratteristiche delle reti e dalle condizioni di esercizio delle stesse. I criteri e le procedure generali per il calcolo della potenza convenzionale di **corto circuito** massima e minima sono quelli indicati dalla norma CEI di riferimento.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1B.3.7.2 Il **Gestore** rende disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della potenza convenzionale di **corto circuito** per ciascun **sito di connessione**.

1B.3.7.3 Per ulteriori dettagli si rimanda al Capitolo 11, sezione [11.8](#), del presente Codice di rete.

1B.3.8 Caratteristiche e prestazioni dei sistemi di protezione

- 1B.3.8.1 Gli **Utenti** devono tenere conto, nella progettazione e nell'**esercizio** dei propri impianti, dei criteri generali e delle caratteristiche di selettività e rapidità del sistema di **protezione** della **RTN** riportati nel presente paragrafo.
- 1B.3.8.2 Nella **documentazione di connessione** sono indicate le caratteristiche e le prestazioni delle **protezioni** relative agli impianti della **RTN** rilevanti ai fini del loro coordinamento con le **protezioni** dell'**Utente**.
- 1B.3.8.3 Il sistema di **protezione della rete** è basato su relè di tipo distanziometrico, entro i cui limiti tecnici di funzionamento è garantita la corretta eliminazione dei **guasti**.
- 1B.3.8.4 Con riferimento ai sistemi di protezione si applica quanto riportato nel documento A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

(a) Protezioni principali

I sistemi di **protezione** della **RTN** sono realizzati con l'obiettivo di mettere fuori servizio soltanto le zone di rete affette da **guasto** isolabili mediante interruttori.

Le **protezioni** principali impiegate sulla **RTN** sono dimensionate e tarate in modo da interrompere la corrente di **corto circuito**, ad eccezione dei **guasti** altamente resistivi, nei tempi massimi sotto elencati, tranne che in zone particolari di impianto:

- (i) 100-120 ms in impianti a 380 kV;
- (ii) 100-120 ms in impianti isolati in SF₆;

- (iii) 100-120 ms in impianti prossimi ad **impianti di generazione**, ove sussistano particolari problemi di **stabilità**;
- (iv) 500 ms in impianti isolati in aria a 220 kV e 150-132 kV (non rientranti in nessuna delle categorie precedenti).

Tali tempi sono compatibili, anche in caso di mancata apertura dell'interruttore principale, con il limite massimo di 250 ms fissato per garantire la **stabilità transitoria** del sistema di trasmissione e per la salvaguardia degli impianti isolati in SF₆.

(b) Protezioni di riserva

In caso di mancato intervento della **protezione** principale, il **guasto** viene eliminato da **protezioni** poste in elementi di rete adiacenti. Tali **protezioni**, in questa circostanza, hanno la funzione di riserva alla **protezione** principale.

Per conseguire la selettività in una zona di rete, le protezioni delle zone adiacenti, nel loro funzionamento come **protezioni di riserva**, sono ritardate opportunamente, in modo da non intervenire in anticipo sulla **protezione** principale.

Sono previsti diversi livelli di **protezione di riserva**; i relativi tempi di intervento sono compresi tra 0,3 e 3,5 secondi, a seconda delle condizioni di rete e di **guasto** e della tensione nominale della rete.

1B.3.9 *Caratteristiche dei dispositivi di interruzione e sezionamento*

- 1B.3.9.1 A causa dei differenti periodi di installazione, le caratteristiche tecniche e funzionali dei dispositivi di interruzione e sezionamento negli impianti che attualmente costituiscono la **RTN** non sono rispondenti a standard uniformi.
- 1B.3.9.2 Per tale motivo, nella **documentazione di connessione** possono essere riportate le caratteristiche dei dispositivi di interruzione e sezionamento relativi agli impianti limitrofi al **sito di connessione**.

1B.3.10 *Stato del neutro*

La **RTN** è progettata ed esercita con il neutro efficacemente a terra.

1B.3.11 *Conduzione degli impianti di trasmissione*

- 1B.3.11.1 Il **Gestore** e gli altri **Titolari della RTN** sono preposti al buon funzionamento degli impianti, nei limiti delle prestazioni degli impianti stessi, e sono responsabili dell'**esercizio** e della conduzione degli impianti, della relativa **manutenzione** e della sicurezza di persone e cose.

L'**esercizio** degli impianti comprende la conduzione e il monitoraggio continuo dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre ed il pronto intervento. Le manovre sono eseguite, a distanza, mediante il sistema di teleconduzione o, manualmente, tramite il presidio degli impianti.

- 1B.3.11.2 Il **Gestore** fornisce le prestazioni della **RTN** in presenza di adeguati flussi informativi tra i propri centri di controllo e teleconduzione e gli impianti.

Per l'espletamento dell'**esercizio** e della conduzione degli impianti, sono previste dal **Gestore** e dagli altri **Titolari della RTN** strutture e organizzazione che assicurano, in modo continuativo (24 ore al giorno per tutti i giorni dell'anno) e con tempi di intervento adeguati, l'adempimento delle funzioni assegnate.

1B.3.12 Prestazioni dei sistemi di comunicazione

- 1B.3.12.1 Nella **RTN** sono installati apparati di misura, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telescatto, teleregolazione e telecomando.
- 1B.3.12.2 Le prestazioni funzionali dei sistemi di teletrasmissione installati sulla **RTN** sono quelle riportate nella [Tabella 1](#) del paragrafo [1B.4.8](#).
- 1B.3.12.3 Gli standard non sono uniformi su tutta la **RTN** in quanto è in corso l'integrazione funzionale delle porzioni di rete degli altri **Titolari della RTN** con la rete di proprietà del **Gestore**.

1B.3.13 Limiti di scambio di potenza attiva e reattiva

- 1B.3.13.1 I valori ammissibili del prelievo e dell'immissione di **potenza attiva e reattiva** nei **siti di connessione** sono stabiliti dal **Gestore**.

Concorrono alla determinazione di detti valori e ad eventuali limitazioni a quanto richiesto dall'**Utente**:

- (a) portata in **sicurezza N-1** e numero dei collegamenti disponibili;

- (b) flussi di potenza in particolari situazioni di **carico** (punta invernale, notturna, minimo annuo, ecc.);
- (c) mantenimento della sicurezza statica e dinamica d'esercizio;
- (d) vincoli all'esercizio di elettrodotti imposti dalle amministrazioni competenti, noti alla stessa data.

1B.3.14 *Indisponibilità per lavori*

1B.3.14.1 In occasione di qualsiasi intervento di **manutenzione** programmata, il **Gestore** rende noti i programmi e coordina le **indisponibilità** degli **Utenti** con le proprie e con quelle degli altri **Titolari della RTN**, secondo i criteri e le procedure descritte nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

1B.3.14.2 In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di **schemi di rete** provvisori (quali, ad esempio, messa in retta di linee o collegamenti a T), il **Gestore** può, se indispensabile e per il tempo strettamente necessario, limitare il ritiro di potenza dagli **impianti di generazione**.

Analoghe limitazioni possono essere necessarie anche durante la **manutenzione** ordinaria in zone di rete non adeguatamente magliate.

1B.4 REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI DIRETTAMENTE CONNESSI

1B.4.0.1 La **connessione** di un **Utente** alla **RTN** non deve dar luogo ad alcun degrado nelle prestazioni o nella affidabilità della **RTN** stessa, e deve

contribuire alla sicurezza ed alla qualità del servizio elettrico, secondo la tipologia d'impianto.

- 1B.4.0.2 La progettazione dell'impianto dell'**Utente** deve essere eseguita tenendo presente che, con la connessione, l'impianto stesso non deve influenzare negativamente il funzionamento della **RTN** né deve danneggiare gli altri **Utenti** della **RTN**.
- 1B.4.0.3 L'**Utente** progetta e realizza gli impianti nel rispetto della normativa nazionale ed internazionale vigente in materia di sicurezza e tutela dell'incolumità delle persone e delle cose (conformemente alle norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO). L'esecuzione degli impianti deve avvenire utilizzando materiali e componenti realizzati ed installati a regola d'arte.
- 1B.4.0.4 Le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del **servizio di connessione** sono riportati nella [sezione 1A](#) del presente capitolo.

1B.4.1 ***Schemi di principio per il collegamento***

- 1B.4.1.1 I criteri e le soluzioni standard di connessione al cui rispetto sono tenuti sia il **Gestore** che l'**Utente** sono riportate alla sezione [1A.4](#) del presente capitolo.

1B.4.2 ***Punti di separazione funzionale***

- 1B.4.2.1 I punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del **Gestore** e quelle di competenza dell'**Utente** sono indipendenti dalla proprietà degli impianti. Tali punti sono individuati, sulla **RTN**, come quelli oltre i quali la posizione degli organi di manovra e di interruzione presenti non influenza la configurazione della **RTN** stessa.

1B.4.2.2 Negli schemi di collegamento in antenna di cui alla sezione [1A.4](#), del presente capitolo, che in nessun caso influenzano la configurazione della **RTN**, il punto di separazione funzionale può essere individuato a monte o a valle dell'interruttore generale, la cui manovra di chiusura deve, comunque, essere concordata con il **Gestore**.

1B.4.2.3 Per i circuiti di **bassa tensione** relativamente al controllo e protezione il confine è individuato in apposite interfacce o morsettiere di interfaccia, che provvedono allo scambio dati ed alla separazione galvanica dei circuiti.

1B.4.3 Gestione delle stazioni elettriche

La gestione dell'impianto dell'**Utente** afferente ad una **stazione di consegna** implica relazioni funzionali tra **Utente**, **Gestore** ed eventualmente altro **Titolare della porzione di RTN** interessata che, per le attività di dispacciamento e trasmissione, devono essere formalizzate attraverso opportuni regolamenti.

- (a) La **stazione di consegna** è costituita da almeno due zone distinte, di pertinenza, rispettivamente, dell'**Utente** e del **Gestore** o di altro **Titolare della RTN**. Le aree di competenza e di responsabilità nell'**esercizio**, nella conduzione e nella **manutenzione** delle diverse parti, devono essere ben individuate, sugli schemi ed in sito, da chiari confini fisici e devono essere documentate anche nella **documentazione di connessione**.

La separazione delle responsabilità deve altresì trovare riscontro nella separazione dei circuiti ausiliari tramite opportune interfacce e, nella parte **AT** e **AAT**, tramite l'interposizione di organi di sezionamento, per le responsabilità inerenti la sicurezza delle persone e delle cose.

Per le stazioni esistenti dove si riscontrino obiettive difficoltà di realizzazione della separazione circuitale, gli eventuali accordi e regolamenti già stipulati tra **Utente** e **Gestore** o altro **Titolare della RTN** devono essere congiuntamente riesaminati, se necessario, per definire chiaramente le responsabilità.

La maglia di terra deve essere unica per l'intera **stazione di consegna**. Il dimensionamento e la verifica periodica delle tensioni di passo e di contatto si basano sul valore massimo convenzionale della corrente di **corto circuito**, e del relativo tempo di eliminazione, che sono stabiliti dal **Gestore**.

- (b) La gestione delle parti del **sito di connessione** non facenti parte della **RTN** ma funzionali alle **attività di dispacciamento e trasmissione** è coordinato dal **Gestore** attraverso i **contratti di servizio**.

Per tale parte d'impianto l'**Utente** deve assicurare:

- (i) l'osservabilità in remoto dell'impianto tramite telemisure e telesegnali;
 - (ii) l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle **protezioni**;
 - (iii) la conduzione dell'impianto senza interruzione e con tempi di esecuzione adeguati;
 - (iv) il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.
- (c) In merito alle procedure di **indisponibilità** programmata si applica quanto riportato al [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

1B.4.3.1 *Punti di consegna multipli*

Il parallelo tra porzioni di **RTN** attraverso reti con più **siti di connessione** è regolato dal **Gestore**.

L'**Utente** deve prendere provvedimenti tali da impedire paralleli, accidentali o non autorizzati, fra due punti diversi della **RTN**.

Gli eventuali interblocchi nell'impianto dell'**Utente** devono essere concordati con il **Gestore**.

1B.4.3.2 *Alimentazioni di emergenza*

In presenza di alimentazione di emergenza l'**Utente** deve impedire, mediante opportuni interblocchi, la chiusura contemporanea di tale alimentazione e di quella principale, in modo da evitare paralleli accidentali o non autorizzati fra due punti diversi della **RTN** o fra reti differenti.

1B.4.3.3 *Responsabilità per la sicurezza*

Gli **Utenti** adottano regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori nell'impianto stesso, in accordo con tutte le norme di legge vigenti in materia e con le procedure adottate dal **Gestore** e dagli altri **Titolari della RTN**.

Il **Gestore**, gli altri **Titolari della RTN** e gli **Utenti** aggiornano le regole di sicurezza, in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

Maggiori precisazioni sono riportate nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

1B.4.4 *Indisponibilità per manutenzione*

1B.4.4.1 L'installazione e la **manutenzione** di apparecchiature del **Gestore** o di altro **Titolare della RTN** o dell'**Utente** rientrano nelle competenze e nelle responsabilità del titolare delle stesse, anche se installate in un'area di proprietà altrui.

La **documentazione di connessione** contiene un elenco di dettaglio di tali apparati.

1B.4.4.2 La regolamentazione dei piani di **indisponibilità** è riportata nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

1B.4.5 *Protezioni*

1B.4.5.1 Criteri generali

1B.4.5.1.1 I sistemi di **protezione** dell'**Utente** devono:

- (a) essere coordinati con quelli della **RTN**;
- (b) essere monitorati dall'**Utente** ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei **disservizi di rete**;
- (c) assicurare la riserva in caso di malfunzionamento;
- (d) contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio.

1B.4.5.1.2 La scelta del sistema di **protezione** deve essere effettuata di concerto con il **Gestore**, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

- (a) assetto delle **protezioni** nella **stazione di connessione** limitrofa;
- (b) schemi di connessione e di stazione;
- (c) caratteristiche della **stazione di consegna** e della **stazione di connessione** (del tipo con isolamento in aria, in SF₆, ecc.);
- (d) caratteristiche del collegamento (linea aerea, in cavo o mista).

1B.4.5.1.3 Le caratteristiche e la tipologia dei relè da adottare devono tenere conto della natura attiva o passiva dell'impianto dell'**Utente**. Si considerano attive le utenze con presenza di generazione oppure di alimentazioni multiple.

1B.4.5.1.4 Per le utenze con basse potenze di **corto circuito** devono essere adottati particolari accorgimenti per garantire la selettività, così come indicato al paragrafo [1B.4.5.5](#).

1B.4.5.1.5 Gli indici di corretto funzionamento su guasto dei sistemi di protezione relativi all'impianto di **Utente**, alla **stazione di consegna**, alle **stazioni di connessione** ed alle linee di connessione non dovranno essere inferiori al 99%.

1B.4.5.2 Protezioni della stazione di consegna

1B.4.5.2.1 Il sistema principale di **protezione** nella **stazione di consegna** deve eliminare i **guasti** in maniera selettiva e con tempi coordinati con quelli adottati nella **RTN**, a pari livello di tensione.

1B.4.5.2.2 Devono essere previste **protezioni di riserva** che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle **protezioni** principali.

1B.4.5.2.3 I sistemi di sbarre delle **stazioni di consegna** a 380 kV devono essere dotati di una protezione differenziale di sbarra.

Nei sistemi di sbarre delle **stazioni di consegna** a 120, 132, 150 e 220 kV l'impiego di una **protezione** differenziale di sbarra è stabilito nella **documentazione di connessione**, tenendo conto delle caratteristiche costruttive dell'impianto.

1B.4.5.3 Protezione contro guasti esterni all'impianto dell'Utente

1B.4.5.3.1 Il macchinario dell'impianto di **Utente** deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a **guasti** non eliminati dalle **protezioni** della **RTN** o da queste non coperti (quali, ad esempio, i guasti longitudinali).

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie presenti in rete, l'**Utente** è tenuto ad installare adeguate **protezioni** che isolino l'impianto al superamento dei limiti fissati. Tali **protezioni** devono essere tarate, d'accordo con il **Gestore**, in maniera tale da non escludere anticipatamente l'impianto in regime transitorio e con l'obiettivo di salvaguardare le esigenze di disponibilità della **RTN**.

1B.4.5.4 Protezioni contro guasti interni all'impianto dell'Utente

1B.4.5.4.1 Le **protezioni** contro i **guasti** interni devono provvedere ad isolare tempestivamente e selettivamente la sola parte coinvolta dell'impianto di **Utente**, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di **RTN** o altri **Utenti** direttamente o indirettamente connessi.

1B.4.5.4.2 L'**Utente** è responsabile del mantenimento dell'efficienza del sistema di **protezione** contro i guasti interni.

1B.4.5.5 Protezioni dei collegamenti AT e AAT tra la stazione di consegna e la RTN

1B.4.5.5.1 Le linee **AT** e **AAT** di collegamento afferenti alla **stazione di consegna** devono essere protette secondo i criteri adottati dal **Gestore** per le linee della **RTN** di pari livello di tensione.

1B.4.5.5.2 Nella **stazione di consegna** devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di **corto circuito**, a monte e a valle, calcolata dal **Gestore**.

1B.4.5.5.3 Gli interruttori nelle **stazioni di consegna** collegate alla rete a 380 kV devono essere dotati di una protezione di mancata apertura.

1B.4.5.5.4 Nelle **stazioni di consegna** collegate a reti a tensione pari a 120, 132, 150 e 220 kV, l'impiego di una protezione di mancata apertura è stabilito nella **documentazione di connessione**.

1B.4.5.5.5 Nei casi di **impianti di generazione** di modeste dimensioni e con **potenza di corto circuito** troppo bassa per garantire il corretto intervento di **protezioni** distanziometriche, devono essere adottate **protezioni** di massima corrente, coordinate con relè di minima tensione. In presenza di trasformatori di gruppo eserciti a neutro isolato, il sistema di **protezione** deve essere integrato con relè di massima tensione omopolare.

1B.4.5.6 Tarature dei dispositivi di protezione

1B.4.5.6.1 Le tarature di tutte le **protezioni** elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella **stazione di connessione**, nella **stazione di consegna**, nell'impianto dell'**Utente**), che condizionano l'eliminazione dei **guasti** sulla **RTN** sono stabilite dal **Gestore** mediante procedure codificate e secondo i criteri esposti nel documento A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

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

1B.4.5.6.2 Qualora l'**Utente** ritenga che le tarature non garantiscano l'integrità del proprio macchinario o delle proprie apparecchiature, ne dà immediata comunicazione al **Gestore**, che assume gli opportuni provvedimenti.

1B.4.5.7 Interventi sui dispositivi di protezione

1B.4.5.7.1 Le caratteristiche funzionali e le tarature delle **protezioni** elettriche, concordate o già impostate sulle **protezioni** stesse, non possono essere modificate dall'**Utente** senza il preventivo assenso del **Gestore**.

1B.4.5.7.2 L'**Utente** è tenuto ad adeguare le **protezioni** installate sui propri impianti nelle zone di confine con la **RTN**, anche su richiesta del **Gestore**, in caso di insufficienza funzionale.

1B.4.5.8 Dispositivi di richiusura automatica

1B.4.5.8.1 Alle **protezioni** di linea già descritte devono essere associati dispositivi di richiusura rapida e/o lenta.

1B.4.5.8.2 Il **Gestore** e l'**Utente** concordano nella **documentazione di connessione**, a seconda delle caratteristiche di impianto, il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare, le temporizzazioni e, ove necessario, le condizioni di sincronismo. Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della **RTN** di pari livello di tensione.

1B.4.5.8.3 In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti alle **centrali**, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui **generatori** presenti, e nei tronchi successivi di rete, dove sussista un elevato rischio di perdita del sincronismo.

- 1B.4.5.8.4 In casi particolari, così come indicato al paragrafo [1B.5.11.2](#), la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di **centrali** di generazione, predisponendo opportuni criteri di esercizio cautelativi.
- 1B.4.5.8.5 Per limitare le sovratensioni di manovra, sulla rete a 380 kV non viene di norma adottata la richiusura rapida tripolare.
- 1B.4.5.8.6 Nei collegamenti in antenna, per assicurare il successo della richiusura rapida unipolare, legata alla selezione di fase ed alla estinzione dell'arco, si adottano opportuni dispositivi accessori specifici.

1B.4.5.9 Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti ed allo schema di connessione, il **Gestore** può prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto, che agiscono sugli interruttori dell'impianto di **Utente**.

1B.4.5.10 Telepilotaggio

Nel caso di linee dell'**Utente** in cui uno o più estremi appartengano alla **RTN**, l'estremo di competenza dell'**Utente** deve essere equipaggiato con apparati di telepilotaggio compatibili con quelli adottati sulla **RTN**.

Di norma il telepilotaggio si applica a linee a 220 e 380 kV ed a linee a più estremi.

1B.4.6 Caratteristiche dei componenti elettrici

1B.4.6.1 Le prescrizioni seguenti si applicano:

- (a) alla **stazione di consegna**, anche qualora essa coincida con l'**impianto di Utente**;

(b) alle **stazioni di connessione**.

1B.4.6.2 Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere conformi agli standard tecnici e di qualità in vigore dodici mesi prima dell'installazione.

Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della **RTN** (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di **corto circuito** della **RTN** nei **siti di connessione**.

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, **TA**, **TV** e trasformatori, per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche della **RTN**.

1B.4.6.3 Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti richiesti.

1B.4.7 Stato del neutro

1B.4.7.1 Per tensioni uguali o superiori a 120 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale e di interconnessione tra reti devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra.

1B.4.7.2 Il **Gestore** stabilisce un piano di collegamento a terra dei centri stella dei trasformatori in modo da assicurare che, nel rispetto delle caratteristiche d'isolamento delle macchine già installate, il neutro delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV rimanga, in ogni punto, collegato efficacemente a terra.

1B.4.8 Prestazioni dei sistemi di comunicazione

L'impianto dell'**Utente** deve essere integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della **RTN**.

La sicurezza dell'**esercizio** è assicurata mediante lo scambio di dati ed informazioni tra Impianti, Sale manovra e Centri di Controllo e Teleconduzione del **Gestore**.

Lo scambio di informazioni, ordini e comandi riguarda il controllo in tempo reale, la teleregolazione, la teletrasmissione dati, la telefonia e i telecomandi.

Per consentire il controllo della **RTN** da parte del **Gestore**, l'**Utente** è tenuto a fornire misure e segnalazioni su parti del proprio impianto, tali da assicurare l'osservabilità dell'impianto stesso e le funzioni di gestione del sistema.

La trasmissione dei dati singoli o aggregati dall'impianto sino alle sedi del **Gestore** è a carico e nella responsabilità dell'**Utente**, che deve anche garantire sia la corrispondenza delle informazioni e dei dati trasmessi alle richieste del sistema di controllo del **Gestore** sia tutti i servizi ad essa associati.

Il **Gestore** stabilisce i formati dei dati ed i protocolli di comunicazione. Le modalità d'interfacciamento devono essere compatibili con il sistema di controllo del **Gestore**.

Le eventuali interfacce con le sedi del **Gestore**, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a carico dell'**Utente** anche se installate presso i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** medesimo.

Le modalità d'interfacciamento con il **Gestore** sono riportate nel documento A.6 "Criteri di telecontrollo e acquisizione dati" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Sotto il profilo funzionale, le prestazioni minime dei sistemi di telecontrollo nei **siti di connessione**, strumentali al funzionamento della **RTN**, sono riportate nella seguente [Tabella 1](#).

TABELLA 1

Funzione	Periodicità o ritardo	Classe di precisione	Modalità	Disponibilità (3)	Integrità (3)
CONTROLLO IN TEMPO REALE					
<i>Misure</i>					
Tensione (1)	4"	0,5	Periodica		<10 ⁻⁶
Frequenza (1)	4"	0,5	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza attiva (1)	4"	0,5	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza reattiva (1)	4"	1	Periodica		<10 ⁻⁶
<i>Segnali di stato</i>					
Interruttori	2"-4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Sezionatori	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Eventi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Allarmi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
TELETRASMISSIONE DATI					
<i>Monitoraggio</i>					
Cronologia eventi	10"	=	Spontanea		
Trasferimento file	1 h	=	Spontanea		
<i>Telecomandi</i>					
Comandi interruttori	1"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
Altri telecomandi	2"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
<i>Teleregolazioni</i>					
Potenza attiva	2"	0,5	Periodica		
Potenza reattiva	2"	1	Periodica		
Tensione	2"	0,2	Periodica		
Frequenza	2"	0,2	Periodica		

- (1) **ad eccezione delle misure impiegate nelle regolazioni di tensione e di frequenza.**
(2) **1" se si tratta di eventi o allarmi di particolare importanza per la conduzione.**
(3) **Definizione secondo la Norma CEI 57-7, la ediz., febr. 1998, fascicolo 57-7 3632 R**

1B.4.8.1 Apparati di telecontrollo

1B.4.8.1.1 Il **Gestore** può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo nell'impianto dell'**Utente** vengano dedicati alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto) può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni, relative al documento A.9 "**Piano di difesa**" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1B.4.8.1.2 Per la trasmissione di dati (ad es. file) in tempo differito il **Gestore** deve dare il proprio consenso all'adozione di dispositivi non integrati negli apparati di telecontrollo.

1B.4.8.2 Informazioni inviate dall'Utente

1B.4.8.2.1 Ciascun **Utente** deve trasmettere al **Gestore** le informazioni dei propri impianti per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per l'**esercizio** ordinario della **RTN**, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei **disservizi di rete**.

1B.4.8.2.2 Per ciascuna categoria di **Utenti**, è riportato, nella sezione relativa, un elenco standard minimo di tali informazioni.

1B.4.8.2.3 L'elenco di dettaglio delle informazioni richieste è riportato nella **documentazione di connessione**.

1B.4.8.3 Telecomandi per l'attuazione delle azioni previste nel Piano di difesa

1B.4.8.3.1 L'impianto dell'**Utente** deve essere opportunamente predisposto, secondo quanto stabilito nella **documentazione di connessione**, per poter ricevere, smistare ed attuare comandi di sola apertura, automatici o manuali, impartiti

a distanza dai sistemi di **protezione** della **RTN** o dai sistemi centralizzati del **Gestore** facenti parte del **Piano di difesa** della rete.

A tal fine l'impianto deve essere equipaggiato con apparati di ricezione compatibili con quelli adottati nella **RTN**.

1B.4.8.3.2 I comandi di apertura agiranno, in caso di sovraccarichi su elementi di rete o per prevenire squilibri di potenza in una data area della **RTN**:

- (a) sugli interruttori funzionali all'**attività di trasmissione**, in modo tale da escludere l'intero impianto;
- (b) su altri interruttori dell'impianto, concordati con il **Gestore**, al fine di distaccare porzioni di carico o far uscire dal servizio **impianti di generazione**.

1B.4.8.3.3 I circuiti di smistamento devono contenere i ritardi di eventuali relè ripetitori entro 10 ms.

1B.4.8.3.4 I telecomandi rapidi per protezione sono assimilati ai telescatti.

1B.4.8.4 Collegamenti telefonici

1B.4.8.4.1 I centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** impartiscono alle Sale Manovra dell'**Utente** disposizioni relativamente alla conduzione degli impianti, sia in condizioni operative normali che di emergenza.

1B.4.8.4.2 Se richiesto dal **Gestore**, l'**Utente** deve predisporre una linea telefonica dedicata.

1B.4.8.4.3 Le caratteristiche funzionali delle apparecchiature necessarie allo scopo sono definite dal **Gestore**.

1B.4.9 Contributo alle correnti di corto circuito

1B.4.9.1 Il **Gestore** calcola, nelle stesse ipotesi di calcolo di cui al paragrafo [1B.3.7.1](#), i contributi alle correnti di **corto circuito** provenienti dagli impianti dell'**Utente**, sulla base dei dati che l'**Utente** stesso è tenuto a comunicare ed aggiornare.

1B.4.9.2 La corrente di **corto circuito** in ogni punto della **RTN**, incluso il contributo dell'impianto dell'**Utente**, non deve essere superiore al 90% del potere di interruzione degli interruttori installati.

Il potere di **corto circuito** nominale degli interruttori, così come definitivo dalla normativa CEI di riferimento, è di norma, scelto tra uno dei seguenti valori:

- (a) 50 kA o 63 kA per il 380 kV;
- (b) 31,5 kA o 40 kA o 50 kA per il 220 kV;
- (c) 20 kA o 31,5 kA o 40 kA per il 132-150 kV.

1B.4.9.3 I tempi d'intervento delle **protezioni** non possono essere aumentati in caso di deboli contributi.

1B.4.9.4 Provvedimenti eventuali per la riduzione dei contributi alle correnti di **corto circuito** possono essere adottati con modifiche impiantistiche o con l'adozione di appositi dispositivi.

1B.4.10 **Coordinamento dell'isolamento**

- 1B.4.10.1 Il coordinamento dell'isolamento dovrà essere effettuato coerentemente con i criteri adottati sulla **RTN** (cfr. paragrafo [1B.3.6](#)), a parità di livello di tensione nominale.
- 1B.4.10.2 Se richiesto dal **Gestore**, gli avvolgimenti **AT** e **AAT** dei trasformatori dovranno essere realizzati con pieno isolamento verso terra, per consentire, in qualsiasi momento, l'esercizio con centro stella non collegato a terra.

1B.4.11 **Limiti di scambio di potenza**

Le condizioni generali applicabili sono riportate di seguito, rimandando per quelle particolari ai paragrafi relativi alle diverse tipologie di **Utente**.

1B.4.11.1 *Scambio in condizioni normali*

Le caratteristiche costruttive dell'impianto devono essere tali da garantire con continuità e regolarità gli scambi di **potenza attiva** e **reattiva** coerentemente ai programmi di immissione e prelievo previsti e alle regolazioni cui l'impianto partecipa.

1B.4.11.2 *Scambio in altre condizioni*

- 1B.4.11.2.1 Le caratteristiche costruttive dell'impianto (inclusi i processi, le regolazioni degli stessi e le relative tarature) devono essere idonee:

- (a) per gli **impianti di generazione**, a seguire l'evoluzione in tensione ed in corrente nei limiti prefissati, restando connessi e producendo la potenza attiva di programma;
- (b) per gli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, a garantire la stessa potenza ritirata precedentemente in **condizioni normali**, salvo la quota parte di essa dipendente dalla frequenza e dalla tensione e salvo inserimento dell'impianto di **Utente** nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**.

1B.4.12 Servizi di sistema per gli impianti di produzione

Si riporta nel seguito una sintesi dei servizi di sistema che i Titolari di impianti di produzione, direttamente e indirettamente connessi alla RTN, sono tenuti ovvero possono fornire al Gestore.

Nella tabella sono altresì indicati i riferimenti ai capitoli del Codice di rete nonché ai documenti allegati che specificano in dettaglio i requisiti e le caratteristiche tecniche degli impianti di produzione ai fini della prestazione dei servizi indicati.

Risorsa	Obbligo/Facoltà di prestazione del servizio	Requisiti e Caratteristiche tecniche	Documentazione di connessione
Risoluzione delle Congestioni in sede di programmazione	Facoltativo. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a presentare offerta su MSD	Par. 4.4.1	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Regolazione Primaria di Potenza	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.1 ; 1B.5.7 ; 4.4.2 ; Allegato A.6; Allegato A.15	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Regolazione Secondaria di Potenza	Facoltativo. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a presentare offerta su MSD	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.3 ; Allegato A.23	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Regolazione Terziaria di Potenza	Facoltativo. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a presentare offerta su MSD	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.4	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Bilanciamento	Facoltativo. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a presentare offerta su MSD	Par. 4.4.5 ; Allegato A.23	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Regolazione primaria di tensione	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.2 ; Par. 1B.5.8 ; Par. 4.4.7 ; Allegato A.6; Allegato A.14; Allegato A.16	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)

Risorsa	Obbligo/Facoltà di prestazione del servizio	Requisiti e Caratteristiche tecniche	Documentazione di connessione
Regolazione secondaria di tensione	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.8 ; Allegato A.6; Allegato A.14	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Rifiuto del carico	Obbligatorio per UP termoelettriche con potenza maggiore di 100 MW	Par. 1B.5.3.4 ; Par. 4.4.9	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Partecipazione alla rialimentazione del Sistema Elettrico	Obbligatorio per UP rilevanti indicate nell'Allegato A.10	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 1B.5.12 ; Par. 4.4.10 ; Allegato A.10	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)
Telescatto	Obbligatorio per UP rilevanti abilitate a MSD localizzate nei poli a produzione limitata	Par. 4.4.11 ; Allegato A.9	Par. 1B.4.14.2 lettera (b), (iv) e (v)

Nota: per le UP rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili la prestazione di tutti i servizi di cui alla tabella deve intendersi facoltativa.

1B.4.13 Documentazione tecnica del sito di connessione

Il **Gestore** e l'**Utente** devono identificare univocamente l'impianto ed individuare i referenti abilitati a fornire le informazioni tecniche.

Per ogni **sito di connessione** deve essere predisposta la documentazione tecnica di riferimento, ai fini della gestione del **sito di connessione**.

L'**Utente** è responsabile della redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione al **Gestore** della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

Tale documentazione deve comprendere almeno:

- (a) schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'**impianto di Utente**;
- (b) schemi funzionali del sistema di comando e controllo, per ciascun componente di impianto;
- (c) descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature **AT** e **AAT**, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

L'**Utente** deve mettere a disposizione del **Gestore**, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal **Gestore**, limitatamente alle parti di impianto che hanno influenza sulla gestione della **RTN**.

L'**Utente** è altresì tenuto a collaborare all'aggiornamento periodico del data base del sistema di controllo del **Gestore**.

Per ogni **sito di connessione** è conservato presso il **Gestore** l'elenco delle caratteristiche tecniche del sito stesso. Tale elenco è costituito ed aggiornato a cura del **Gestore**, sulla base delle informazioni fornite dall'**Utente**. Nell'elenco sono anche segnalate le eventuali deroghe concesse.

Le informazioni relative alle prestazioni degli impianti e dei processi di produzione di energia elettrica sono riportate nella **documentazione di connessione** e nella presente sezione del Codice di rete.

1B.4.13.1 Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto di Utente

1B.4.13.1.1 Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero **sito di connessione**.

Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature **MT, AT e AAT**, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in **bassa tensione** ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature **AT e AAT** presenti in impianto.

Sulla planimetria e sulle sezioni dell'**impianto di Utente** devono essere rappresentate tutte le apparecchiature **MT, AT e AAT** e devono essere chiaramente individuati i confini di proprietà tra **impianto di rete** e **impianto di utenza**.

1B.4.13.1.2 Se nel **sito di connessione** sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.

1B.4.13.2 Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione

1B.4.13.2.1 Per ciascuno **stallo** della **stazione di consegna** l'**Utente** deve redigere:

- (a) uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
- (b) uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.

1B.4.13.3 *Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo*

1B.4.13.3.1 Per ciascuna tipologia di apparato e di componente della **stazione di consegna** di sua competenza, l'**Utente** deve fornire, desumendoli eventualmente dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività del **Gestore**.

1B.4.13.3.2 Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

1B.4.14 *Documentazione di connessione*

1B.4.14.1 La **documentazione di connessione** è costituita sostanzialmente da tre sezioni:

- (a) prestazioni della **RTN** nel particolare **sito di connessione** (così come indicato alla sezione [1B.3](#));
- (b) caratteristiche degli impianti della **RTN**, dell'**Utente** e delle linee di collegamento nel particolare **sito di connessione**;
- (c) disciplina dei rapporti tra **Gestore** e **Utente** per quanto attiene all'**esercizio**, alla **manutenzione** e allo **sviluppo** delle porzioni d'impianto funzionali alla **RTN**, con particolare riferimento a quanto riportato nei paragrafi [1B.4.2](#) e [1B.4.3](#) e alla sezione [1B.9](#).

1B.4.14.2 Gli argomenti principali trattati nella **documentazione di connessione** sono i seguenti.

(a) Prestazioni indicative della RTN nel sito di connessione

- (i) limiti di variazione della tensione;
- (ii) massimo livello di **distorsione armonica totale**;
- (iii) massimo valore dell'**indice di severità del flicker**, sia a breve che a lungo termine;
- (iv) eventuali difformità, dovute a vetustà o a particolari concezioni progettuali, nelle prestazioni della **RTN** rispetto a quanto dichiarato nella sezione [1B.3](#).

(b) Caratteristiche degli impianti e dei processi

(i) Impianti della RTN

- coordinamento dell'isolamento relativo alla **stazione di consegna** o alla **stazione di connessione**;
- caratteristiche del sistema di protezione nella **stazione di consegna**.

(ii) Impianti dell'Utente

- caratteristiche degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di protezione della **RTN** o da dispositivi del **Gestore** (quali, ad esempio, quelli necessari per l'attuazione del **Piano di difesa** della rete);
- caratteristiche dei variatori sottocarico dei trasformatori **AT/MT** o **AAT/MT** dell'**Utente**;

- eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di **carichi** o di **gruppi di generazione**;
- criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale, quando si tratti di un **Utente** con elevate esigenze di interoperabilità verso la **RTN** (ad esempio una **rete di distribuzione**) o di un impianto cui siano associati particolari processi industriali;
- eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (quali, ad esempio, condensatori di rifasamento o reattori);
- elenco degli eventuali apparati di proprietà del **Gestore** che siano installati nell'**impianto dell'Utente**.

(iii) Linee di collegamento

- coordinamento dell'isolamento;
- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- eventuale impiego di apparati di teleprotezione.

(iv) Impianti di generazione

- caratteristiche tecniche dell'impianto e modalità di esercizio con particolare riferimento alla flessibilità della produzione (tipo di servizio, minimo tecnico, gradiente di presa di carico in funzione della potenza erogata, ecc.);
- intervalli di tensione e di frequenza nei quali, in presenza di **carichi essenziali**, il titolare dell'**impianto di generazione** garantisce la produzione di **potenza attiva**;

- eventuali impieghi dei sistemi di eccitazione dei **generatori** diversi dalla **regolazione primaria di tensione** (regolazione della tensione **AT** e **AAT** nel **punto di consegna**; programma di erogazione di **potenza reattiva**; regolazione a **potenza reattiva** costante; regolazione a fattore di potenza costante);
 - profili di tensione da impostare sui sistemi per la regolazione della tensione nelle **centrali** di generazione;
 - eventuali scelte di dettaglio riguardanti le **protezioni** dei **generatori**, in relazione al tipo di **generatore** (termoelettrico, idroelettrico, ecc.);
 - valori di statismo da impostare sui regolatori di velocità dei **gruppi di generazione**;
 - rapporto di trasformazione e relativo campo di regolazione del trasformatore elevatore di gruppo.
- (v) Esercizio, conduzione e controllo degli impianti
- gestione dei **punti di consegna** multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della **RTN**;
 - caratteristiche dei **sistemi di telecomunicazione**;
 - modalità transitorie di interfacciamento dell'**Utente** verso il **Gestore** per lo scambio dei dati;
 - eventuale abilitazione alla partecipazione dell'**Utente** a servizi di sistema;
 - scelta dei periodi di **indisponibilità** di elementi di impianto;

- accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- sicurezza a persone e cose in occasione di interventi per **manutenzione e sviluppo**.

La **documentazione di connessione** contiene, inoltre, l'elenco dettagliato delle informazioni (telesignali, telemisure, telecomandi, teleregolazioni) che l'**Utente** ed il **Gestore** devono scambiarsi.

Le eventuali deroghe alle **Regole tecniche di connessione**, accordate dal **Gestore** secondo la procedura descritta nel Capitolo 14, sezione [14.3](#), sono riportate nella **documentazione di connessione**.

1B.4.14.3 Fermo restando quanto previsto nella **Convenzione Tipo**, il **Gestore** disciplina convenzionalmente con l'**Utente** nel rispetto delle presenti **Regole tecniche di connessione**, le seguenti attività:

- (a) esercizio, conduzione e controllo degli impianti;
- (b) accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- (c) sicurezza in occasione di interventi per **manutenzione o sviluppo**;
- (d) **indisponibilità** degli elementi di impianto e suoi periodi orientativi;
- (e) impiego di apparati di teleprotezione sulle linee di collegamento;
- (f) teledistacco di **gruppi di generazione** o di **carichi**.

Le informazioni necessarie potranno essere, parzialmente o totalmente, già contenute nei seguenti documenti, che costituiscono parte integrante della **documentazione di connessione**:

- (a) **contratto per la connessione** che il **Gestore** adotta per disciplinare le modalità di connessione alla **RTN**;

- (b) **contratti di servizio** stipulati tra **Gestore** ed **Utente** per disciplinare i rapporti attinenti all'**esercizio**, alla **manutenzione** e allo **sviluppo** del sito rilevante (con particolare riferimento a quanto riportato nelle sezioni [1B.4.2](#) e [1B.4.3](#) e sezione [1B.9](#));
- (c) procedure e regolamenti concordati tra **Gestore** ed **Utente** al fine di stabilire le modalità operative di esercizio del **sito di connessione** e di regolare i rapporti tra le unità interessate precisandone le rispettive competenze.

Tutte le informazioni contenute nei documenti elencati sono organicamente raccolte nella **documentazione di connessione**.

1B.5 IMPIANTI DI GENERAZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI

Il contenuto del presente paragrafo si applica a tutti gli **impianti di generazione** direttamente connessi alla **RTN**, ivi compresi i gruppi degli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo di energia elettrica (ad es. impianti di **autoproduttori**).

Per le centrali eoliche trova applicazione l'allegato A.17 "Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche", di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, nei termini di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 98/08.

1B.5.1 Caratteristiche della tensione

1B.5.1.1 Distorsione armonica

1B.5.1.1.1 Il **Produttore** fornisce, all'atto della **richiesta di connessione**, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di armoniche; sulla base di tali dati il **Gestore**

valuta gli effetti sulla rete, in condizioni di minima **potenza di corto circuito** sulla rete stessa.

1B.5.1.1.2 Le armoniche emesse dall'impianto devono essere tali che il **THD** nel **sito di connessione** non superi i valori indicati al paragrafo [1B.3.5.1](#).

1B.5.1.1.3 Nel calcolo del **THD**, il **Gestore** includerà i **carichi** disturbanti dell'**impianto di generazione**.

1B.5.1.2 *Dissimmetria delle tensioni*

Il **Produttore** documenterà eventuali **carichi** presenti ed alimentati in modo da indurre dissimmetrie nelle tensioni.

1B.5.2 *Prestazioni degli impianti di generazione*

1B.5.2.1 L'**Utente** è tenuto a dichiarare, su richiesta del **Gestore**, le caratteristiche dell'impianto per singolo **gruppo di generazione**. I dati dichiarati devono riferirsi a quelli di esercizio.

Oltre alle informazioni generali sulla tipologia d'impianto sono richiesti la tipologia di processo e le fonti primarie utilizzate.

L'**Utente** deve inoltre dichiarare tutti i vincoli legati al processo, limitativi delle prestazioni tipiche della tipologia d'appartenenza, e gli eventuali vincoli di natura ambientale.

1B.5.2.2 Le caratteristiche d'interesse principali ai fini della individuazione della flessibilità in esercizio sono:

(a) il tipo di servizio;

(b) il minimo tecnico;

- (c) il gradiente di presa di carico in funzione della potenza erogata;
- (d) il tempo di avviamento a caldo al rientro da un blocco;
- (e) le ore di utilizzazione;
- (f) le ore di disponibilità.

1B.5.2.3 Le caratteristiche d'interesse ai fini del comportamento elettrico sono tutte quelle relative all'alternatore, turbina ed al trasformatore elevatore necessarie alla esecuzione di calcoli di dinamica, **corto circuito** e di load flow, (quali, ad esempio **potenze nominali**, correnti e tensioni nominali, reattanze) e devono riferirsi al singolo **generatore** o **gruppo di generazione**.

Ai fini della capacità a fornire servizi di sistema le caratteristiche sono quelle dei regolatori e delle **curve di capability** nel campo di variazione della tensione.

1B.5.2.4 I dati relativi ai tassi di guasto possono essere richiesti dal **Gestore** e in tal caso devono essere forniti dagli **Utenti**.

Qualora i dati di cui sopra, non siano resi disponibili dall'**Utente**, il **Gestore** assumerà, per le valutazioni di propria competenza, i valori corrispondenti ai dati storici della medesima tipologia di impianto o i dati reperibili sulla bibliografia tecnica.

L'Utente fornisce altresì i valori dei rendimenti dell'impianto di generazione che vengono trattati ai sensi di quanto previsto al Capitolo 12, sezione [12A.3](#), del presente Codice di rete.

1B.5.2.5 Stessi obblighi di dichiarazione e responsabilità devono essere applicati alle informazioni relative a:

- (a) capacità ad alimentare porzioni isolate della **RTN** e/o **carichi propri**;
- (b) capacità a sopportare il **rifiuto di carico**;

- (c) capacità a fornire il servizio di **riaccensione**.

Le caratteristiche sopra elencate saranno tenute in considerazione nel valutare l'idoneità dell'impianto a fornire energia e servizi di sistema.

1B.5.3 Prestazioni dei gruppi di generazione

1B.5.3.1 I generatori devono essere in grado di mantenere con continuità uno stato di funzionamento compreso nei seguenti limiti:

- (a) **potenza attiva** erogata (P_c) qualsiasi, compresa tra la **potenza efficiente** (P_e) e il minimo tecnico dichiarato;
- (b) **potenza reattiva** richiesta dalla rete, compresa tra il valore minimo ($Q_{c,min}$) e quello massimo ($Q_{c,max}$), desunti sulla **curva di capability** (fig. 1) in corrispondenza della **potenza attiva** erogata e a tensione di macchina e frequenza comprese nell'area A di [fig. 2](#).

1B.5.3.2 Inoltre, i **generatori** devono poter mantenere, per periodi singoli non superiori a 15 minuti e conformemente alle condizioni stabilite dalla normativa tecnica di riferimento CEI sul macchinario, il seguente stato di funzionamento:

- (a) **potenza attiva** erogata (P_c) qualsiasi, compresa tra la **potenza efficiente** (P_e) e il minimo tecnico dichiarato;
- (b) **potenza reattiva**, se richiesta dalla rete, compresa tra il valore minimo ($Q_{c,min}$) e quello massimo ($Q_{c,max}$), desunti sulla **curva di capability** in corrispondenza della **potenza attiva** erogata, con tensione di macchina e frequenza comprese:

- (i) nell'area B di [fig. 2](#), per i generatori a rotore liscio di potenza nominale uguale o superiore a 10 MVA;
- (ii) nell'area C di [fig. 2](#), per i generatori a rotore liscio di potenza nominale inferiore a 10 MVA e per i generatori a poli salienti.

Il **Gestore** ed il **Produttore** possono concordare campi di funzionamento più ampi di quelli riportati in [fig. 2](#).

1B.5.3.3 Il fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) ai terminali del **generatore** deve essere:

- (a) per macchine a rotore liscio non superiore a:
 - (i) 0,85 per taglie sino a 200 MVA;
 - (ii) 0,9 per taglie superiori a 200 MVA;
- (b) per macchine a poli salienti non superiore a:
 - (i) 0,85 per taglie sino a 70 MVA;
 - (ii) 0,9 per taglie superiori a 70 MVA.

Il fattore di potenza in sottoeccitazione ai terminali del **generatore** deve essere 0,95. La presenza di limitatori non deve ridurre, in modo significativo, la **potenza reattiva** limite. La taratura dei limitatori dovrà essere comunque concordata con il **Gestore**.

1B.5.3.4 I **gruppi di generazione** termoelettrici di potenza superiore a 100 MW, fatte salve dimostrate impossibilità tecniche, debbono fornire il servizio di **rifiuto del carico**, consistente nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della sconnessione del **gruppo di generazione** dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità per un tempo pari ad almeno 12 ore.

Il requisito relativo alle 12 ore potrà essere soggetto a revisione sulla base delle risultanze delle prove di cui al paragrafo [1B.5.12.1](#) e delle esigenze di esecuzione della **riaccensione**.

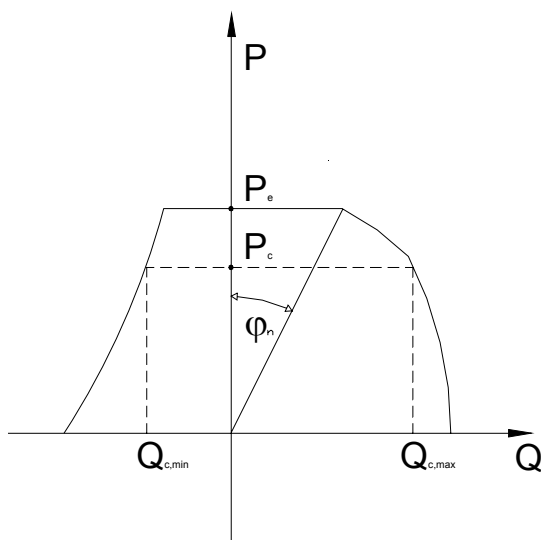


Fig. 1 – Curva di capability tipica per un gruppo di generazione.

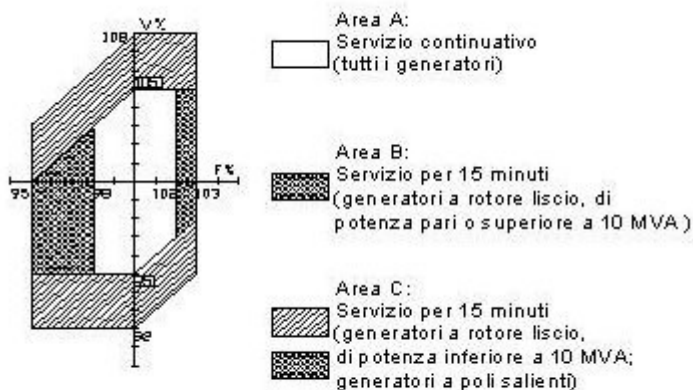


Fig. 2 – Stati di funzionamento dei generatori. In ascissa è riportata la frequenza; in ordinata è riportata la tensione ai morsetti del generatore. Entrambe le grandezze sono espresse in per cento dei rispettivi valori nominali.

1B.5.4 Prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione

1B.5.4.1 L'**impianto di generazione** ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in **condizioni di emergenza e di ripristino** di rete.

In tali condizioni l'**impianto di generazione** deve garantire, secondo quanto stabilito nel presente documento e nella **documentazione di connessione**:

- (a) l'erogazione della **potenza attiva** programmata;
- (b) la possibile partecipazione alla regolazione di frequenza, secondo le caratteristiche proprie dei gruppi;
- (c) la possibile partecipazione alla regolazione di tensione, secondo le caratteristiche proprie dei gruppi.

Il regolatore deve garantire il funzionamento stabile del gruppo per un tempo indefinito, per qualunque frequenza compresa fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque **carico** compreso fra il carico dei servizi ausiliari e la potenza massima generabile dal gruppo. Inoltre deve garantire il corretto funzionamento fino a 46 Hz per tempi limitati (qualche secondo).

1B.5.4.2 Per gli **impianti di generazione** integrati in processi con **carichi essenziali** alla produzione di energia elettrica e dichiarati, in sede di definizione e sottoscrizione del regolamento di esercizio di cui ai paragrafi [1B.4.14.1](#) e [1B.4.14.3](#) e della **documentazione di connessione**, non idonei al funzionamento in **condizioni di emergenza** di rete, il **Produttore** deve dichiarare nella **documentazione di connessione** il campo di tensione e il campo di frequenza nei quali è garantita la produzione di **potenza attiva**. Il **Gestore** si riserva di limitare a priori il ritiro di potenza a fini preventivi di sicurezza degli approvvigionamenti.

1B.5.4.3 Ciascun **Utente** è responsabile della protezione del proprio macchinario e delle proprie apparecchiature contro danni causati da eventuali regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori del campo di variazione in **condizioni di emergenza** o **di ripristino** della rete. Modalità di separazione dalla rete in regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori dei limiti espressi e modalità di rientro in servizio sono concordate con il **Gestore** nella **documentazione di connessione**.

1B.5.5 **Funzionamento in presenza di correnti di sequenza inversa**

1B.5.5.1 Ogni **gruppo di generazione** deve tollerare, senza scollegarsi, la corrente di sequenza inversa causata da guasti dissimmetrici, eliminati dalle **protezioni di riserva** della **RTN** con i seguenti tempi: 2 secondi per la rete 150-132 kV; 2,6 secondi per la rete 220 kV; 4 secondi per la rete 380 kV.

1B.5.6 **Servizi di sistema**

1B.5.6.1 *Regolazione primaria di frequenza*

1B.5.6.1.1 Tutti i gruppi di potenza nominale superiore a 10 MVA devono contribuire alla **regolazione primaria di frequenza** (cfr. Allegato A.15), secondo le procedure stabilite dal **Gestore** nelle Regole per il dispacciamento di cui al [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete, ad eccezione di quelli privi, per propria natura, di capacità regolanti, quali, ad esempio:

- (a) i **gruppi di generazione** alimentati da **fonti rinnovabili** non programmabili;
- (b) i gruppi geotermoelettrici.

Su richiesta del **Gestore**, i gruppi devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionante su una porzione isolata di rete, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0,25\%$, e consentire la rimagliatura della rete.

1B.5.6.2 *Regolazione primaria di tensione*

1B.5.6.2.1 Tutti i **gruppi di generazione** devono contribuire alla **regolazione primaria di tensione** (cfr. Allegati A.14 e A.16).

1B.5.6.2.2 Le modalità richieste di regolazione (di gruppo ovvero di sbarra **AT** o **AAT**), i profili di tensione da conseguire e il programma di erogazione della **potenza reattiva** da attuare sono definiti nella **documentazione di connessione**.

1B.5.6.2.3 In base alle esigenze della **RTN** e secondo procedure che vengono stabilite nelle Regole per il dispacciamento, di cui al [Capitolo 4](#), al **Produttore** può essere chiesto di partecipare, con tutti i propri gruppi o con parte di essi, ai servizi di:

- (a) **regolazione secondaria di frequenza;**
- (b) **regolazione terziaria di frequenza;**
- (c) **regolazione secondaria di tensione**
- (d) **piano di difesa;**
- (e) ripristino del sistema elettrico.

Gli impianti ed i relativi gruppi possono essere scelti tra quelli abilitati e più idonei, per le loro caratteristiche e per la loro ubicazione rispetto alla rete, a fornire lo specifico servizio.

1B.5.7 **Caratteristiche dei regolatori di velocità**

1B.5.7.1 Ogni **gruppo di generazione** deve essere dotato di un regolatore di velocità, il cui segnale di riferimento del carico possa essere variato da 0 al 100% del carico nominale in un tempo massimo di 50 s. Il regolatore deve essere in grado di funzionare correttamente anche in condizioni perturbate della tensione ausiliaria di alimentazione (ad es., in presenza di guasti sulla **RTN**).

1B.5.7.2 Se il gruppo partecipa alla **regolazione primaria di frequenza**, il regolatore deve possedere gli ulteriori requisiti funzionali descritti qui di seguito.

<i>Grado di statismo</i>	Tarabile tra 2% e 8%
<i>Tolleranza massima sulla misura di velocità</i>	0,02%
<i>Zona di insensibilità massima</i>	± 10 mHz

1B.5.7.3 Gli statismi sono coordinati dal **Gestore** e impostati normalmente nei seguenti campi:

- (a) per i gruppi idroelettrici tra 2% e 5%;
- (b) per i gruppi termoelettrici tra 5% e 8%.

Nel definire il valore di statismo si tiene conto, tra l'altro, delle caratteristiche del **gruppo di generazione**, dell'ubicazione dell'impianto nella **RTN** e della eventuale partecipazione dell'impianto alla **riaccensione**.

- 1B.5.7.4 I valori da impostare per le bande morte tarabili sono definiti dal Gestore sulla base delle caratteristiche degli impianti e in accordo alle regole **UCTE** (Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité).
- 1B.5.7.5 Per i gruppi che partecipano alla **regolazione secondaria di frequenza** i regolatori di velocità devono inoltre essere in grado di ricevere, dal regolatore centralizzato del **Gestore**, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di carico.
- 1B.5.7.6 Su richiesta del **Gestore**, i gruppi devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionante su una porzione isolata di rete, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0,25\%$, e consentire la rimagliatura della rete.

1B.5.8 *Caratteristiche dei regolatori di tensione*

- 1B.5.8.1 Un sistema automatico di controllo dell'eccitazione, ad azione continua, deve regolare la tensione ai morsetti del **gruppo di generazione**, con un errore non superiore al $\pm 0,5\%$ del valore di riferimento impostato. Il sistema di eccitazione dovrà essere dotato di limitatori di sovraeccitazione e sottoeccitazione per il rispetto delle curve di prestazione della macchina e dovrà possedere i requisiti descritti nel seguito.

Errore di tensione massimo ammissibile	±0,5%
Riferimento di tensione	Tarabile tra 80% Vn e 110% Vn
Ceiling a funzionamento nominale	Eccitatrici statiche: 200 %
	Altre eccitatrici: 160 %
Tempo di mantenimento del ceiling in caso di corto circuito vicino (per generatori di potenza > 100 MVA)	2 s
Corrente di campo massima per 10 s (per generatori di potenza > 100 MVA)	150%
Compound positivo (per generatori di potenza > 50 MVA)	70%-80% della c.d.t. sul trasformatore elevatore

- 1B.5.8.2 Non sono previste, in generale, la regolazione a **potenza reattiva** costante e quella a fattore di potenza costante. In casi particolari, il **Gestore** ed il **Produttore** potranno concordare l'adozione di una di tali modalità, citandola espressamente nella **documentazione di connessione**.
- 1B.5.8.3 Il limite di sovraeccitazione deve essere temporaneamente superabile per consentire il forzamento della corrente di campo in caso di **guasto** nella **RTN**.
- 1B.5.8.4 Il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale.
- 1B.5.8.5 Per **generatori** di potenza superiore a 100 MW, devono essere previsti dispositivi di stabilizzazione ("Power System Stabilizer", PSS) che agiscano sul sistema di eccitazione in modo da smorzare le pendolazioni di potenza causate da disturbi sulla **RTN**. Le tarature di tali dispositivi devono essere concordate con il **Gestore** nell'ambito della **documentazione di connessione**.

1B.5.9 **Informazioni trasmesse dal Produttore**

Di seguito sono elencate le tipologie di informazioni che ciascun **Produttore** deve trasmettere al **Gestore**. L'elenco di dettaglio e le modalità di scambio delle informazioni saranno stabiliti, per ciascun **impianto di generazione**, nella **documentazione di connessione**.

1B.5.9.1 *Segnali e misure per la gestione della RTN*

1B.5.9.1.1 Per l'**esercizio** in tempo reale della **RTN** è necessario che ciascun **impianto di generazione** trasmetta almeno:

- (a) misure di tensione ai morsetti di ciascun **generatore**;
- (b) misure di tensione di sbarra **AT** o **AAT**;
- (c) misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** su ciascun **gruppo di generazione**;
- (d) misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** nel punto di consegna;
- (e) segnalazioni di posizioni di organi di manovra e di interruzione, dei montanti di gruppo, di eventuali parallelo sbarre e, se rilevante, delle derivazioni per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

1B.5.9.1.2 Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di rete.

1B.5.9.2 *Informazioni per la rapida ripresa del servizio*

1B.5.9.2.1 A seguito di un disservizio, l'**Utente** deve comunicare tempestivamente al **Gestore**:

- (a) la disponibilità dell'impianto escluso durante il disservizio, le cause che ne hanno determinato l'esclusione e quelle che ne impediscono il rientro;
- (b) i tempi necessari al rientro.

1B.5.9.2.2 Le informazioni dei registratori cronologici di eventi (RCE), presso l'impianto dell'**Utente** e limitatamente ai confini tra **RTN** ed impianto, devono pervenire al **Gestore** entro 10 secondi dall'evento.

1B.5.9.3 *Informazioni per la ricostruzione dei disservizi*

1B.5.9.3.1 Per la ricostruzione dei disservizi l'**Utente** è tenuto a rendere disponibili al **Gestore**:

- (a) le registrazioni rilevate da **oscilloperturbografi** (relative, ad esempio, a valori istantanei di corrente e di tensione, segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di protezione);
- (b) le registrazioni cronologiche di eventi;
- (c) le registrazioni di transitori elettromeccanici;
- (d) le segnalazioni locali.

Tali informazioni devono essere conservate dall'**Utente** per un periodo non inferiore ai 10 anni.

1B.5.10 *Livelli di regolazione trasmessi dal Gestore*

Gli impianti degli **Utenti** che partecipano alla **regolazione secondaria di tensione** ed alla **regolazione secondaria di frequenza/potenza** devono

essere predisposti per ricevere i relativi segnali di livello, trasmessi dal **Gestore**.

1B.5.11 Protezioni dei gruppi di generazione

1B.5.11.1 Protezioni contro i guasti interni

1B.5.11.1.1 L'insieme minimo di **protezioni** elettriche da adottare (riferite al singolo **generatore**) è costituito da quelle elencate qui di seguito:

- (a) differenziale di generatore (per **generatori** di potenza pari o superiore a 10 MVA);
- (b) minima impedenza (per **generatori** di potenza pari o superiore a 50 MVA);
- (c) terra statore;
- (d) terra rotore;
- (e) sottoeccitazione e/o perdita di eccitazione;
- (f) massima tensione;
- (g) direzionale di **potenza attiva** (per **generatori** termoelettrici);
- (h) massimo flusso (per **generatori** di potenza pari o superiore a 50 MVA);
- (i) perdita di passo (per **generatori** di potenza pari o superiore a 100 MVA);
- (j) massima velocità;
- (k) massima temperatura parti attive e/o fluido refrigerante;

- (l) differenziale di trasformatore elevatore o totale (per **generatori** di potenza pari o superiore a 10 MVA);
- (m) protezione distanziometrica lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore con una zona di misura orientata in direzione trasformatore (per generatori di potenza pari o superiore a 200 MVA);
- (n) massima corrente lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore (per generatori di potenza inferiore a 200 MVA);
- (o) mancata apertura interruttore di gruppo (per generatori di potenza pari o superiore a 20 MVA).

Fatto salvo quanto specificatamente previsto nella **documentazione di connessione** in relazione a particolari tipologie d'impianto, le **protezioni** elettriche sopra elencate valgono (con le eccezioni indicate) per tutti i **gruppi di generazione**, indipendentemente dal tipo (termoelettrico, idroelettrico, ecc.) e dalla **potenza nominale**.

- 1B.5.11.1.2 Le protezioni per "sottoeccitazione e/o perdita di eccitazione", "massima tensione", "direzionale di potenza attiva", "massimo flusso" e "perdita di passo" sono sensibili a perturbazioni sulla **RTN** (quali guasti e oscillazioni elettromeccaniche) ed a **condizioni di emergenza e di ripristino** della **RTN** stessa. La taratura di tali **protezioni** deve, quindi, essere concordata con il **Gestore**.
- 1B.5.11.1.3 La protezione per mancata apertura dell'interruttore di gruppo invia un comando di apertura ad interruttori installati nella **stazione di connessione**. In caso di **connessione** diretta alla stazione, il comando di apertura è locale; in caso di collegamento tramite linea priva di interruttore in partenza, l'apertura è comandata a distanza (telescatto).
- 1B.5.11.1.4 Le **protezioni** contro i **guasti** interni devono comandare il blocco del **gruppo di generazione**.

1B.5.11.2 *Protezioni contro i guasti esterni*

1B.5.11.2.1 Ciascun **generatore** deve essere dotato di **protezioni** in grado di separarlo dalla **RTN** in caso di **guasti** nella **RTN** non eliminati correttamente. Le tarature di tali **protezioni** devono essere coordinate con quelle delle protezioni nella **RTN** e sono, quindi, stabilite dal **Gestore**.

1B.5.11.2.2 Le **protezioni** contro i **guasti** esterni devono limitarsi all'apertura dell'interruttore **AT** o **AAT** di macchina allo scopo di separare il **generatore** ed il trasformatore elevatore dalla **RTN**. Inoltre essi devono mantenersi in servizio sui propri servizi ausiliari, pronti alla ripresa del parallelo con la **RTN**.

1B.5.11.2.3 Le protezioni in questione sono le seguenti:

- (a) protezione distanziometrica lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore con tre zone di misura orientate in direzione rete (per **generatori** di potenza pari o superiore a 200 MVA);
- (b) massima corrente con minima tensione lato **MT** (per **generatori** di potenza inferiore a 200 MVA);
- (c) relè di massima tensione omopolare lato **AT** o **AAT** (per **gruppi di generazione** il cui trasformatore elevatore sia esercito con neutro isolato);
- (d) relè a sequenza inversa (squilibrio di corrente);
- (e) massima e minima frequenza;
- (f) protezione di sbarra se presente nella **stazione di consegna**.

1B.5.11.2.4 Per impianti connessi, direttamente o tramite linea, a **stazioni di connessione** dotate di protezione contro la mancata apertura dei relativi interruttori, l'**impianto d'Utente** deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare agli interruttori di macchina connessi.

1B.5.11.2.5 Per **gruppi di generazione** aventi taglia inferiore a 10 MVA e connessi a reti a tensione di 120÷150 kV, possono essere concordate nella **documentazione di connessione** modalità di distacco per **guasti** esterni per consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dei gruppi stessi, a beneficio della continuità del servizio.

1B.5.12 Verifiche periodiche

1B.5.12.1 Il **Gestore** definisce procedure per la verifica concernenti:

- (a) il livello e le funzioni di controllo della **potenza attiva e reattiva** immessa in rete;
- (b) le funzioni automatiche di distacco degli **impianti di generazione** al verificarsi di prestabilite condizioni di rete;
- (c) l'attuazione delle azioni di **rifiuto di carico** (vedi paragrafo [1B.5.3.4](#));
- (d) l'attuazione delle azioni previste durante le fasi di ripristino del servizio elettrico in seguito ad interruzioni del servizio medesimo;
- (e) la funzionalità degli apparati di protezione sottoposti ad azioni di coordinamento con i dispositivi di protezione installati sulla **RTN**.

Le verifiche ai punti c) e d) precedenti sono propedeutiche a prove più complesse di verifica delle procedure di riaccensione del sistema elettrico e devono essere ripetute periodicamente. Esse devono riguardare la funzionalità degli impianti utilizzati per la predisposizione delle direttrici di riaccensione con riferimento:

- (a) alle prove di rifiuto di carico dei gruppi termoelettrici;

- (b) alle prove di distacco dalla rete delle centrali di prima riaccensione, oppure di semplice avvio a seguito di fermate programmate, con ripartenza in condizioni di black start up.

1B.5.12.2 Le modalità di messa a disposizione delle risorse e di svolgimento delle prove sono riportate nei seguenti documenti di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo:

A.18 Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore;

A.19 Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico.

1B.5.12.3 Ai soggetti interessati dalle verifiche di cui al punto [1B.5.12.1](#) è fatto obbligo di partecipare e di cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle stesse.

1B.6 RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DIRETTAMENTE CONNESSE

1B.6.0.1 Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le **reti con obbligo di connessione di terzi** connesse direttamente con la **RTN**, attraverso **connessioni** semplici o multiple (connessioni multi-sito).

Nel seguito sono descritti criteri e procedure per la gestione coordinata della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** al fine di garantire adeguati livelli di **interoperabilità delle reti** nonché al fine della garanzia della sicurezza di funzionamento del **sistema elettrico nazionale**.

La **connessione** diretta di impianti di tale tipologia di reti avviene, di norma, tramite linee a 150–132 kV e trasformazioni dirette 220 kV/MT o 150-132 kV/MT.

Considerata la configurazione della **RTN** a 150 e 132 kV sussistono elevate esigenze d'interoperabilità tra la **RTN** stessa e le **reti con obbligo di connessione di terzi**.

Per tale motivo:

- (a) le isole di distribuzione a 132 e 150 kV devono essere osservabili dal sistema di controllo del **Gestore**, come indicato nel documento A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizioni dati” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) le **protezioni** dei tratti consistenti l'isola devono essere coordinate strettamente con quelle presenti sulla **RTN**.

Per le stazioni e linee elettriche facenti parte di **reti con obbligo di connessione di terzi** connesse direttamente ad impianti della **RTN**, il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** deve adottare regole tecniche di connessione nei confronti di terzi non in contrasto con quelle adottate dal **Gestore** per gli **impianti direttamente connessi alla RTN**.

1B.6.1 **Caratteristiche della tensione**

- 1B.6.1.1 Sulla rete **AT** e **AAT** il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** è tenuto a limitare i disturbi generati dai propri utenti con le stesse prescrizioni e limitazioni adottate dal **Gestore** per la **RTN** di pari tensione.

1B.6.2 Distacco del carico

1B.6.2.1 I **carichi** alimentati dalle **reti di distribuzione** sono integrati nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**. In tale ambito l'alleggerimento del carico viene effettuato:

- (a) con dispositivi installati nelle **stazioni elettriche** delle **reti di distribuzione** (modalità in locale);
- (b) con dispositivi centralizzati del **Gestore** (teledistacchi).

L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo **carico** (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale.

A tale scopo, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi** dovranno essere installati, a cura dei rispettivi gestori e su richiesta del **Gestore**, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.

1B.6.2.2 Il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** è responsabile della manutenzione dei dispositivi in questione e deve segnalare qualsiasi variazione sostanziale di **carico** distaccabile.

1B.6.2.3 Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al paragrafo [1B.4.8.3](#).

1B.6.3 Procedure per la riaccensione e la rialimentazione

Per quanto concerne la predisposizione degli impianti a seguito di disservizi estesi, le **reti con obbligo di connessione di terzi** partecipano alle procedure di **riaccensione** secondo quanto stabilito dal **Gestore** nei Capitoli [4](#) e [10](#) del presente Codice di rete e secondo le disposizioni riportate nella **documentazione di connessione**.

1B.6.4 Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva

- 1B.6.4.1 Per limitare i transiti di **potenza reattiva** verso i **siti di connessione**, il **Gestore** può richiedere l'impiego, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi**, di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (ad esempio condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione.
- 1B.6.4.2 La regolazione della tensione effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori **AAT/MT** o **AT/MT** deve essere coordinata con le azioni del **Gestore**, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sottocarico dei trasformatori nel caso di condizioni di esercizio prossime al collasso di tensione;
- 1B.6.4.3 Ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete il **Gestore** può imporre ai **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi** il fattore di potenza nei punti di scambio.

1B.6.5 **Segnali e misure trasmessi dall'Utente**

Per consentire l'interoperabilità tra la **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi**, il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi**, per tutti gli impianti di sua competenza, deve teletrasmettere al **Gestore** le tipologie di segnali e misure elencate nei successivi paragrafi.

L'elenco di dettaglio è riportato, per ciascuna rete, nella **documentazione di connessione**.

1B.6.5.1 Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN

1B.6.5.1.1 Per l'**esercizio** ordinario della **RTN** devono essere previsti i seguenti segnali e misure:

- (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (b) misure di tensione;
- (c) se richiesto dal **Gestore**, misure di potenza attiva e di potenza reattiva.

Le misure di potenza attiva e di potenza reattiva, se richieste, saranno fornite separatamente per ogni elemento di impianto.

Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di rete.

1B.6.5.2 Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

1B.6.5.2.1 In alcune stazioni, cui fanno capo linee della **RTN**, il **Gestore** può richiedere informazioni rilevate su tali linee da:

- (a) registratori cronologici degli eventi;
- (b) **oscilloperturbografi**;
- (c) segnalazioni locali.

Tali informazioni devono essere tra loro sincronizzate tramite segnale GPS o altro sistema equivalente.

1B.6.6 *Piccole reti isolate*

- 1B.6.6.1 Per le **piccole reti isolate**, il **Gestore** stabilirà criteri, ove necessario, per una connessione sicura ed affidabile con la **RTN**, tenendo conto delle disposizioni contenute nell'articolo 1, comma 43, della legge n. 239/2004.

1B.6.7 *Interoperabilità e sviluppo delle reti*

- 1B.6.7.1 Al fine di conseguire adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi**, è necessario il coordinamento della **gestione**, dell'**esercizio**, della **manutenzione** e dello **sviluppo** delle reti in questione con la **RTN**.
- 1B.6.7.2 I **contratti di servizio** vengono stipulati tra il **Gestore** e le parti interessate per disciplinarne i rapporti per quanto attiene alla conduzione, all'**esercizio**, alla **manutenzione** e allo **sviluppo** delle **stazioni elettriche** non appartenenti alla **RTN** ma ad essa funzionali.
- 1B.6.7.3 L'**esercizio** delle **stazioni elettriche** funzionali alla **RTN** è responsabilità dei rispettivi proprietari. Devono essere previste strutture e organizzazione che

assicurino, in modo continuativo (24 ore al giorno) e con tempi di intervento adeguati, l'espletamento delle funzioni assegnate.

L'**esercizio** comprende la supervisione continua dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre (ordinarie, in emergenza e di messa in sicurezza) a distanza oppure in locale, automaticamente o manualmente, ed il pronto intervento.

I titolari delle stazioni in questione garantiscono lo stato di funzionamento degli impianti nei limiti delle prestazioni e sono responsabili della **manutenzione** e della sicurezza di persone e cose.

La conduzione delle stazioni è coordinata dal **Gestore** con il controllo del sistema elettrico attraverso adeguati flussi informativi da e verso i centri di teleconduzione ed eccezionalmente da e verso gli impianti.

1B.6.7.4 Per la **manutenzione** ordinaria, straordinaria e per ogni altro intervento che interessi la **RTN**, Il **Gestore** coordina le **indisponibilità** di tutti i soggetti interessati, tenendo in particolare riguardo gli aspetti legati alla sicurezza della trasmissione, come indicato dettagliatamente nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di schemi di rete provvisori (messa in retta di linee, collegamenti a T, etc.) per i periodi di tempo strettamente necessari, il **Gestore** può derogare temporaneamente ai livelli di sicurezza tipici della situazione normale, secondo quanto previsto nella successiva sezione [1B.12](#).

Analoghe limitazioni possono essere necessarie anche durante la **manutenzione** ordinaria in zone di rete non adeguatamente magliate.

1B.6.7.5 Per quanto riguarda lo **sviluppo** delle **reti con obbligo di connessione di terzi**, i gestori di tali reti notificheranno al **Gestore** tutte le modifiche

pianificate inerenti le reti a tensione compresa tra 120 e 220 kV. Il **Gestore** valuterà i piani proposti al fine di conseguire adeguati livelli di interoperabilità.

1B.7 IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO DIRETTAMENTE CONNESSE

1B.7.0.1 Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutti gli impianti corrispondenti ad **unità di consumo** direttamente connesse con la **RTN**, con connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito), ivi compresi i **carichi** degli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo di energia elettrica.

1B.7.1 Caratteristiche della tensione

1B.7.1.1 Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo **Utente**, che si connetta alla **RTN** o che intenda apportare rilevanti modifiche ad un impianto già connesso, saranno fissate tenendo conto dei valori di pianificazione adottati, delle emissioni degli altri **Utenti** già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi **Utenti** che hanno già iniziato l'iter di **richiesta di connessione**.

Nelle porzioni di rete dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuovi **Utenti** disturbanti, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti.

1B.7.1.2 Per valutare l'impatto del nuovo **Utente** sulla **RTN** sono necessari i seguenti dati:

(a) i dati caratteristici dell'**impianto dell'Utente**;

- (b) i parametri caratteristici della rete nel **nodo** di allacciamento;
- (c) i limiti di emissione **Utente** tipici dell'impianto, in relazione alla taglia dichiarata dall'**Utente**;
- (d) le emissioni dell'impianto dell'**Utente**, valutate dal **Gestore** supponendo l'impianto stesso già collegato e tenendo conto del disturbo già preesistente.

1B.7.1.3 Nel confronto tra i limiti di emissione dell'**impianto di Utente** e le emissioni dell'**impianto di rete** si possono verificare le seguenti alternative:

- (a) le emissioni dell'impianto non superano i valori di pianificazione: l'impianto può essere connesso;
- (b) le emissioni dell'impianto sono superiori ai limiti di pianificazione: la connessione è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti di pianificazione, e comunque non superiore al 70%.

1B.7.2 Dispositivi per il distacco del carico

1B.7.2.1 L'alleggerimento del carico viene effettuato:

- (a) con dispositivi installati in impianto;
- (b) con dispositivi centralizzati del **Gestore** (teledistacchi).

L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo dovranno essere installati, su richiesta del **Gestore**, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.

- 1B.7.2.2 L'**Utente** è responsabile della **manutenzione** dei dispositivi in questione.
- 1B.7.2.3 Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al paragrafo [1B.4.8.3](#).
- 1B.7.2.4 Le modalità di installazione dei dispositivi di distacco carico sono definite nella **documentazione di connessione**.
- 1B.7.2.5 Nel caso in cui l'utente abbia stipulato con il **Gestore** un contratto per la regolazione del **servizio di interrompibilità** il **Gestore** ha la facoltà di effettuare, in ogni momento, presso l'**impianto dell'Utente** ispezioni, prove e verifiche per l'accertamento dei requisiti per il **servizio di interrompibilità del carico**.

1B.7.3 Segnali e misure trasmessi dall'Utente

- 1B.7.3.0.1 L'**Utente** deve trasmettere al **Gestore** le tipologie di segnali e misure elencate nel presente paragrafo limitatamente al punto di consegna.

L'elenco di dettaglio sarà stabilito, per ciascun **Utente**, nella **documentazione di connessione**.

1B.7.3.1 Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN

- 1B.7.3.1.1 Devono essere previsti:

- (a) segnali di posizione degli organi di manovra;
- (b) misure di tensione;
- (c) se richiesto dal **Gestore**, misure di potenza attiva e di potenza reattiva.

Le misure di potenza attiva e di potenza reattiva saranno fornite separatamente per ogni elemento di impianto.

1B.7.3.1.2 Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di rete.

1B.7.3.2 Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

1B.7.3.2.1 Limitatamente alle linee connesse della **RTN** potranno essere richieste, se disponibili, informazioni rilevate da:

- (a) registratori cronologici degli eventi;
- (b) localizzatori di guasto;
- (c) **oscilloperturbografi**;
- (d) segnalazioni locali.

Tali informazioni devono essere tra loro sincronizzate tramite segnale GPS o altro sistema equivalente.

1B.7.4 Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva

1B.7.4.1 Il **Gestore** potrà richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (quali ad esempio condensatori di rifasamento o reattori), ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione.

1B.8 CIRCUITI DI INTERCONNESSIONE DELLA RTN CON ALTRE RETI

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutti i circuiti di interconnessione semplice o multipla (connessione multi-sito) della **RTN** con **altre reti elettriche**.

L'interconnessione della **RTN** con **altre reti elettriche** non deve dar luogo ad alcun degrado nelle prestazioni o nella affidabilità della **RTN** stessa.

Nei **siti di connessione**, si devono rispettare gli stessi vincoli cui è soggetta la **RTN** per quanto concerne:

- (a) il massimo livello ammesso di **distorsione armonica totale** in immissione nella **RTN**;
- (b) il massimo **grado di dissimmetria** ammesso della tensione trifase in immissione nella **RTN**;
- (c) il massimo valore ammesso per gli **indici di severità della fluttuazione di tensione**;
- (d) i livelli di tenuta alle sovratensioni ed i criteri di coordinamento dell'isolamento;
- (e) il numero atteso annuo di **buchi di tensione** originati nelle reti di propria competenza.

Il rispetto di tali vincoli può non essere garantito transitoriamente se non sussistano, per la rete direttamente connessa, **condizioni di emergenza**.

1B.8.1 Porzioni limitate della RTN

Le porzioni limitate della **RTN** affidate in gestione a terzi devono essere conformi ai criteri esposti nella sezione [1B.3](#) per la **RTN** in generale.

1B.8.2 Linee di interconnessione con l'estero

1B.8.2.1 La connessione alla **RTN** dei circuiti di interconnessione con le reti elettriche estere è stabilita in accordo con i relativi gestori, tenendo segnatamente conto di:

- (a) regole e raccomandazioni dell'**UCTE** (*Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*);
- (b) ed eventualmente raccomandazioni emesse dall'**ETSO** (*Association of European Transmission System Operators*).

1B.8.2.2 A ciascun circuito di interconnessione è associato un regolamento di esercizio, concordato con i gestori esteri, che stabilisce le condizioni di **interoperabilità delle reti**, gli assetti delle protezioni e le modalità di **esercizio e manutenzione**.

Ogni azione che comporti una variazione ai regolamenti di esercizio dei circuiti di interconnessione deve essere concordata tra **Gestore** e gestori esteri.

1B.8.2.3 Il **Gestore** gestisce gli scambi di **potenza attiva** e **reattiva** sui collegamenti in **sicurezza N-1** ed in modo da salvaguardare la sicurezza del sistema nazionale, anche attuando il **Piano di difesa** della rete, in caso di disservizi più gravosi.

Il **Gestore** stabilisce pertanto, nell'ambito delle raccomandazioni e delle regole emesse da **UCTE** ed **ETSO**, la capacità totale trasmissibile (**TTC** - *Total Transfer Capacity*), il margine operativo di trasmissione (**TRM** - *Transmission Reliability Margin*) e la capacità netta trasmissibile (**NTC** - *Net Transfer Capacity*).

1B.8.2.4 Il **Gestore** e i gestori esteri sono tenuti a scambiarsi preventivamente tutte le informazioni che possano avere ripercussioni sui transiti di potenza tra le rispettive reti di trasmissione.

A tale riguardo, il **Gestore** e i gestori esteri definiscono di comune accordo, per ciascuna linea di interconnessione, una "regione d'influenza", vale a dire quella parte dei rispettivi sistemi elettrici che ha impatto diretto sulla linea di interconnessione stessa.

1B.8.2.5 Per ciascuna regione d'influenza il **Gestore** e i gestori esteri si scambiano tutte le informazioni necessarie per la gestione, la **manutenzione** e lo **sviluppo** delle reti. Tali informazioni riguarderanno almeno i seguenti aspetti:

- (a) caratteristiche ed equivalenti di rete;
- (b) schemi di **esercizio**;
- (c) programmi di **manutenzione**;
- (d) caratteristiche dei sistemi di **protezione** e controllo;
- (e) modalità di attuazione delle regolazioni di tensione e frequenza;
- (f) dati necessari all'analisi statica e dinamica delle reti;
- (g) modalità d'attuazione del **Piano di difesa**.

1B.8.2.6 Per le **merchant lines** in corrente continua si applicano le prescrizioni del documento di riferimento A.59 "Requisiti e caratteristiche dei sistemi di

trasmissione in corrente continua (HVDC)” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1B.8.3 Reti interne di utenza delle Ferrovie dello Stato

Le stazioni delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) che collegano le proprie **reti interne di utenza** alla **RTN** devono essere conformi alle **Regole Tecniche** che disciplinano la connessione, di cui all'art. 3, comma 4 del D.M. 25 giugno 1999.

Considerata la configurazione della **RTN** a 150 e 132 kV sussistono elevate esigenze d'interoperabilità tra le stesse reti.

Per tale motivo:

- (a) le isole a 132 e 150 kV devono essere osservabili dal sistema di controllo del Gestore, secondo quanto stabilito nel documento A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizioni dati”, di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) le **protezioni** devono essere coordinate;
- (c) la **manutenzione** deve essere coordinata.

Per le **stazioni elettriche** connesse a linee della **RTN** o ad **impianti di generazione** d'interesse nell'**attività di dispacciamento**, il gestore della rete in questione deve adottare regole di connessione verso terzi coerenti con quelle adottate dal **Gestore** per gli **impianti direttamente connessi alla RTN**.

1B.8.3.1 *Distacco del carico*

1B.8.3.1.1 I **carichi** alimentati dalle reti delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) sono integrati nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**.

Nell'ambito del **Piano di difesa** l'alleggerimento del carico nel sistema nazionale è realizzato con modalità diffusa in modo da assicurare che venga alleggerito selettivamente il minimo carico necessario a ristabilire la frequenza nominale.

1B.8.3.2 *Procedura per la riaccensione e la rialimentazione*

Per quanto concerne la predisposizione degli impianti a seguito di disservizi estesi, le **reti interne di utenza** delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) partecipano alle procedure di **riaccensione** secondo quanto stabilito dal **Gestore**.

1B.8.3.3 *Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva*

Per esigenze di regolazione della tensione nei **siti di connessione**, il **Gestore** può richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (ad es. condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione.

1B.8.3.4 *Segnali e misure trasmessi dall'Utente*

1B.8.3.4.1 Per consentire l'interoperabilità con la **RTN**, il gestore delle reti in questione trasmette al **Gestore** i segnali e le misure elencati genericamente di seguito.

L'elenco di dettaglio è stabilito, per ciascun **sito di connessione**, nella **documentazione di connessione**.

(a) Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN

- (i) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (ii) misure di tensione;
- (iii) se richiesto dal **Gestore**, misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva**.

Le misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva**, se richieste, saranno fornite separatamente per ogni elemento di impianto (linea, trasformatore, ecc.).

(b) Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

In alcune stazioni di particolare rilevanza, cui fanno capo linee della **RTN**, sono richieste informazioni rilevate su tali linee da:

- (i) registratori cronologici degli eventi;
- (ii) oscillografici (valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori o altro).

Tali informazioni devono essere tra loro sincronizzate tramite segnale GPS o altro sistema equivalente.

1B.8.4 Reti interne di utenza e linee dirette direttamente connesse alla RTN

Per tutte le **reti interne di utenza**, ad eccezione di quelle indicate nella precedente sezione [1B.8.3](#), e per le **linee dirette** si applicano, a partire dal 1 gennaio 2006, le disposizioni del presente Codice di rete ed in particolare i paragrafi [1B.4](#) e [1B.8.3](#).

1B.9 SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE

1B.9.1 L'ubicazione delle parti dell'**impianto di Utente** funzionali all'**attività di trasmissione** è, in linea di principio, indipendente dalla posizione dei punti di separazione funzionale di cui alla sezione [1B.4.2](#).

Vengono definiti funzionali all'**attività di trasmissione**:

- (a) tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di connessione, sono necessari a configurare la **RTN**, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di gestione della **RTN**;
- (b) tutti i sistemi di **protezione**, i telescatti e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui alla precedente lettera a), nonché gli apparati di regolazione (di tensione e frequenza), che garantiscono la sicurezza di persone e cose e la connessione operativa degli **impianti di Utente** nelle condizioni di funzionamento ammesse;
- (c) gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra **Gestore** ed **Utente**, fatta eccezione per quello che attiene alla misura di energia, ove valgono prescrizioni non comprese nelle presenti **Regole Tecniche**.

1B.9.2 I rapporti tra **Gestore** e **Utente** sono regolati dai **contratti di servizio**.

I criteri generali sono i seguenti:

- (a) l'esercizio, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla lettera (a) del precedente paragrafo, deve essere effettuato attuando gli ordini del **Gestore**, che determina le configurazioni di rete attraverso il controllo degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi;
- (b) l'esercizio delle parti di cui al precedente paragrafo [1B.9.1 lettera \(b\)](#), deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, della taratura delle **protezioni** calcolata dal **Gestore**. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'**indisponibilità** delle **protezioni** comporta l'apertura del collegamento;
- (c) l'esercizio delle parti di cui al precedente paragrafo [1B.9.1 lettera \(c\)](#) deve assicurare le stesse prestazioni dell'**Utente** assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di protezione e controllo;
- (d) lo sviluppo delle parti di cui ai punti (a), (b) e (c) del precedente paragrafo deve essere armonizzato con lo **sviluppo** della **RTN** e, pertanto, deve essere concordato con il **Gestore**, che si riserva di richiedere gli interventi più idonei;
- (e) la **manutenzione** delle parti di cui ai punti (a), (b) e (c) del precedente paragrafo deve essere coordinata con le **indisponibilità** di rete e notificata al **Gestore**, secondo le procedure riportate nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di rete.

1B.9.3 La separazione funzionale dell'**attività di trasmissione** dalle altre attività elettriche deve, inoltre, consentire:

- (a) la semplicità dei rapporti intercorrenti tra il **Gestore** e gli altri esercenti gli impianti nel **sito di connessione**;
- (b) la chiara individuazione delle responsabilità inerenti la conduzione e la **manutenzione** di ogni singolo organo;
- (c) la sicurezza di persone e cose nel **sito di connessione**.

In particolare, per quanto riguarda la continuità circuitale, la flessibilità di gestione della **RTN** ed il mantenimento della connessione operativa, gli organi di manovra facenti parte funzionalmente della **RTN** devono essere comandati a distanza o localmente da personale operativo in turno continuo nell'arco delle 24 della giornata e nell'arco dell'intero anno.

1B.10 IMPIANTI DI GENERAZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI

Il presente paragrafo si applica a tutti gli **impianti di generazione** indirettamente connessi con la **RTN**. Per gli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo (ad es., impianti di **autoproduttori**), si definiscono "**impianti di generazione** indirettamente connessi" le parti di impianto dedicate alla generazione ed indirettamente connesse con la **RTN**.

Gli **impianti di generazione** indirettamente connessi si distinguono in:

- (a) impianti di tipo 1: **unità di produzione** connesse con la **RTN** per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 120 kV (generalmente un sistema sbarre);

- (b) impianti di tipo 2: **unità di produzione** (rilevanti per le **attività di dispacciamento** di cui al [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete) connessi con la **RTN** per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale inferiore a 120 kV.

Agli impianti di tipo 1 si applicano le **Regole Tecniche** applicabili agli **impianti di generazione** direttamente connessi.

Per entrambi i tipi di impianti, vale il principio generale secondo cui la connessione non deve causare alcun degrado nelle prestazioni della **RTN**.

Le **Regole Tecniche** relative agli impianti di tipo 2 sono indicate nei paragrafi seguenti.

1B.10.1 Segnali e misure trasmessi dall'impianto

1B.10.1.1 I segnali e le misure che genericamente ciascun **impianto di generazione** di tipo 2 deve trasmettere al **Gestore**, quando questi lo richieda, sono:

- (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (b) misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** nel **punto di consegna** e separatamente per ciascun **gruppo di generazione**.

L'elenco di dettaglio è riportato, per ciascun **impianto di produzione**, nella **documentazione di connessione**.

1B.10.2 *Limiti di variazione della frequenza di rete*

Il **Gestore** concorda con il gestore di rete a cui il medesimo impianto è direttamente connesso i campi di frequenza entro cui l'impianto stesso rimane connesso.

1B.10.3 *Potenza massima degli impianti*

Il gestore della rete a cui l'**impianto di generazione** di tipo 2 è direttamente connesso deve verificare che la potenza massima complessiva (attiva e reattiva) dell'impianto e quelle dei singoli **gruppi di generazione** siano compatibili con le portate, le cadute di tensione ammissibili e le condizioni generali d'esercizio di tutte le linee di connessione interessate.

1B.10.4 *Ripristino del servizio elettrico*

Gli **impianti di generazione** indirettamente connessi di tipo 2 non partecipano al ripristino del servizio elettrico di pertinenza del **Gestore**, salvo diversa esigenza del gestore della rete a cui sono direttamente connessi.

1B.10.5 *Regolazione della frequenza*

Tutti i gruppi di potenza nominale superiore a 10 MVA devono contribuire alla **regolazione primaria di frequenza**, ad eccezione di quelli privi, per propria

natura, di capacità regolanti (quali, ad esempio, i gruppi idroelettrici ad acqua fluente).

Il grado di statismo è scelto, di comune accordo tra **Gestore e produttore**, nell'intervallo tra 2% e 5%, ed è indicato nella **documentazione di connessione**.

1B.10.6 *Regolazione della tensione*

L'eventuale partecipazione dei gruppi alla regolazione di tensione è oggetto di accordo tra il **produttore** ed il gestore della rete cui l'**impianto di generazione** di tipo 2 è direttamente connesso.

1B.10.7 *Requisiti di flessibilità*

1B.10.7.1 *Procedure di rialimentazione e condizioni di avviamento e parallelo*

Le procedure per la rialimentazione e le condizioni di avviamento e parallelo sono oggetto di accordo tra il **produttore** ed il **Gestore** della rete cui l'**impianto di generazione** di tipo 2 è direttamente connesso.

1B.10.7.2 *Presenza di carico*

Il **Gestore** concorda con il gestore della rete a cui l'impianto è direttamente connesso eventuali prescrizioni relative alla presa di carico dei gruppi; quest'ultimo gestore garantisce la compatibilità con l'**impianto di generazione**.

1B.10.7.3 *Capacità di variazione della potenza reattiva*

I requisiti dei gruppi in impianti di tipo 2, per ciò che riguarda la capacità di variare la potenza reattiva, sono oggetto di accordo tra **produttore** e gestore della rete cui l'**impianto di generazione** è direttamente connesso.

1B.10.7.4 *Funzionamento in seguito a guasti esterni*

1B.10.7.4.1 In caso di **guasti** sulla rete cui l'impianto è direttamente connesso si applicano le regole stabilite dal gestore di tale rete. Possono essere concordate opportune modalità di distacco selettivo dell'impianto di tipo 2 in modo da isolare l'impianto interessato e da consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dell'impianto stesso, a beneficio della continuità del servizio.

1B.10.7.4.2 In caso di mancanza di tensione (totale o parziale) sulla **RTN**, occorre evitare che l'**impianto di generazione** di tipo 2 alimenti, sia pure indirettamente, tale rete.

1B.10.7.5 *Attitudine ad alimentare porzioni isolate della RTN*

Gli **impianti di generazione** di tipo 2 non possono alimentare porzioni isolate della **RTN**. Quando si crei accidentalmente un'isola di rete comprendente impianti della **RTN**, l'intero **impianto di generazione** deve venire separato dalla **rete di distribuzione** cui è connesso.

1B.10.8 **Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi**

Per alcune situazioni particolari, il **Gestore** può richiedere informazioni rilevate da:

- (a) registratori cronologici degli eventi;
- (b) **oscilloperturbografi** (quali, ad esempio, valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori, etc.).

1B.10.9 **Protezioni dei gruppi**

Sono concordate tra **produttore** e gestore della rete a cui l'**impianto di generazione** è direttamente connesso.

1B.10.10 **Verifiche**

Si applica quanto indicato al paragrafo [1B.5.12](#).

1B.11 **REGOLE TECNICHE RELATIVE ALLE RETI NON DIRETTAMENTE CONNESSE CON LA RTN**

1B.11.1 Il presente paragrafo riguarda i seguenti tipi di reti o impianti, quando non siano connessi direttamente con la **RTN**:

- (a) **reti con obbligo di connessione a terzi**;

- (b) **reti interne di utenza;**
- (c) **linee dirette;**
- (d) **merchant line.**

1B.11.2 Tali reti devono essere progettate ed esercite in modo tale da non causare, neppure indirettamente, degrado nelle prestazioni della **RTN** (in alcuna condizione di funzionamento) o nella sicurezza del servizio elettrico in genere.

Per tale ragione, le procedure di gestione, **esercizio** e **manutenzione** adottate sulle reti in questione devono essere coordinate con le **Regole Tecniche** adottate dal **Gestore** al quale è affidata l'azione di coordinamento.

1B.11.3 In particolare per le reti di cui al paragrafo [1B.11.1 lettera \(a\)](#) relativamente alle funzioni di distacco delle utenze (ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico) e alle procedure di rialimentazione si applica quanto definito nella sezione [1B.6](#).

1B.12 VIOLAZIONI ALLE REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE

1B.12.1 Violazioni

1B.12.1.1 Il **Gestore** verifica sulla base dei dati e delle informazioni in suo possesso, come autocertificate dagli **Utenti** ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, il rispetto delle **Regole Tecniche** ed individua le violazioni poste in essere dagli **Utenti** direttamente e indirettamente connessi con le modalità previste al Capitolo 14, sezione [14.4](#) del presente Codice di rete.

1B.12.1.2 In relazione alle conseguenze che possono derivare dalla violazione di una o più **Regole Tecniche**, è possibile individuare due differenti categorie di violazioni:

a) Violazioni molto gravi;

Costituiscono, senza valore di esaustività, violazioni molto gravi:

- (i) il mancato rispetto, da parte degli **Utenti** della **RTN**, delle **Regole Tecniche** o delle norme in tema di sicurezza nell'utilizzo della strumentazione, degli apparati o degli impianti, quando ciò determini grave danno o pericolo di danno ad impianti, persone, cose, animali ovvero all'ambiente;
- (ii) il rifiuto immotivato da parte degli **Utenti** di permettere i controlli o le ispezioni previste nelle **Regole Tecniche**, ovvero il comportamento ostruzionista da parte degli stessi **Utenti** nei confronti dell'espletamento di tali controlli o ispezioni;
- (iii) il rifiuto immotivato del **Gestore** di consentire l'accesso alla **RTN** da parte di nuovi **Utenti**;
- (iv) l'interruzione, o la sospensione, immotivata da parte del **Gestore** del prelievo o della fornitura di energia elettrica ad un **Utente**.

b) Violazioni gravi

Costituiscono, senza valore di esaustività, violazioni gravi:

- (i) il mancato rispetto da parte degli **Utenti** delle **Regole Tecniche** o delle norme in tema di sicurezza nell'utilizzo della strumentazione, degli apparati o degli impianti, quando ciò non determini grave danno o pericolo di danno ad impianti, persone, cose o animali;

- (ii) il rifiuto immotivato degli **Utenti** di fornire al **Gestore** le necessarie informazioni ovvero i chiarimenti in merito a comportamenti difforni dalle prescrizioni contenute nelle **Regole Tecniche**;
- (iii) il ritardo ingiustificato da parte del **Gestore** nel fornire i servizi richiesti ai nuovi **Utenti**.

Per la contestazione delle violazioni si applica la procedura prevista al Capitolo 14, paragrafo [14.4.2](#) del presente Codice di rete.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.1 "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.2 "Guida agli schemi di connessione";
- A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN";
- A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.5 "Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.6 "Criteri di telecontrollo e acquisizione dati";
- A.7 "Specificazione funzionale per sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico";
- A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale";

- A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”;
- A.12 “Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico”;
- A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”;
- A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione”;
- A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza”;
- A.16 “Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione”;
- A.17 “Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche”;
- A.18 “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore”;
- A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico”;
- A.59 “Requisiti e caratteristiche di riferimento dei sistemi di trasmissione in corrente continua (HVDC)”.

CAPITOLO 2

SVILUPPO DELLA RETE

INDICE

CAPITOLO 2 – SVILUPPO DELLA RETE	2
2.1 OGGETTO.....	2
2.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
2.3 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI SVILUPPO	3
2.3.1 <i>Obiettivi dello sviluppo</i>	3
2.3.2 <i>Criteri di pianificazione per lo sviluppo della RTN</i>	4
2.3.3 <i>Rapporto tra “connessione alla RTN” e “sviluppo della RTN”</i>	6
2.4 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE.....	8
2.4.1 <i>Previsioni della domanda di potenza ed energia elettrica</i>	9
2.4.2 <i>Dati sulla distribuzione della domanda</i>	10
2.4.3 <i>Previsioni di importazione e di esportazione di energia elettrica</i>	10
2.4.4 <i>Richieste dei gestori delle reti interoperanti con la RTN</i>	11
2.4.5 <i>Interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti interoperanti con la RTN</i>	11
2.4.6 <i>Esigenze funzionali ed ambientali di razionalizzazione degli impianti di rete</i>	12
2.4.7 <i>Criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di esercizio</i>	13
2.5 IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN.....	13
2.5.1 <i>Interventi di sviluppo</i>	15
2.5.2 <i>Tipologie degli interventi di sviluppo</i>	16
2.5.3 <i>Acquisizione e dismissione di elementi di rete nell’ambito della RTN</i>	19
2.5.4 <i>Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti</i>	20
2.5.4.1 <i>Scambio dei dati e dei programmi di sviluppo delle reti interoperanti</i>	20
2.5.4.2 <i>Adeguatezza degli impianti non RTN direttamente connessi alla RTN</i>	22
2.6 PIANI DI RISANAMENTO	23
2.7 AGGIORNAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN	24
APPENDICE	25
A PROCEDURA PER L'AMPLIAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN	25
1 <i>Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN</i>	25
2 <i>Modalità di acquisizione e condizioni economiche</i>	26
3 <i>Pubblicazione della proposta di ampliamento dell'ambito della RTN e successivi adempimenti</i>	27

CAPITOLO 2 – SVILUPPO DELLA RETE

2.1 OGGETTO

- 2.1.1 Il presente capitolo descrive i principi, i criteri e le modalità sulla base dei quali il **Gestore** delibera gli interventi di **sviluppo** della **RTN**.
- 2.1.2 Le attività finalizzate alla pianificazione degli interventi di **sviluppo** della **RTN** richiedono la conoscenza da parte del **Gestore** di dati ed informazioni relative a **Utenti** collegati direttamente o indirettamente alla **RTN**. La realizzazione delle attività di **sviluppo** può inoltre richiedere l'adozione da parte degli **Utenti** direttamente connessi di opportune iniziative finalizzate all'adeguamento dei propri impianti.

2.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

- 2.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:
- (a) titolari di **impianti di generazione**;
 - (b) titolari di impianti corrispondenti ad **unità di consumo** direttamente connesse alla **RTN**;
 - (c) **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** interoperanti con la **RTN**;
 - (d) titolari di **reti interne di utenza, di linee dirette e di merchant lines**;

- (e) **Titolari di porzioni della RTN;**
- (f) **Gestore della rete.**

2.3 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI SVILUPPO

Il **Gestore**, sulla base delle informazioni relative a previsioni della domanda, previsioni di import/export di energia elettrica, nuove **richieste di connessione** alla **RTN**, **sviluppi** di rete già previsti sia sulla **RTN** che sulle reti interoperanti, predispone annualmente il **Piano di Sviluppo (PdS)** della **RTN** in accordo agli obiettivi e ai criteri di seguito indicati.

2.3.1 Obiettivi dello sviluppo

2.3.1.1 Il **Gestore**, nell'attività di **sviluppo** della **RTN**, persegue l'obiettivo della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di **sviluppo** della **RTN**, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione ed alla riduzione delle possibili **congestioni** di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

2.3.2 Criteri di pianificazione per lo sviluppo della RTN

2.3.2.1 Il processo di pianificazione delle **attività di sviluppo** della **RTN** inizia con la raccolta, la selezione e l'analisi delle informazioni relative essenzialmente a:

- (a) le previsioni di aumento della domanda di energia elettrica e la sua distribuzione territoriale;
- (b) la dislocazione e la capacità produttiva dei nuovi **impianti di generazione**;
- (c) le previsioni sugli scambi di energia elettrica con l'estero;
- (d) i programmi di **sviluppo** delle altre **reti con obbligo di connessione di terzi** interoperanti con la **RTN**.

Con riferimento all'anno obiettivo dell'analisi previsionale, vengono individuati uno o più scenari probabili di funzionamento del sistema elettrico e sulla base di questi vengono costruiti i "casi di riferimento" per gli studi su rete previsionale, finalizzati all'individuazione delle possibili criticità di **esercizio** e delle esigenze di **sviluppo** per la loro risoluzione.

Tali scenari tengono conto anche delle ipotesi previsionali di dispacciamento della generazione che si basano, tra l'altro, sui costi di produzione stimati e differenziati, in base al tipo di combustibile e al rendimento degli impianti, e sull'esito dei mercati.

2.3.2.2 Il **Gestore** effettua la verifica delle condizioni di esercizio in sicurezza statica della rete previsionale, utilizzando il cosiddetto "**criterio di sicurezza N - 1**".

Tale criterio consente un primo dimensionamento della rete previsionale di trasmissione, prevedendo un'adeguata ridondanza degli elementi che la compongono affinché siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- (a) nelle situazioni tipiche di funzionamento della rete previsionale, con i programmi di produzione prevedibili per tali situazioni e con tutti gli elementi del sistema in servizio (rete integra), le forniture in tutti i **punti di prelievo** sono garantite senza violazioni dei normali limiti di funzionamento (correnti e tensioni) degli elementi della rete in regime permanente;
- (b) il fuori servizio accidentale (o comunque indifferibile) di un qualsiasi elemento della **RTN** a partire dagli stati di funzionamento nelle suddette situazioni tipiche non causa contemporaneamente:
 - (i) il superamento dei limiti ammissibili di funzionamento della rete (correnti e tensioni) in regime permanente;
 - (ii) **interruzioni di carico**, salvo quelle interessate unicamente dal componente fuori servizio (collegamenti in antenna).

Le analisi in N-1 consentono di evidenziare eventuali problemi di rete (configurazioni critiche o non accettabili dal punto di vista della sicurezza statica) e di individuare le possibili soluzioni di potenziamento della **RTN** in grado di risolvere tali problemi.

2.3.2.3

Al fine di minimizzare i rischi di aleatorietà derivanti soprattutto dalle incertezze sulla localizzazione e sull'entità delle produzioni nel libero mercato dell'energia elettrica, il **Gestore** individua soluzioni caratterizzate il più possibile da un elevato livello di flessibilità e polivalenza nei diversi scenari probabili.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di **sviluppo** sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione dell'intervento con i relativi benefici in termini di riduzione degli oneri complessivi di sistema,

(inclusi i costi di produzione, trasmissione e distribuzione che ricadono sugli utenti del sistema elettrico nazionale).

Tali valutazioni tengono conto, ove possibile, dei costi delle **congestioni** di rete, del prevedibile andamento del **mercato elettrico**, della possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, delle perdite di trasmissione e dei rischi di **disalimentazione** degli utenti.

Ulteriori elementi di valutazione delle soluzioni di **sviluppo** sono correlati all'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima (**AAT**) ed alta tensione (**AT**), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti ed al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Le esigenze di **sviluppo** pianificate e descritte nel **Piano di Sviluppo** della **RTN** sono rese note alle amministrazioni competenti a livello statale e regionale al fine di illustrare le motivazioni ed i benefici delle stesse ed acquisire informazioni sulla possibile localizzazione dei nuovi impianti sul territorio, con l'obiettivo di selezionare le alternative realizzative percorribili e ridurre il più possibile i tempi di autorizzazione degli interventi previsti.

2.3.3 ***Rapporto tra “connessione alla RTN” e “sviluppo della RTN”***

2.3.3.1 L'**attività di sviluppo** della **RTN** è strettamente correlata con l'attività di **connessione** alla **RTN** di nuovi **Utenti**, pur restando i due processi di “individuazione delle soluzioni di connessione di nuovi **Utenti** alla **RTN**” e di “pianificazione dei relativi rinforzi della **RTN**”, distinti, sia in relazione ai tempi, sia in relazione alle modalità.

(a) In relazione ai tempi il processo di analisi delle **connessioni** alla **RTN** è un processo, che si attiva ad ogni nuova **richiesta di connessione**,

mentre quello di pianificazione è un processo con ciclicità annuale che viene quindi effettuato in una fase successiva a quella della scelta della soluzione di connessione, soprattutto al fine di poter disporre di un quadro maggiormente attendibile degli interventi da realizzare.

- (b) Per quanto attiene alle modalità per la definizione delle soluzioni di connessione, di cui al [Capitolo 1](#) del presente Codice di rete, il **Gestore** analizza ogni iniziativa rinviando alla fase successiva di **sviluppo** della **RTN** l'individuazione degli eventuali interventi che dovessero rendersi necessari per effetto della gestione dell'insieme delle richieste di connessione degli impianti considerati in servizio nella rete previsionale. Al riguardo il **Gestore** può definire limitazioni alle modalità di esercizio transitorio dell'impianto da connettere secondo quanto previsto al paragrafo [1A.5.2.1](#) di cui al Capitolo 1 del presente Codice di rete.

Nel quadro più generale del processo di pianificazione dei rinforzi della **RTN** il **Gestore** effettua le proprie analisi con riferimento alle **centrali** esistenti e future considerate negli scenari di riferimento, al fine di garantire la sicurezza dell'intero sistema di trasmissione.

In tale fase si procede alla definizione dei rinforzi della **RTN** necessari, con l'obiettivo di:

- (i) mantenere la **sicurezza N - 1** della rete previsionale di riferimento;
 - (ii) ridurre le eventuali **congestioni** di rete createsi con la connessione dei nuovi impianti;
 - (iii) ridurre i vincoli per i **poli di produzione limitati**.
- (c) Le relative analisi di load flow per la definizione dei rinforzi della **RTN** sono in generale condotte nel rispetto del criterio N-1 effettuando, in particolare, per gli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** non

programmabili opportune valutazioni sulla producibilità di tali tipologie di impianti.

2.4 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE

Il **Gestore** nello svolgimento dell'attività di pianificazione dei nuovi interventi di **sviluppo** tiene conto dei seguenti dati ed informazioni:

- (a) dati sull'evoluzione della domanda;
- (b) previsioni di importazione e di esportazione di energia elettrica;
- (c) interventi di **sviluppo** e di **connessione** programmati dai **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** interoperanti con la **RTN**, sulla base dei relativi programmi di sviluppo;
- (d) esigenze di **razionalizzazione** degli impianti di rete;
- (e) eventuali criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di **esercizio**;
- (f) **connessioni** alla **RTN** di nuovi **Utenti** ai sensi del [Capitolo 1](#) del presente Codice di rete;
- (g) interventi di risanamento di cui alla successiva sezione [2.6](#) o altri interventi derivanti da provvedimenti autoritativi.

2.4.1 Previsioni della domanda di potenza ed energia elettrica

2.4.1.1 Nel presente paragrafo, a fini di completezza informativa, sono descritti i criteri e le modalità seguiti dal **Gestore** nell'elaborazione delle previsioni della domanda di potenza ed energia elettrica.

Le previsioni della domanda di energia elettrica hanno principalmente lo scopo di fornire un quadro di riferimento generale all'interno del quale effettuare le valutazioni alla base del **PdS**.

Tali previsioni coprono in generale un arco temporale di dieci anni facendo riferimento alla suddivisione del territorio nazionale in macroaree geografiche e ai consumi di energia elettrica individuati per i principali settori di attività.

Sono utilizzate le serie storiche dei consuntivi della richiesta e dei consumi di energia elettrica sulla rete italiana e, per la potenza, le serie storiche delle punte stagionali. Dal punto di vista macroeconomico, vengono considerate, sempre a consuntivo, le serie storiche del prodotto interno lordo (PIL) italiano e del valore aggiunto settoriale.

Per le previsioni economiche a supporto della previsione in energia, si tiene conto delle indicazioni contenute nei documenti prodotti dalle società specializzate nell'aggiornamento periodico del quadro macroeconomico. In particolare, sono analizzate le dinamiche relative alla evoluzione economica del Paese (in base alle previsioni di crescita del PIL, degli investimenti, dell'occupazione e dei consumi), alla crescita della domanda di energia nei diversi settori di attività e le relazioni tra l'economia e la domanda di energia elettrica.

2.4.2 ***Dati sulla distribuzione della domanda***

2.4.2.1 Gli interventi di **sviluppo** della **RTN** sono programmati tenendo conto dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda di energia elettrica sul territorio nazionale da soddisfare negli anni a venire, nonché delle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda formulate dai **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi**.

2.4.2.2 Allo scopo di consentire la previsione, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** devono fornire al **Gestore** con cadenza almeno annuale i dati sulla distribuzione territoriale dell'incremento di domanda, sulla base dei dati storici di prelievo a livello di singolo impianto di distribuzione (come indicato più dettagliatamente nel paragrafo [2.5.4](#)).

2.4.3 ***Previsioni di importazione e di esportazione di energia elettrica***

2.4.3.1 Il **Gestore** nell'attività di programmazione degli **sviluppi** della **RTN** considera gli interventi finalizzati all'incremento della **capacità di trasporto** sulle interconnessioni con i sistemi elettrici di altri Stati, funzionali alle esigenze emerse nell'ambito del funzionamento del **mercato elettrico** ed all'esigenze individuate dal **Gestore** in collaborazione con i partner stranieri responsabili dello **sviluppo** delle reti di trasmissione.

2.4.3.2 Il **Gestore** considera altresì le eventuali nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati (**merchant lines**) realizzate ai sensi dell'art. 1-*quinquies* comma 6 del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290.

2.4.4 *Richieste dei gestori delle reti interoperanti con la RTN*

2.4.4.1 Il **Gestore** tiene conto delle esigenze di **sviluppo** della **RTN** che possono sorgere anche a seguito di specifiche richieste dei **distributori**, finalizzate alla modifica del collegamento di **cabine primarie** esistenti o alla connessione di nuove **cabine primarie** alla **RTN**, all'accesso di linee di distribuzione in stazioni **RTN**, alla realizzazione di nuove **stazioni di trasformazione** per il miglioramento della sicurezza e qualità del servizio sulle **reti di distribuzione** e in generale all'interconnessione tra le **reti di distribuzione** e la **RTN**.

2.4.4.2 Analoghe considerazioni valgono per le richieste formulate da gestori di altre **reti con obbligo di connessione di terzi** interoperanti con la **RTN**.

2.4.4.3 Il dettaglio circa la procedura di comunicazione dei dati ed informazioni necessari al **Gestore** è fornito al paragrafo [2.5.4](#).

2.4.5 *Interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti interoperanti con la RTN*

2.4.5.1 Informazioni di fondamentale importanza per la programmazione delle **attività di sviluppo** della **RTN** sono quelle derivanti dalle attività di modifica degli assetti o di potenziamento delle altre reti interoperanti con la **RTN**.

Al fine di garantire già nella fase di pianificazione degli interventi di **sviluppo** adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le altre reti, è necessario il coordinamento delle **attività di sviluppo** delle reti in questione con quelle della **RTN**.

2.4.5.2 I gestori di tali reti sono tenuti a comunicare tempestivamente ed in tempo utile al **Gestore** tutte le modifiche pianificate inerenti i propri impianti in **AT** o in **AAT**, affinché questi possa tenerne conto nelle proprie analisi di rete previsionali propedeutiche all'individuazione delle nuove attività di **sviluppo** della **RTN**.

2.4.5.3 Analogamente il **Gestore**, attraverso la pubblicazione del **PdS**, fornisce le informazioni relative allo **sviluppo** della **RTN**.

2.4.6 ***Esigenze funzionali ed ambientali di razionalizzazione degli impianti di rete***

2.4.6.1 Le **attività di sviluppo** possono essere deliberate anche al fine di tenere conto delle esigenze di **razionalizzazione** delle reti, in un'ottica di miglioramento dell'efficienza del servizio e al tempo stesso di tutela ambientale, anche in relazione alle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree interessate dai tracciati degli elettrodotti. Tali interventi, che possono eventualmente prevedere la dismissione di tratti di linee o di stazioni ritenuti non più indispensabili all'esercizio in sicurezza della rete, prevedono la realizzazione di nuovi impianti funzionali al miglioramento delle prestazioni e/o ad un incremento della flessibilità operativa della rete.

2.4.6.2 Nel caso in cui le richieste di **razionalizzazione**, non motivate da leggi o norme a carattere ambientale o sanitario ¹, provengano da enti locali o soggetti privati le stesse dovranno contenere l'espresso impegno del soggetto richiedente a sostenere i relativi oneri realizzativi.

¹ Si tratta in tal caso di attività che si inquadrano nell'ambito degli "interventi di risanamento" di cui al paragrafo [2.6](#) del presente capitolo.

2.4.7 Criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di esercizio

2.4.7.1 Al fine di verificare a regime il raggiungimento degli obiettivi di **sviluppo** fissati nei precedenti **PdS**, il **Gestore** effettua una valutazione delle esigenze e delle problematiche emerse nel corso dell'attività di gestione e di esercizio della rete. Pertanto le informazioni disponibili relative ad episodi riguardanti **guasti e disalimentazioni** o eventuali criticità manifestatesi in particolari situazioni di esercizio sono oggetto di analisi da parte del **Gestore** ai fini dell'eventuale aggiornamento del **Piano di sviluppo della RTN**.

2.5 IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN

Il **Gestore** predispone entro il 31 dicembre di ciascun anno il **PdS** della **RTN**. Il **Gestore** delibera il **PdS** e lo invia, entro i successivi 30 giorni,

- (a) al Ministro delle Attività Produttive per la verifica di conformità alle norme di legge, agli indirizzi dallo stesso emanati ed agli obiettivi derivanti dalla **Concessione**, ai sensi dell'art. 1-ter, comma 2, della legge n. 290/03 come modificata dalla legge n. 239/04;
- (b) all'**Autorità**, per le verifiche di cui all'art. 27.2 delle **Direttive dell'Autorità**.

Il **PdS**, che contiene le linee di **sviluppo** della **RTN**, con la descrizione delle attività previste nel breve-medio periodo (di norma non superiore al triennio) e nel lungo periodo (di norma non superiore al decennio), costituisce il documento che illustra e aggiorna periodicamente il programma di attività del **Gestore** con riferimento, in particolare, alla programmazione temporale, per l'avvio degli iter autorizzativi e per le attività realizzative di **sviluppo** della **RTN**.

In base a quanto previsto dalla **Concessione**, il **PdS** contiene:

- (a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi ritenuti prioritari, in quanto in grado di dare il maggior apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;
- (b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- (c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente, con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni e dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- (d) un impegno del **Gestore** a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni.

Il **PdS** rappresenta anche un utile strumento per rendere tempestivamente note alle amministrazioni locali le esigenze di **sviluppo** della **RTN** che interessano i diversi ambiti territoriali, potendo consentire, anche attraverso lo strumento della Valutazione Ambientale Strategica (VAS), un coordinamento di piani e politiche energetiche ed infrastrutturali a livello locale con i programmi di **sviluppo** del sistema elettrico sul territorio.

Il **PdS** viene pubblicato sul sito internet del **Gestore** successivamente alla verifica positiva del **MAP**.

Il **Gestore** si adopera, con i mezzi più idonei, per informare le istituzioni e sensibilizzare gli utenti finali del servizio elettrico in merito agli interventi di **sviluppo** della **RTN** in programma ed allo stato della loro attuazione nel rispetto delle disposizioni legislative vigenti in materia di salvaguardia ambientale e difesa della salute.

2.5.1 **Interventi di sviluppo**

2.5.1.1 Sono considerati interventi di **sviluppo** della **RTN** gli interventi di espansione o di evoluzione della **RTN**, ivi inclusa l'eventuale riduzione della sua **capacità di trasporto**, con conseguente variazione dello stato di consistenza.

Gli interventi di **sviluppo** consistono in:

- (a) variazione della **capacità di trasporto**, di trasformazione, di interconnessione o di tenuta al **corto circuito**;
- (b) estensione geografica della **RTN** ottenuta attraverso la realizzazione di nuovi elettrodotti o nuove **stazioni elettriche**;
- (c) aumento della flessibilità operativa, ad esempio mediante l'installazione di opportuni dispositivi relativi alla compensazione della **potenza reattiva** e di controllo dei flussi di potenza;
- (d) dismissioni di elementi di **RTN**, legate essenzialmente alle **razionalizzazioni** della rete;
- (e) declassamenti o riclassamenti che comportano modifiche del livello di tensione per elettrodotti e stazioni, con conseguenti variazioni di consistenza ai diversi livelli di tensione interessati.

2.5.1.2 Il **Gestore**, in conformità con quanto previsto nella **Concessione**, delibera gli interventi di **sviluppo** della **RTN**:

- (a) a carico del soggetto proprietario o avente la disponibilità della porzione di **RTN** interessata, nel caso di interventi su impianti esistenti o che si trovino all'interno delle stazioni o sulle linee appartenenti alle medesime porzioni di **RTN**;

- (b) a proprio carico, nei casi di interventi che interessino la porzione di **RTN** di cui è proprietario o ne abbia la disponibilità, ai sensi della precedente lettera a) e in ogni caso qualora si tratti di nuove linee o nuove **stazioni elettriche**.

Nel caso di cui alla lettera (a) i rapporti tra **Gestore e Titolare di porzione di RTN** interessata sono regolati da un'apposita convenzione stipulata in attuazione della **Convenzione Tipo**.

2.5.2 *Tipologie degli interventi di sviluppo*

2.5.2.1 Nel **PdS** gli interventi possono in generale appartenere alle diverse tipologie di seguito specificate.

(a) Stazioni elettriche

Tali interventi riguardano non solo la realizzazione di nuove **stazioni elettriche**, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori **stalli** o di intere sezioni per la **connessione** di nuovi elettrodotti (della **RTN**, di altri gestori o di operatori privati) o di nuovi **Utenti**.

Generalmente la realizzazione di nuove **stazioni di trasformazione** o il potenziamento di stazioni esistenti deriva dalla necessità di adeguare la **RTN** alle maggiori richieste di potenza dei **carichi** connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di **stazioni di smistamento** è legata al soddisfacimento delle richieste di nuove **connessioni** o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali **congestioni** di rete.

(b) *Elettrodotti e Raccordi*

Gli interventi di **sviluppo** di elettrodotti consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica di elettrodotti esistenti. Tali attività, finalizzate all'eliminazione di eventuali **congestioni** del sistema di trasmissione ed alla riduzione dei limiti di scambio tra zone di mercato, vengono eseguite tenendo conto della dinamica di crescita della domanda, dei nuovi impianti da connettere alla **RTN** e delle previsioni di incremento della potenza di scambio con l'estero.

La costruzione di nuovi raccordi, cioè di brevi tratti di linea elettrica che costituiscono prolungamenti di elettrodotti esistenti, è di norma legata a **connessioni**, a **razionalizzazioni** di rete o modifiche di assetto, quando ad esempio si realizza un collegamento che connette fra loro porzioni di due distinti elettrodotti.

(c) *Connessioni*

In questa tipologia ricadono tutte le opere necessarie al collegamento alla **RTN** degli **impianti di utenza** che prelevano o immettono energia elettrica (generalmente **stazioni di consegna/smistamento** e raccordi a linee esistenti) nonché i soli rinforzi di rete necessari ad "ancorare" in sicurezza detti impianti alla **RTN**.

Le **connessioni** possono essere suddivise in tre principali categorie:

- (i) **connessioni** di **centrali** termoelettriche di grossa taglia, con potenza termica maggiore di 300 MW;
- (ii) **connessioni** di **centrali** di piccola taglia termoelettriche o da **fonte rinnovabile**;
- (iii) interconnessioni fra reti interoperanti, ossia:

- (1) stazioni della **RTN** da inserire su elettrodotti appartenenti a reti diverse;
- (2) elettrodotti della **RTN** da collegare a stazioni o direttrici appartenenti a reti diverse;
- (3) stazioni appartenenti a reti diverse da collegare a linee o a stazioni della **RTN**;
- (4) elettrodotti di reti diverse da collegare a stazioni o direttrici appartenenti alla **RTN**.

(d) *Razionalizzazioni*

Gli interventi di **razionalizzazione** consistono in interventi complessi di riassetto della rete che possono eventualmente prevedere la dismissione di alcuni suoi elementi di rete esistenti e coinvolgono contemporaneamente più impianti, anche appartenenti a reti diverse dalla **RTN**.

Le attività di **razionalizzazione** possono derivare da:

- (i) iniziative del **Gestore**, allorché la realizzazione di nuovi impianti comporta, sia per necessità operativa che per esigenze ambientali, la demolizione di impianti esistenti e la modifica di assetto della rete;
- (ii) iniziative di terzi quali ad esempio Enti locali, **gestori con obbligo di connessione di terzi** o **produttori**.

Gli interventi di **razionalizzazione** sono studiati, pianificati e progettati nell'ambito di un procedimento coordinato, definito caso per caso all'interno di specifici accordi, al fine di determinare oltre ai dettagli tecnici dell'opera, anche le reciproche competenze e gli oneri attribuiti ai singoli soggetti coinvolti.

Tali attività sono realizzate principalmente:

- (i) eliminando le duplicazioni e ridondanze di schema, ovvero eliminando dalla rete quei componenti la cui utilità marginale, nel contesto integrato ed anche in prospettiva, risulti nulla o trascurabile;
- (ii) sostituendo alcuni impianti con altri di caratteristiche superiori (ad es. introduzione di nuovi collegamenti a 380 kV in sostituzione di un numero maggiore di linee a tensione inferiore);
- (iii) evitando il potenziamento di impianti (per lo più elettrodotti) giunti alla saturazione, mediante l'inserimento di nuovi elementi di rete, come ad esempio stazioni.

2.5.3 *Acquisizione e dismissione di elementi di rete nell'ambito della RTN*

2.5.3.1 Con riferimento al decreto del **MAP** del 23.12.2002 sull'ampliamento dell'ambito della **RTN** il **Gestore** determina gli elementi di rete esistenti da inserire nell'ambito della **RTN** al fine di migliorare le attività di **gestione della rete, esercizio, manutenzione e sviluppo**.

Le proposte del **Gestore** per le acquisizioni nell'ambito della **RTN**, preventivamente concordate con i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti, sono inserite dal **Gestore** nel **PdS** della **RTN**.

Tale attività di ampliamento della **RTN** è descritta in dettaglio di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

2.5.3.2 Nel **PdS** sono riportati inoltre gli elementi di rete di cui il **Gestore** propone la dismissione dalla **RTN** in quanto non più funzionali al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

In tal caso il **Gestore** inserisce nel **PdS** le proposte di dismissione di elementi di rete dalla **RTN**. Il conferimento degli elementi di rete dismessi alle società interessate all'acquisizione può essere attuato solo a seguito della verifica di conformità del **PdS** da parte del **MAP** di cui alla presente sezione [2.5](#).

2.5.4 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti

2.5.4.1 Scambio dei dati e dei programmi di sviluppo delle reti interoperanti

2.5.4.1.1 Al fine di garantire adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le altre reti, il **Gestore** deve poter disporre di tutte le informazioni relative ai programmi di sviluppo di tali reti.

- (a) In particolare, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** sono tenuti a trasmettere entro il 30 luglio di ogni anno, le seguenti informazioni, secondo il seguente il livello di dettaglio di massima stabilito dal **Gestore**:
- (i) previsioni di medio periodo (a 5 anni) sull'incremento e sulla distribuzione della domanda con indicazione della **potenza attiva/reattiva** assorbita dalle utenze industriali collegate in **AT** o in **AAT** alle reti in questione e della **potenza attiva/reattiva** richiesta sulle **cabine primarie** esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
 - (ii) stima della produzione sulle reti in **MT** con indicazione del valore di **potenza attiva** di generazione immessa a livello di singola **cabina primaria** (lato **MT**), nelle citate situazioni tipiche;

- (iii) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV con descrizioni di massima (corredate da disegni schematici e geografici esplicativi) degli interventi programmati nel lungo periodo, stato di avanzamento e date di entrata in servizio previste;
 - (iv) indicazioni relative allo schema di connessione e sulla potenza massima di generazione delle centrali future e sulla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad **unità di consumo** da collegare alle reti in **AT** o in **AAT**, con soluzione di connessione già accettata dai proponenti, specificando per quali sono già stati sottoscritti impegni economici.
- (b) Analogamente la società Ferrovie dello Stato o sue aventi causa, ai sensi dell'art. 3 comma 4 del decreto 25 giugno 1999, è tenuta a trasmettere al **Gestore**, nello stesso termine di cui al precedente paragrafo [2.5.4.1.1 lettera \(a\)](#), le seguenti informazioni relative alla rete di propria competenza:
- (i) indicazione della **potenza attiva/reattiva** delle utenze collegate in **AT** o in **AAT** alla rete e di quella richiesta sulle **stazioni elettriche** esistenti e future per l'alimentazione del sistema di trazione ferroviario;
 - (ii) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV con descrizioni di massima (corredate da disegni schematici e geografici esplicativi) degli interventi programmati nel lungo periodo, stato di avanzamento e date di entrata in servizio previste;
 - (iii) indicazioni relative allo schema di connessione e alla potenza massima di generazione delle **centrali** future e alla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad **unità di**

consumo da collegare alle reti in **AT** o in **AAT**, con soluzione di connessione già accettata dai proponenti, specificando per quali di questi sono già stati sottoscritti impegni economici.

- (c) Il **Gestore** può richiedere ai soggetti di cui alle lettere (a) e (b) ulteriori informazioni ad integrazione di quelle sopra previste al fine di disporre di un quadro puntuale ed aggiornato.

Il **Gestore**, attraverso la pubblicazione del **PdS** della **RTN**, comunica alle società che gestiscono/possiedono le reti interoperanti con la **RTN**:

- (i) le informazioni di dettaglio relative agli interventi di **sviluppo** della **RTN**;
- (ii) le stime relative alle previsioni sull'incremento della domanda di energia elettrica a livello nazionale e per macro-aree in energia e potenza.

2.5.4.2 *Adeguatezza degli impianti non RTN direttamente connessi alla RTN*

- 2.5.4.2.1 Nei casi in cui, in conseguenza di interventi di **sviluppo** della **RTN**, gli apparati installati in stazioni o linee non facenti parte della **RTN** non risultino più adeguati alla trasmissione elettrica, i soggetti che hanno la disponibilità dei beni coinvolti hanno l'obbligo di procedere all'adeguamento dei propri impianti secondo le modalità ed i tempi concordati con il **Gestore** ed indicati nel **contratto di servizio** da stipularsi tra le parti.

2.6 PIANI DI RISANAMENTO

2.6.1 Il **Gestore** formula il **Piano di risanamento** delle tratte della **RTN** che si rende necessario per conformarsi alle disposizioni legislative e ne verifica la successiva attuazione nei casi in cui la stessa sia rimessa ai proprietari.

2.6.2 La predisposizione del **Piano di Risanamento** è effettuata dal **Gestore** in conformità a quanto previsto dall'articolo 9 della Legge 22 febbraio 2001, n. 36 e successive modificazioni: "*Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*" (Legge Quadro).

2.6.3 Il processo di risanamento della **RTN** si attua tenendo conto degli obblighi assegnati al **Gestore** dalla sopraccitata Legge Quadro, con riferimento alla funzione strategica della **RTN** ed in conformità anche ai sistemi di difesa per la sicurezza del **SEN**, che il **Gestore** provvede ad aggiornare annualmente.

In particolare, per la predisposizione del **Piano di Risanamento** il **Gestore** ritiene di primaria importanza:

- (a) il mantenimento delle condizioni di sicurezza, affidabilità e continuità del servizio elettrico della **RTN**;
- (b) le eventuali correlazioni con gli interventi di **sviluppo** della **RTN** definiti nel **PdS** della **RTN**;
- (c) il coordinamento degli interventi di risanamento sugli impianti con i programmi ordinari di **indisponibilità** annuali della **RTN**.

Gli interventi di risanamento degli impianti della **RTN**, relativamente agli aspetti realizzativi, richiedono di essere opportunamente coordinati con gli interventi di **sviluppo** della **RTN**, in particolare quando:

- (a) esiste un intervento di **sviluppo** della **RTN** correlato direttamente con quello di risanamento e per il quale nel **PdS** è indicata la relativa data di completamento;
- (b) esiste un intervento di **sviluppo** della **RTN** correlato con quello di risanamento che prevede la demolizione dell'elettrodotto da risanare;
- (c) l'elettrodotto da risanare potrebbe essere nel futuro interessato da interventi di **sviluppo** della **RTN** ancora da definire, previsti nel medio – lungo periodo.

2.7 AGGIORNAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN

2.7.1 Ai fini dell'aggiornamento dell'ambito della **RTN** il **Gestore**, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predispone l'elenco completo di tutti gli impianti appartenenti alla **RTN**, comprendente anche i nuovi impianti della **RTN** entrati in servizio e quelli dismessi dalla **RTN** in seguito al completamento delle attività di **sviluppo** della **RTN** previste nel **PdS**.

L'elenco è trasmesso all'**AEEG**, ai **Titolari di porzione di RTN**, ai gestori delle **reti di distribuzione** ed alle associazioni di categoria del settore elettrico ai sensi dell'art. 5 del D.M. 25 giugno 1999 e successive modificazioni.

Come indicato all'art. 2 del decreto del **MAP** 23 dicembre 2002 il previsto obbligo di pubblicità può essere adempiuto mediante pubblicazione delle informazioni sul sito internet del **Gestore**.

APPENDICE

A PROCEDURA PER L'AMPLIAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN

La presente appendice dà evidenza della procedura seguita dal **Gestore**, in sede di elaborazione del **PdS**, per l'ampliamento dell'ambito della **RTN** in conformità con quanto previsto dall' art. 2 del decreto **MAP** 23 dicembre 2002.

1 Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN

- 1.1 Il **Gestore** definisce le proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti ai fini dell'ampliamento dell'ambito della **RTN**.
- 1.2 Le proposte di acquisizione individuano gli impianti o il gruppo di impianti da acquisire con una sintetica descrizione delle caratteristiche tecniche essenziali e delle motivazioni a base della proposta di variazione dell'ambito della **RTN**.

2 Modalità di acquisizione e condizioni economiche

2.1 Una volta definite le proposte di acquisizione il **Gestore** stipula, con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, specifici accordi recanti le modalità di acquisizione degli impianti nell'ambito della **RTN** e le relative condizioni economiche.

Gli accordi recano:

- (a) l'espresso consenso al conferimento dei beni;
- (b) le condizioni economiche di remunerazione dei beni;
- (c) le indicazioni sulle modalità e i tempi per rendere operativo il conferimento degli impianti alla **RTN**.

2.2 Nel caso in cui gli impianti da acquisire nell'ambito della **RTN** siano oggetto di futuri interventi di **sviluppo** della **RTN** pianificati dal **Gestore**, dovrà essere garantita al **Gestore** la piena disponibilità di questi elementi di rete prima dell'inizio delle attività finalizzate alla autorizzazione e realizzazione delle opere di **sviluppo** che interessano direttamente o indirettamente tali impianti.

2.3 Qualora siano in corso o siano state completate procedure di autorizzazione per la eventuale realizzazione di interventi di **sviluppo** sugli impianti in questione, dovrà essere garantita la cessione al soggetto che acquisisce tali impianti delle autorizzazioni già ottenute dal soggetto cedente.

3 *Pubblicazione della proposta di ampliamento dell'ambito della RTN e successivi adempimenti*

- 3.1 Le proposte di ampliamento dell'ambito della **RTN**, preventivamente concordate, come previsto dall'art. 1 del D.M. 23 dicembre 2002, costituiscono allegato al **PdS**. Come tali sono inviate al **MAP** per la verifica di conformità (cfr. sezione [2.5](#) del presente capitolo).
- 3.2 In esito alla verifica di cui sopra i soggetti titolari degli impianti oggetto dell'acquisizione nella **RTN** procedono ai conferimenti degli elementi di rete, sulla base di quanto precedentemente concordato con il **Gestore** negli accordi.

CAPITOLO 3

GESTIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE DELLA RETE

INDICE

CAPITOLO 3 - GESTIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE DELLA RETE.....	2
3.1 OGGETTO.....	2
3.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	3
3.3 ATTIVITA' DI GESTIONE ED ESERCIZIO	3
3.4 CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	7
3.5 INTEROPERABILITA' TRA LE RETI ELETTRICHE.....	9
3.6 INTERCONNESSIONI CON ALTRE RETI ELETTRICHE.....	11
3.7 PROGRAMMAZIONE E GESTIONE DELLE INDISPONIBILITÀ.....	11
3.7.1 Piani di indisponibilità.....	11
3.7.2 Piani di indisponibilità degli elementi della RTN	13
3.7.3 Piani di indisponibilità di parti di impianto funzionali alla RTN e di elementi della rete con obbligo di connessione di terzi.....	16
3.7.4 Piani di indisponibilità degli impianti di generazione	17
3.8 STANDARD DI MANUTENZIONE: CRITERI E LINEE GUIDA	21
3.9 SICUREZZA E RISCHIO ELETTRICO	23
APPENDICE	25
A MODALITÀ DI DEFINIZIONE DEI PIANI DI INDISPONIBILITÀ DELLE UP E DELLE UNITÀ DI POMPAGGIO	25
1 Generalità	25
2 Determinazione dei margini	26
3 Proposta piani di indisponibilità.....	29
B DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	34

CAPITOLO 3 - GESTIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE DELLA RETE

3.1 OGGETTO

3.1.1 Il presente capitolo descrive le modalità con cui il **Gestore**:

- (a) effettua la gestione della **RTN**;
- (b) effettua l'**esercizio** e la **manutenzione** della porzione di **RTN** di cui è proprietario;
- (c) definisce le procedure per la comunicazione di eventuali **condizioni di emergenza**;
- (d) adotta ed aggiorna le procedure per l'interoperabilità della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** e con le **altre reti elettriche**;
- (e) adotta ed aggiorna le regole tecniche di interconnessione della **RTN** con le **altre reti elettriche**;
- (f) effettua le attività inerenti le procedure relative ai piani di indisponibilità dei singoli elementi di **RTN** e delle parti di impianto dell'**Utente** funzionali alla **RTN** stessa;
- (g) verifica la compatibilità dei piani di indisponibilità degli **impianti di generazione** con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, tenendo conto anche dei piani di indisponibilità degli elementi della **RTN**.

3.2 *AMBITO DI APPLICAZIONE*

3.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) **Titolari di porzioni di RTN;**
- (b) **Utenti della rete;**
- (c) **Gestore della rete.**

3.3 *ATTIVITA' DI GESTIONE ED ESERCIZIO*

3.3.1 Nell'ambito delle attività di **gestione della rete** il **Gestore** attua l'insieme delle attività e delle procedure relative alla programmazione ed al controllo dei flussi di energia, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione di **esercizio** della **RTN**.

3.3.2 Il **Gestore** svolge le attività per la **gestione unificata della RTN** in conformità agli indirizzi definiti dal **MAP** ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, nonché nel rispetto dei principi di cui alla **Concessione**, e in osservanza delle condizioni definite dall'**Autorità** ai sensi dell'articolo 3, commi 3 e 6, del decreto legislativo n.79/99. Il presente Codice di rete stabilisce, altresì, i criteri per la gestione delle parti delle **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima.

3.3.3 Il **Gestore** provvede a definire gli schemi di rete da adottare nelle diverse condizioni di funzionamento del sistema elettrico e ad eseguire le manovre necessarie per l'esercizio degli impianti di sua proprietà.

- 3.3.4 Il **Gestore** definisce lo stato di funzionamento degli impianti, nei limiti delle prestazioni degli impianti medesimi attraverso l'individuazione di vincoli di trasmissione, immissione e prelievo nell'ambito della **RTN** anche in riferimento ai piani di indisponibilità.
- 3.3.5 Il **Gestore**, nell'ambito dell'**attività di trasmissione** dell'energia elettrica, è responsabile dell'**esercizio** e della **manutenzione** della rete di sua proprietà.
- 3.3.6 L'**esercizio** della **RTN** è l'utilizzazione metodica secondo procedure codificate degli impianti di potenza ed accessori costituenti le porzioni di rete elettrica che compongono la **RTN** ai fini della gestione della medesima rete.
- 3.3.7 L'**esercizio** della **RTN** con riferimento alle diverse condizioni di funzionamento del **sistema elettrico nazionale** è svolto dal **Gestore** al fine di garantire la sicurezza e l'economicità del servizio elettrico secondo principi di trasparenza e non discriminazione.
- 3.3.8 L'**esercizio** degli impianti comprende la conduzione e il **monitoraggio** continuo dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre ed il pronto intervento. Le manovre sono eseguite dal **Gestore**, a distanza, mediante il sistema di teleconduzione, o manualmente, tramite il presidio degli impianti.
- 3.3.9 Il **Gestore** della rete attua il pronto intervento a seguito di anomalia o di **guasto** per la messa in sicurezza e ripristino degli impianti.
- 3.3.10 Il **Gestore** provvede alle attività di ispezione e monitoraggio periodico degli impianti al fine di salvaguardare la funzionalità degli stessi predisponendo le conseguenti attività di **manutenzione**.
- 3.3.11 Il **Gestore**:
- (a) effettua la taratura dei dispositivi di protezione e degli automatismi connessi al funzionamento della **rete rilevante**, nonché dei dispositivi previsti nel **Piano di difesa**;

- (b) provvede alla verifica della funzionalità dei dispositivi di protezione, degli automatismi della **RTN** e dei dispositivi previsti nel **Piano di difesa**.

3.3.12 Il **Gestore** impartisce, in forma sintetica, ai **Titolari di RTN** ed agli **Utenti della rete** esercenti le parti delle stazioni non comprese nella **RTN** ma funzionali alla rete medesima e all'esercizio degli impianti della stessa, gli ordini di manovra necessari all'esercizio degli impianti. Per tali parti d'impianto, come disciplinato dalle **Regole tecniche di connessione**, deve essere assicurata dai **Titolari di RTN** e dai suddetti **Utenti della rete**:

- (a) l'osservabilità in remoto dell'impianto tramite telemisure e telesegnali;
- (b) l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle **protezioni**;
- (c) l'**esercizio** e la gestione dell'impianto senza interruzione e con tempi di esecuzione adeguati;
- (d) il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti;
- (e) la trasmissione delle informazioni presso le sedi del **Gestore** per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi.

3.3.13 I **Titolari di RTN** e gli **Utenti della rete** esercenti le parti delle stazioni non comprese nella **RTN** ma funzionali alla rete medesima, eseguono:

- (a) mediante i sistemi di teleconduzione o in manuale le manovre impartite dal **Gestore**;
- (b) le manovre derivanti da consegne autonome;
- (c) le manovre in **condizioni di emergenza**, necessarie per la sicurezza fisica delle persone e degli impianti.

- 3.3.14 I **Titolari di RTN** e gli **Utenti della rete** esercenti le parti di stazioni non comprese nella **RTN** ma funzionali alla rete medesima possono rifiutare l'esecuzione delle manovre esclusivamente nel caso in cui le stesse possono comportare pericolo per la sicurezza fisica delle persone e delle cose e nel caso in cui la manovra non venga eseguita, informano immediatamente il **Gestore** delle cause che ne hanno impedito l'esecuzione.
- 3.3.15 Le disposizioni delle manovre impartite dal **Gestore** vengono registrate nei sistemi di controllo del **Gestore**, dei **Titolari di RTN** e, ove ne dispongano, dei suddetti **Utenti della rete**, unitamente all'avvenuta effettuazione delle stesse.
- 3.3.16 Il **Gestore della rete**, ai fini della gestione ed esercizio delle porzioni di **RTN** di cui non risulta essere titolare, stipula con i soggetti che hanno la proprietà o la disponibilità di dette reti una convenzione per disciplinare l'**esercizio** e gli interventi di **manutenzione** e di **sviluppo** delle medesime reti e dei dispositivi di interconnessione con altre reti. La predetta convenzione è conclusa sulla base di una **Convenzione-Tipo**.
- 3.3.17 Il **Gestore** conclude un contratto per l'**esercizio**, la gestione, lo **sviluppo** e la **manutenzione** delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima con i soggetti titolari di dette **stazioni elettriche**. Il predetto contratto è concluso sulla base del **contratto di servizio** tipo.
- 3.3.18 I soggetti di cui al paragrafo [3.3.13](#) sono responsabili dell'**esercizio** degli impianti di cui risultano titolari, in attuazione delle decisioni assunte dal **Gestore**.
- 3.3.19 Gli **Utenti della Rete** titolari di impianti di produzione, ai fini della gestione e dell'esercizio della **RTN**, sono tenuti:

- (a) in qualità di **Utenti della Connessione**, a fornire al **Gestore** le informazioni relative ai propri impianti ai fini della interoperabilità dei medesimi impianti con la rete elettrica, secondo le modalità previste nel Capitolo 1, paragrafo [1B.4.14](#) del presente Codice di rete. Nella documentazione di connessione sono indicate, tra l'altro, le eventuali specifiche condizioni di esercizio e gestione degli impianti che dovessero discendere da esigenze correlate all'esercizio della **RTN**;
- (b) in qualità di **Utenti del Dispacciamento**, a fornire le informazioni necessarie alla gestione del processo di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, nonché alla regolamentazione della funzione di esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica mediante la valorizzazione e regolazione dell'energia oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali assunti. Tali informazioni devono essere comunicate nei casi e con le modalità descritte nel Capitolo 4, sezione [4.3](#) del presente Codice di rete.

3.4 CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

3.4.1 Le condizioni di funzionamento del **sistema elettrico nazionale**, individuate dal **Gestore**, sono distinte in:

- (a) **normale o normale sicuro**;
- (b) **allarme o normale insicuro**;
- (c) **emergenza**;
- (d) **interruzione**;
- (e) **ripristino del servizio elettrico**.

Tali condizioni di funzionamento sono descritte nel [Capitolo 10](#) del presente Codice di rete.

3.4.2 Ai fini dell'analisi del comportamento del **sistema elettrico nazionale** e della individuazione delle condizioni di funzionamento di cui al paragrafo [3.4.1](#), il **Gestore** effettua, attraverso il sistema di controllo in tempo reale, il monitoraggio del sistema elettrico acquisendo telemisure e telesegnali, da **apparecchiature di misura** e trasmissione di grandezze elettriche caratteristiche (tensione, frequenza, potenza attiva e reattiva, stato degli organi di manovra). Tali apparecchiature sono installate sugli impianti dai **Titolari di RTN** e dagli **Utenti**, sulla base delle indicazioni del **Gestore**.

Le comunicazioni relative al funzionamento in **condizioni di emergenza** del sistema elettrico sono fornite secondo le modalità di seguito riportate.

(a) Giorno precedente

Il **Gestore** valuta quotidianamente le condizioni di funzionamento del sistema elettrico attese nel giorno successivo. Qualora si evidenzino possibili funzionamenti in **condizioni di emergenza**, il **Gestore** ne dà comunicazione via fax ai soggetti interessati per segnalare la situazione prevista. Nel caso in cui si riscontrasse la necessità di procedere, per il giorno successivo, all'attuazione del **Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico**, la comunicazione è resa secondo le indicazioni contenute nel **PESSE** medesimo.

(b) Giorno corrente

Il **Gestore**, previa verifica in tempo reale delle condizioni di funzionamento del sistema elettrico, comunica via fax per confermare o meno ai soggetti interessati lo stato di funzionamento in **condizioni**

di emergenza previsto il giorno precedente. In caso di transizione verso funzionamenti in **condizioni di emergenza** a seguito di eventi occorsi in tempo reale, il **Gestore** notifica via fax detto stato ai soggetti interessati, per le azioni di controllo da adottare. L'eventuale ricorso al **PESSE** sarà comunicato secondo quanto previsto nel **PESSE**.

3.5 INTEROPERABILITA' TRA LE RETI ELETTRICHE

3.5.1 La gestione coordinata della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** e con le **altre reti elettriche**, è effettuata attraverso l'adozione di criteri e procedure che consentono di garantire la sicurezza di funzionamento del **sistema elettrico nazionale** con adeguati livelli di interoperabilità tra dette reti. Tali procedure:

- (a) sono adottate dal **Gestore**, sentiti i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche**;
- (b) recano disposizioni circa il coordinamento per la gestione, l'esercizio e la **manutenzione** delle reti diverse dalla **RTN**.

I criteri seguiti per la definizione delle procedure consentono di stabilire le:

- (a) reciproche responsabilità nel controllo e protezione della **rete rilevante** a tensione nominale di 120-132-150 kV;
- (b) azioni da intraprendere per la gestione in sicurezza della **rete rilevante** a tensione nominale di 120-132-150 kV;
- (c) azioni da adottare per il ripristino del funzionamento in sicurezza da **condizioni di emergenza** (interventi sui regolatori sottocarico dei trasformatori AT/MT o **AAT/MT, BME, PESSE**);
- (d) azioni da effettuare in caso di disservizi;

(e) le modalità di interfacciamento con enti ed autorità esterne, con particolare riguardo alla procedura di esclusione di linee per spegnimento incendi.

3.5.2 Sulla base di tali criteri il **Gestore** ha adottato le seguenti procedure allegate all'[Appendice B](#) del presente capitolo:

A.4 Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV;

A.9 Piano di Difesa del sistema elettrico;

A.10 Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale;

A.11 Criteri generali di taratura delle protezioni della rete a tensione uguale o superiore a 120 kV;

A.12 Criteri di taratura dei relé di frequenza del sistema elettrico;

A.14 Partecipazione alla regolazione di tensione;

A.20 Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE);

A.21 Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi.

3.5.3. Il gestore di ciascuna **rete con obbligo di connessione di terzi** diversa dalla **RTN** è tenuto:

(a) ad effettuare, insieme al **Gestore**, le analisi degli interventi delle **protezioni** e degli eventi di rete, allo scopo di diagnosticare l'esatta sequenza degli stessi ed il comportamento dei sistemi di protezione sulla **rete rilevante**;

(b) a fornire al **Gestore** ogni informazione sugli impianti, anche interni alla rete, rilevante per l'interoperabilità di reti elettriche. In particolare i

gestori di reti con obbligo di connessione di terzi sono tenuti ad inviare al **Gestore** informazioni relative alle modifiche dei loro impianti ai fini dell'aggiornamento da parte del **Gestore** stesso degli schemi della rete di trasmissione nazionale e delle reti direttamente o indirettamente connesse, sino al livello di 120 kV.

3.6 INTERCONNESSIONI CON ALTRE RETI ELETTRICHE

3.6.1 Ciascun elemento di interconnessione della **RTN** con le **altre reti elettriche** ad essa connesse, è gestito in conformità alle regole tecniche di interconnessione o regolamenti di esercizio, in quanto applicabili. Tali regole tecniche stabiliscono le modalità operative di esercizio degli elementi di interconnessione fra la **RTN** e le **altre reti elettriche**, in ogni condizione di funzionamento, al fine di regolare i rapporti tra i soggetti interessati precisando le rispettive competenze. Il **Gestore** adotta ed aggiorna le regole tecniche di interconnessione, sentiti i gestori di dette reti.

3.6.2 Per quanto concerne l'interconnessione della **RTN** con le reti elettriche estere, le regole tecniche di interconnessione sono formulate tenendo conto delle regole e delle raccomandazioni adottate dall'**UCTE** ed, eventualmente, dall'**ETSO**.

3.7 PROGRAMMAZIONE E GESTIONE DELLE INDISPONIBILITÀ

3.7.1 Piani di indisponibilità

3.7.1.1 Il presente paragrafo definisce le procedure per la programmazione e la gestione delle **indisponibilità** relative agli elementi di **RTN**, delle **reti con**

obbligo di connessione di terzi, delle parti di impianto funzionali alla **RTN** e degli **impianti di generazione**.

3.7.1.2 **Il Gestore:**

- (a) elabora i piani di indisponibilità della rete di cui è proprietario;
- (b) coordina i piani di indisponibilità degli **Utenti** con i propri e con quelli degli altri **Titolari di RTN**, secondo i criteri della sicurezza, dell'affidabilità ed efficienza del servizio nonché del mantenimento della sicurezza degli approvvigionamenti di energia e di contenimento dei costi associati al sistema elettrico. Nell'effettuare tale attività il **Gestore** tiene conto degli interventi di **sviluppo** della rete già deliberati che comportino **indisponibilità** dei componenti della porzione di rete;
- (c) coordina i piani di indisponibilità dei **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** relativamente agli elementi delle reti facenti parte della **rete rilevante**. Qualora i piani di indisponibilità proposti dai gestori non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, il **Gestore** procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
- (d) coordina i piani di indisponibilità degli **impianti di generazione**, con potenza maggiore di 10 MVA, al fine di assicurare adeguati livelli di affidabilità, efficienza, sicurezza, economicità e continuità del servizio. Qualora i piani di indisponibilità proposti dai **produttori** non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, il **Gestore** procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
- (e) registra i dati di indisponibilità degli elementi della **RTN** ai fini di valutare la disponibilità della stessa su base annua.

3.7.2 *Piani di indisponibilità degli elementi della RTN*

3.7.2.1 Di seguito sono descritte le procedure adottate dal **Gestore** relativamente alla programmazione delle **indisponibilità** degli elementi di rete connesse ai lavori di **sviluppo e manutenzione** della **RTN**.

3.7.2.2 La programmazione delle **indisponibilità** si articola secondo più orizzonti temporali di durata diversa, periodicamente aggiornati tenendo conto, in particolare, dell'evoluzione della domanda e dell'assetto della rete elettrica, nonché di previsioni realistiche di entrata in servizio di nuove **UP**.

Tale programmazione prevede i seguenti piani di **indisponibilità**:

- (a) annuale;
- (b) trimestrale;
- (c) mensile a finestra settimanale scorrevole.

Tali piani vengono inoltre aggiornati per tener conto della verifica di compatibilità con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico di cui al paragrafo [3.7.4.3](#).

3.7.2.3 a) *Piano annuale delle indisponibilità*

Il **Gestore** predispone, ogni anno (anno t) con riferimento agli adempimenti di competenza dell'anno successivo (anno $t+1$), un piano di indisponibilità concernente gli elementi della rete.

Detto piano annuale delle indisponibilità, contiene le **indisponibilità** degli elementi della porzione della rete di durata complessiva uguale o superiore a 5 giorni, classificate come indisponibilità programmate, per l'anno $t+1$ e, solo con riferimento alle attività di maggiore rilevanza, per l'anno $t+2$.

Il piano annuale delle indisponibilità contiene le seguenti informazioni:

- (i) identificazione dell'elemento della rete interessato dalla **indisponibilità** e del relativo componente oggetto di **manutenzione**;
- (ii) indicazione dei lavori;
- (iii) date di inizio e fine del periodo di indisponibilità;
- (iv) tempo massimo necessario per il ripristino della disponibilità dell'elemento;
- (v) eventuali interdipendenze tra le **indisponibilità** di elementi della porzione di rete;
- (vi) eventuali interdipendenze con le **indisponibilità** di elementi di porzioni della rete di altri **Titolari di porzioni di RTN** o di utenti connessi alla porzione della rete. Il piano contiene inoltre, per l'anno t+1, l'elenco degli elementi della rete con **indisponibilità** di durata inferiore a 5 giorni più rilevanti ai fini della sicurezza del sistema elettrico, tenendo conto delle possibili interdipendenze con le **indisponibilità** di porzioni della rete di altri **Titolari**.

Entro il 15 dicembre di ogni anno, il **Gestore** rende pubblico sul proprio sito internet il piano annuale definitivo delle indisponibilità.

Il **Gestore** ha facoltà, entro il mese di febbraio dell'anno t+1, di apportare modifiche al piano di indisponibilità dell'anno in corso, relativamente agli elementi costituenti e funzionali all'interconnessione con l'estero, che si rendano necessarie in conseguenza alla sottoscrizione di accordi internazionali.

3.7.2.4 b) *Piani trimestrali delle indisponibilità*

Il **Gestore** predispone e rende pubblico un piano trimestrale delle indisponibilità entro il quindicesimo giorno dei mesi di dicembre, marzo, giugno e settembre di ogni anno, con validità di tre mesi decorrenti dal primo giorno del primo mese successivo a tali date. Tale piano, che conferma o modifica le **indisponibilità** indicate nel piano annuale anche relative ad altri trimestri, include le **indisponibilità** di durata inferiore a 5 giorni, classificate come **indisponibilità** programmate nonché le **indisponibilità** occasionali, eventualmente sopravvenute, di durata superiore o uguale a 5 giorni.

3.7.2.5 c) *Piano mensile a finestra settimanale scorrevole*

Il **Gestore** predispone settimanalmente, di norma entro le ore 16 del giovedì un piano operativo mensile relativamente alla settimana n+1 ed alle successive tre settimane.

Ogni giorno, di norma entro le ore 16:00, il **Gestore** definisce il piano operativo per il giorno successivo, relativo alle **indisponibilità** già deliberate ed eventualmente modificate.

3.7.2.6 Il **Gestore**, nel predisporre i suddetti piani delle indisponibilità (annuale, trimestrale e mensile a finestra settimanale scorrevole), individua i vincoli di transito fra le zone di mercato e pubblica gli stessi nel proprio sito internet. Parimenti il **Gestore** nel predisporre i suddetti piani, valuta i vincoli di produzione e di limitazione al prelievo, associati alle **indisponibilità** dandone contestualmente comunicazione agli **Utenti** interessati.

3.7.2.7 Il **Gestore**, sulla base delle necessità di interventi di **manutenzione** occasionale indifferibili o dovuti a **guasti**, può modificare i piani suddetti già deliberati.

Il **Gestore**, qualora ricorrano esigenze di sicurezza della **RTN** o eventi di carattere eccezionale (calamità naturali, atti terroristici, eventi bellici, ecc.), per limitati periodi di tempo, può disporre in qualunque momento variazioni ai piani di indisponibilità.

3.7.2.8 Al fine di coordinare i piani di indisponibilità della **RTN** il **Gestore** valuta ed approva le proposte di piano annuale nonché dei piani trimestrali e mensili delle indisponibilità elaborati dagli altri **Titolari di porzioni di RTN** secondo le modalità descritte nella **Convenzione Tipo**.

3.7.2.9 Il flusso informativo tra **Gestore** e gli altri **Titolari di RTN** e relativo alla gestione delle **indisponibilità** si esplica in varie fasi temporali. I dettagli relativi alle istruzioni per lo scambio delle informazioni relative alle **indisponibilità** sono disponibili sul sito internet del **Gestore**.

3.7.3 *Piani di indisponibilità di parti di impianto funzionali alla RTN e di elementi della rete con obbligo di connessione di terzi*

3.7.3.1 I programmi di indisponibilità delle parti d'impianto funzionali alle **attività di trasmissione e dispacciamento** nonché degli elementi delle **reti con obbligo di connessione di terzi** devono essere concordati ed approvati periodicamente dal **Gestore** per tener conto della compatibilità con i piani di indisponibilità della **RTN**.

3.7.3.2 Il coordinamento è assicurato da una programmazione delle **indisponibilità** articolata su più fasi temporali con orizzonte annuale, trimestrale e mensile a finestra settimanale scorrevole.

3.7.3.3 In particolare i soggetti esercenti gli impianti e le reti di cui al paragrafo [3.7.3.1](#) sono tenuti a:

- (a) comunicare al **Gestore** il piano di indisponibilità nelle scadenze da questi stabilite;
- (b) comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione.

Le procedure relative allo scambio informativo tra il **Gestore** ed i soggetti esercenti **reti con obbligo di connessione di terzi** e parti di impianto, non comprese nella **RTN** ma funzionali alla rete medesima, per la gestione dei piani di indisponibilità di cui sopra, sono descritte al paragrafo [3.7.2](#) per quanto applicabile.

3.7.3.4 I dettagli relativi alle istruzioni per lo scambio delle informazioni relative alle **indisponibilità** sono disponibili sul sito internet del **Gestore**.

3.7.4 Piani di indisponibilità degli impianti di generazione

3.7.4.1 Gli **Utenti di Dispacciamento (UdD)** delle **Unità di Produzione** rilevanti (con potenza maggiore o uguale di 10 MVA) sono tenuti a presentare al **Gestore** una proposta di piano annuale di indisponibilità delle proprie unità con le modalità di seguito previste.

3.7.4.2 Gli **Utenti di Dispacciamento** sono altresì tenuti a presentare al **Gestore**, ai sensi di quanto previsto nel decreto del Ministro delle attività produttive del 25.06.2003, entro il mese di Maggio e Novembre di ciascun anno, l'aggiornamento dei programmi di indisponibilità di lunga durata delle **UP**:

- (a) dovute a interventi di ripotenziamento e/o ambientalizzazione, come già approvati dal **MAP**;
- (b) di cui è già stata autorizzata la dismissione.

Le modalità e i contenuti di tale comunicazione sono specificate nell'[Appendice A](#) al presente capitolo.

Il **Gestore** invia all'**Autorità** e al **MAP** entro il mese di giugno e dicembre di ogni anno, l'aggiornamento della situazione di tutti i programmi di indisponibilità di lunga durata delle **UP** in ripotenziamento e/o ambientalizzazione.

3.7.4.3 La proposta di piano annuale di cui al punto [3.7.4.1](#) deve considerare le indisponibilità di durata uguale o superiore a 5 giorni, comprese le indisponibilità di **UP** di lunga durata per cause diverse da quelle di cui al precedente punto [3.7.4.2](#), e deve essere presentata entro il 30 luglio dell'anno precedente a quello a cui si riferisce e comunque entro 30 giorni dal ricevimento delle informazioni necessarie per l'elaborazione della stessa, da parte del **Gestore**.

Per le unità di produzione termoelettrica e per le **Unità idroelettriche di produzione e pompaggio**, entro il 30 giugno di ciascun anno, il **Gestore** determina e comunica agli **UdD** delle stesse la capacità di produzione che ciascuno dei medesimi utenti ha la facoltà di rendere indisponibile per interventi di **manutenzione** in ciascuna settimana dell'anno successivo, tenendo conto dei vincoli di produzione connessi ai **vincoli di rete** derivanti dai principali interventi di **sviluppo** e di **manutenzione** della **RTN** relativi a tale anno.

Le modalità per la determinazione da parte del **Gestore** di tali capacità di produzione sono definite nel documento "Modalità di definizione dei piani di indisponibilità delle unità di produzione e delle unità di produzione e pompaggio" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Nella proposta ciascun **UdD** delle unità di produzione termoelettrica e delle **unità idroelettriche di produzione e pompaggio** deve presentare un piano annuale di indisponibilità nel rispetto delle suddette capacità di produzione; in casi particolari ciascun **UdD** può richiedere la facoltà di rendere indisponibile una capacità di produzione superiore a quella assegnatagli dal **Gestore**.

3.7.4.4 Il **Gestore** verifica la compatibilità con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico dei piani di indisponibilità proposti dagli **UdD**, tenendo conto anche dei piani di indisponibilità degli elementi della **RTN** e delle indisponibilità di lunga durata già autorizzate.

Nell'ambito di tale verifica, il **Gestore** valuta la possibilità di accogliere le proposte di cui al paragrafo [3.7.4.1](#), tenendo conto di eventuali disponibilità di capacità non utilizzate da altri **UdD**.

La valutazione di compatibilità dei piani di indisponibilità, condotta dal **Gestore**, consiste nell'accertare che:

- (a) sia assicurata la copertura del fabbisogno in potenza ed energia in ognuna delle **zone** costituenti il sistema elettrico attraverso la verifica dei margini di riserva disponibili determinati secondo quanto descritto nel documento “Modalità di definizione dei piani di indisponibilità delle UP e delle unità di pompaggio” riportato nell'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) sia garantita la sicurezza della rete, risultante dall'applicazione dei piani di indisponibilità degli elementi della **RTN**, nel rispetto del criterio di **sicurezza N e N-1**, prendendo in considerazione anche i piani di indisponibilità programmata proposti dagli utenti di dispacciamento.

Nell'applicazione del criterio di **sicurezza N-1** si fa presente che:

- (i) nel caso in cui due collegamenti siano posti sulla stessa palificazione, viene valutata la perdita contemporanea di entrambe le linee;
- (ii) il criterio non si applica alle porzioni di rete connesse in antenna, inclusi i collegamenti con le isole;

- (iii) per particolari assetti di rete, oltre al criterio di **sicurezza N-1**, viene simulata anche la perdita di un sistema di sbarre per valutarne le conseguenze e le azioni necessarie per evitare la propagazione dell'incidente.

Qualora i piani di indisponibilità proposti non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, il **Gestore** procede a notificare all'**UdD** i piani risultati incompatibili per la relativa modifica.

- 3.7.4.5 Il **Gestore** raccoglie dagli **UdD** le modifiche ai piani ed effettua una nuova valutazione di compatibilità, modificando dove possibile, anche i piani di indisponibilità degli elementi della **rete rilevante**, qualora essi risultassero interferenti con la disponibilità delle **UP**.

Qualora i piani restino incompatibili il **Gestore** procede autonomamente alla modifica di detti piani, con l'obiettivo di minimizzare le modifiche. Il **Gestore** delibera i piani di indisponibilità dandone comunicazione ai singoli utenti di dispacciamento.

- 3.7.4.6 Il **Gestore** si riserva la facoltà di modificare i piani a seguito di eventi eccezionali (calamità naturali, condizioni meteo particolarmente avverse, eventi bellici, scioperi, ecc.).

- 3.7.4.7 Ciascun utente di dispacciamento può richiedere la modifica del piano annuale definito dal **Gestore**:

- (a) su base trimestrale, con 45 giorni di anticipo rispetto all'inizio di ciascun trimestre, al fine di confermare o modificare le **indisponibilità** programmate di durata maggiore o uguale a 5 giorni e includere le **indisponibilità** di durata inferiore a 5 giorni, nonché quelle occasionali sopravvenute;
- (b) su base settimanale, entro le ore 14 del martedì della settimana precedente, per la programmazione delle **indisponibilità** delle

successive quattro settimane, tenendo conto dell'ultima revisione trimestrale e delle **manutenzioni** occasionali nonché delle avarie sopravvenute;

- (c) su evento, per comunicare le eventuali **indisponibilità** indifferibili, tenendo conto della revisione settimanale del piano.

3.7.4.8 Il **Gestore** accetta le richieste di modifica del piano annuale a fronte della valutazione di compatibilità di cui al paragrafo [3.7.4.4](#) utilizzando il principio *first-come-first-served*.

3.7.4.9 Il **Gestore** ha facoltà di modificare il piano annuale ed il piano del primo trimestre entro il mese di febbraio poiché entro tale termine viene concordata in sede internazionale la programmazione delle **indisponibilità** dei collegamenti che afferiscono all'interconnessione e che può comportare la necessità di operare modifiche ai piani di indisponibilità delle **UP**.

3.8 STANDARD DI MANUTENZIONE: CRITERI E LINEE GUIDA

3.8.1 Il **Gestore** delibera ed esegue gli interventi di **manutenzione** della rete di sua proprietà al fine di mantenere lo stato di funzionamento degli impianti e la regolarità del funzionamento medesimo con l'osservanza delle norme legislative e regolamentari in vigore.

3.8.2 L'attività di **manutenzione** è finalizzata:

- (a) al mantenimento di un adeguato livello di funzionalità del sistema e dei suoi componenti e alla riduzione delle probabilità di accadimento di anomalie e **guasti** sugli impianti della **RTN**;

- (b) ad assicurare le condizioni per la continuità di servizio e a ripristinare, nel minor tempo possibile, la corretta funzionalità del sistema e dei suoi componenti a seguito di anomalie o **guasti**;
- (c) a garantire la sicurezza degli impianti, del personale operante sugli stessi e dei terzi in genere.

3.8.3 Per le finalità di cui al precedente paragrafo [3.8.2](#) l'attività di **manutenzione** si caratterizza per essere:

- (a) *svincolata* o comunque *non condizionata* da attività estranee al servizio elettrico, che possano comportare limitazioni funzionali al servizio medesimo, anche come conseguenza della condivisione delle infrastrutture;
- (b) *efficiente* dal punto di vista gestionale ed organizzativo, tramite un'adeguata attività di pianificazione;
- (c) *impostata* sull'analisi storica dell'impianto e dei suoi componenti;
- (d) *basata* su una corretta politica di pronto intervento, a seguito di anomalie e **guasti**;
- (e) *rispondente* a tutte le normative vigenti in materia di sicurezza del personale operante e di terzi in genere;
- (f) *eseguita* in modo da assicurare la qualità del servizio fornito, garantendo nel contempo rispetto dell'ambiente.

3.8.4 Allo scopo di mantenere efficiente e disponibile la **RTN** di sua proprietà, il **Gestore** esegue gli opportuni controlli ed interventi di **manutenzione** ordinaria e straordinaria. I criteri di controllo e manutenzione sono definiti dal **Gestore** secondo principi di buona tecnica, le norme, le indicazioni dei costruttori, le condizioni tecniche dei componenti ed apparecchiature, le esperienze maturate nel passato e quindi secondo la migliore prassi.

3.8.6 Il **Gestore** predispone annualmente un piano di controlli e ispezioni redatto secondo le proprie strategie e politiche finalizzate comunque alla massima disponibilità della rete.

3.9 SICUREZZA E RISCHIO ELETTRICO

3.9.1 Tutte le attività lavorative quali i controlli, le ispezioni, le manovre, le misure, le prove, i lavori elettrici compresa la manutenzione, i lavori non elettrici in prossimità di parti attive che si svolgono sugli impianti elettrici (stazioni e linee) della rete di trasmissione, devono essere eseguite nel rispetto della legislazione nazionale in materia di sicurezza del lavoro e rischio elettrico nonché delle Norme CEI EN 50110-1 e CEI EN 50110-2, della Norma quadro di armonizzazione europea emessa dal CENELEC che fornisce le prescrizioni minime di sicurezza per l'esercizio degli impianti elettrici e per l'esecuzione dei lavori sugli stessi, in prossimità di tali impianti e con quanto prescritto nel Testo Unico in materia di sicurezza sul lavoro di cui al Decreto Legislativo n. 81/2008, nelle Norme CEI 11-27/1 e nella Norma applicativa delle CEI EN 50110.

La suddetta normativa contiene tra l'altro:

- (a) individuazione dei pericoli;
- (b) valutazione dei rischi presenti sul luogo di lavoro;
- (c) riduzione dei rischi;
- (d) individuazione ed adozione di adeguate misure di sicurezza sul posto di lavoro;
- (e) redazione dei piani di intervento sia per le linee che per le stazioni.

In relazione a quanto sopra, ciascun **Titolare di RTN** e **Utente** ha l'obbligo di adottare le Disposizioni per la Prevenzione del Rischio Elettrico Terna (DPRET) per la gestione della messa fuori servizio ed in sicurezza dei collegamenti della **RTN** e dei **punti di connessione** con la stessa.

APPENDICE

A MODALITÀ DI DEFINIZIONE DEI PIANI DI INDISPONIBILITÀ DELLE UP E DELLE UNITÀ DI POMPAGGIO

1 Generalità

- 1.1 Gli utenti di dispacciamento di **unità di produzione** e di unità idroelettriche di produzione e di pompaggio con potenza maggiore o uguale di 10 MVA sono tenuti a presentare al **Gestore** una proposta di piano annuale di indisponibilità delle unità di propria competenza.
- 1.2 Il **Gestore**, al fine di consentire a ciascun utente di dispacciamento di formulare il programma delle fermate per manutenzione delle **UP**, valuta, per ciascun utente del dispacciamento di unità di produzione termoelettrica e/o di unità idroelettriche di produzione e di pompaggio e per ciascuna settimana dell'anno, la capacità di produzione eccedente il livello di disponibilità di capacità produttiva determinata ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- 1.3 Pertanto il **Gestore**, entro il 30 giugno di ogni anno, individua l'aliquota della capacità di produzione che ciascun utente di dispacciamento di cui al paragrafo [1.2](#) può rendere indisponibile per interventi di manutenzione in ciascuna settimana dell'anno successivo.

Tali aliquote di capacità produttiva, anche dette “margin di riserva” in potenza, sono determinate tenendo conto delle possibili limitazioni di produzione correlate ai principali interventi di **sviluppo** e di **manutenzione** della **RTN**, nonché degli aggiornamenti della situazione dei programmi di realizzazione di nuove **UP** (sulla base delle comunicazioni inviate dagli **UdD** in accordo al Capitolo 1, paragrafo [1A.5.8.7](#)) e delle indisponibilità di **UP** di lunga durata già approvate, e vengono determinate con la metodologia dei margini residui.

2 Determinazione dei margini

- 2.1 Il metodo dei margini residui individua, in corrispondenza della punta del fabbisogno settimanale per l'anno successivo a quello in corso, la capacità di produzione residua delle unità di produzione termoelettrica e/o di unità idroelettriche di produzione e di pompaggio, disponibile per le manutenzioni, dopo aver assicurato la copertura del fabbisogno con i dovuti margini di riserva operativa ed il rispetto dei transiti tra le zone geografiche e di mercato.
- 2.2 Tale capacità di produzione residua viene determinata al netto:
- (a) dello scambio di energia elettrica con l'estero;
 - (b) delle produzioni idriche;
 - (c) delle produzioni geotermiche e eoliche;
 - (d) dei limiti di produzione dovuti a vincoli strutturali e/o temporanei per interventi manutentivi e di **sviluppo** della **rete di trasmissione nazionale**;

- (e) delle potenze indisponibili non programmabili degli impianti termoelettrici;
- (f) delle **indisponibilità** di lunga durata dovute a:
 - (i) interventi di ripotenziamento e/o ambientalizzazione degli impianti approvati dal **MAP**;
 - (ii) limitazioni per decreti di pubblica utilità.

La capacità di produzione residua, detta “margine residuo”, viene quindi suddivisa ed assegnata ai singoli utenti del dispacciamento di cui al punto [1.2](#) proporzionalmente alla quota di potenza termoelettrica installata nella propria titolarità, al netto delle **indisponibilità** di lunga durata.

2.3 L’assegnazione della quota di potenza disponibile per interventi manutentivi viene effettuata:

- (a) nominalmente agli utenti di dispacciamento titolari di un parco generazione termoelettrica e/o di unità idroelettriche di produzione e di pompaggio con potenza installata superiore a 1.000 MW;
- (b) cumulativamente per gli altri utenti di dispacciamento.

2.4 La determinazione dei margini residui da assegnare a ciascun utente del dispacciamento viene effettuata considerando il **sistema elettrico nazionale** suddiviso nei seguenti aggregati di zone: Continente (Italia peninsulare), Sicilia, Sardegna e successivamente nelle zone di mercato così come definite nel [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete.

2.5 La stima del valore di fabbisogno alla punta viene effettuata su base settimanale e per zone di mercato mediante una regressione lineare sulla base delle serie storiche dei consuntivi disponibili, in modo da tenere conto sia delle variazioni climatiche periodiche (con particolare attenzione alle temperature), sia di eventi socio-economici.

- 2.6 I valori di potenza in importazione dall'estero sono pari alle massime **capacità di trasporto** garantite (**NTC**) valutate su base stagionale (estate-inverno), definiti per l'anno in esame sia alla frontiera Nord che alla frontiera Sud.
- 2.7 La potenza massima prodotta dalle **UP** rilevanti, idroelettriche non di pompaggio, è valutata come valore medio calcolato sulle base delle serie storiche dei consuntivi relativi agli anni precedenti.
- 2.8 Il valore della potenza prodotta dalle unità rilevanti di produzione e pompaggio è stimata pari alla massima potenza producibile nell'intervallo di tempo di:
- (a) 4 ore nella stagione invernale;
 - (b) 8-10 ore nella stagione estiva;
- tenuto conto dei valori di indisponibilità non programmata delle **UP**.
- 2.9 La produzione geotermica viene considerata massima (tutta disponibile), mentre la produzione eolica viene considerata nulla, causa l'elevata incertezza della stima (produzione fortemente legata a fattori meteo e dati storici insufficienti).
- 2.10 Il valore della potenza termica disponibile è pari al totale delle potenze efficienti nette (MW) di tutte le unità termoelettriche censite nel **Registro delle Unità di Produzione (RUP)** e degli eventuali nuovi ingressi di produzione, secondo i programmi noti, al netto della potenza indisponibile di lungo periodo, per vincoli strutturali di rete e non programmabile.
- 2.11 Il valore delle potenze indisponibili non programmabili delle **unità di produzione** viene determinato considerando le seguenti cause:
- (a) *avaria*: evento accidentale che causa l'immediata messa fuori servizio dell'**UP**;

- (b) *coda manutenzione*: prolungamento non prevedibile del fuori servizio programmato di una sezione di produzione per interventi di **manutenzione**;
- (c) *cause interne*: **indisponibilità** parziale o totale di una sezione di produzione per cause esterne alla sezione di produzione ma interne all'unità;
- (d) *Alta Temperatura allo Scarico (ATS)*: **indisponibilità** parziale di potenza di una unità di produzione termoelettrica per superamento delle temperature allo scarico rispetto a quelle previste dalla legislazione vigente;
- (e) cause esterne di tipo ambientale, non ATS;
- (f) **indisponibilità** di elementi di rete.

2.12 Le **indisponibilità** non programmate di potenza imputabili alle prime tre cause (avarie, code di manutenzione e cause interne) e alle “cause esterne ambientali non ATS” vengono aggregate e rappresentate per singola zona di mercato.

2.13 I valori di potenza indisponibile non programmata per ATS vengono valutati per singole unità di produzione termoelettrica in base ai consuntivi degli anni precedenti e sono aggregati per zone e portati in conto nelle settimane in cui si manifestano.

3 Proposta piani di indisponibilità

3.1 Le richieste di piani di indisponibilità delle **UP**, delle unità di produzione e pompaggio e gli aggiornamenti delle indisponibilità di lunga durata delle **UP**, si articolano su diverse fasi temporali:

- (a) aggiornamenti delle indisponibilità di lunga durata delle **UP**. Tali aggiornamenti devono essere inoltrati entro il mese di maggio e novembre di ciascun anno e riportare per ciascuna **UP** o unità di produzione e pompaggio interessata da indisponibilità di lunga durata, la data presunta di uscita dal servizio commerciale con la relativa potenza efficiente indisponibile e, se prevista, la data presunta di rientro in servizio commerciale con la relativa nuova potenza efficiente;
- (b) proposta di piano annuale: relativa all'anno n comprende le **indisponibilità** di durata uguale o maggiore a 5 giorni e deve essere inoltrata entro il 30 luglio dell'anno n-1 e comunque entro 30 giorni dal ricevimento delle informazioni necessarie per l'elaborazione della stessa, qualora il **Gestore** le invii oltre il 30 giugno.

Relativamente alle **Unità di produzione** termoelettriche e alle unità idroelettriche di produzione e di pompaggio, ciascun utente del dispacciamento, a cui siano stati assegnati margini residui nominativamente, può richiedere nella proposta di rendere indisponibile una capacità di produzione superiore a quella assegnatagli dal **Gestore**;

- (c) proposta di piano trimestrale: relativa all'anno n conferma o modifica le **indisponibilità** già deliberate dal **Gestore** nei piani precedenti e include nuove **indisponibilità** di durata inferiore a 5 giorni. Tale proposta deve essere inoltrata entro il 15 novembre dell'anno n-1 per quanto riguarda il 1° trimestre dell'anno n, mentre per il secondo, terzo e quarto trimestre dell'anno n deve essere inoltrata rispettivamente entro il 15 febbraio, il 15 maggio e il 15 agosto;
- (d) proposta di piano settimanale: conferma o modifica le **indisponibilità** già deliberate dal **Gestore** nei piani precedenti e le eventuali **indisponibilità** occasionali sopravvenute per la settimana n. La

proposta di piano settimanale contiene anche le richieste di prove sui gruppi che determinano una riduzione temporanea della potenza efficiente disponibile. Tali proposte devono essere inoltrate entro le ore 14:00 del martedì della settimana precedente;

- (e) proposta di indisponibilità indifferibile: l'utente del dispacciamento informa tempestivamente il **Gestore** delle necessità di **indisponibilità** ritenute indifferibili, che potrebbero determinare anche la modifica dei piani già approvati.

3.2 Il **Gestore** delibera tali **indisponibilità** entro 12 ore dal termine di presentazione delle offerte sul **Mercato del Giorno Prima**, modificando, ove necessario, i piani già deliberati.

3.3 Le proposte dei piani di indisponibilità devono contenere almeno le seguenti informazioni:

- (a) identificativo dell'**UP** interessata dall'**indisponibilità**;
- (b) indicazione dei lavori;
- (c) potenza indisponibile per lavori;
- (d) giorno e orario di inizio e fine del periodo di **indisponibilità**;
- (e) tempo massimo necessario, in caso di richiesta del **Gestore**, per il ripristino della disponibilità dell'unità (quando sia possibile);
- (f) eventuali interferenze con elementi di rete determinate da indisponibilità dei propri impianti o, viceversa, eventuali interferenze delle indisponibilità di rete con i propri impianti.

3.4 I dettagli relativi alle istruzioni per lo scambio delle informazioni relative alle **indisponibilità** di lunga durata delle **UP**, sono disponibili sul sito internet del **Gestore**.

- 3.5 Il **Gestore** verifica la compatibilità dei suddetti piani di indisponibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio del sistema elettrico, valutando al contempo la fattibilità di accogliere le eventuali richieste che eccedono i margini assegnati a ciascun utente del dispacciamento, fruendo a tal fine dei margini di competenza di altri utenti e da quest'ultimi non utilizzati.
- 3.6 Nel caso in cui più utenti del dispacciamento richiedano **indisponibilità** relativamente ad uno stesso periodo temporale sforando i margini loro concessi e sia possibile concederne sola una, si valuta la compatibilità delle richieste con la sicurezza di esercizio, eliminando le eventuali proposte incompatibili, e si prendono in considerazione le rimanenti nell'ordine temporale di presentazione della proposta di indisponibilità al **Gestore** secondo il principio "*first come, first served*".
- 3.7 Gli eventuali margini di manutenzione che risultassero disponibili dopo la definizione del programma annuale delle **indisponibilità** verranno utilizzati dal **Gestore** per far fronte alle modifiche trimestrali, mensili e settimanali del programma delle indisponibilità dovute a manutenzioni programmate di breve periodo o a **manutenzioni** occasionali o a **guasti**.
- 3.8 Il **Gestore** delibera i piani di indisponibilità dandone comunicazione ai singoli utenti del dispacciamento secondo le seguenti scadenze temporali:
- (a) *piano annuale*: entro il 15 ottobre dell'anno n-1;
 - (b) *piano trimestrale*: 1° trimestre entro il 15 dicembre dell'anno n-1, 2° trimestre entro il 15 marzo, 3° trimestre entro il 15 giugno e 4° trimestre entro il 15 settembre;
 - (c) *piano settimanale*: entro le ore 16:00 del giovedì della settimana n-1.
- 3.9 Il **Gestore** definisce altresì anche le eventuali limitazioni delle **UP** indotte da **vincoli di rete** derivanti da interventi sugli elementi della **rete di**

trasmissione nazionale, dandone comunicazione ai diretti interessati. Tali **indisponibilità** saranno codificate come indisponibilità per **vincoli di rete**.

- 3.10 L'utente del dispacciamento informa il **Gestore** delle avarie o delle limitazioni alla produzione precedentemente intervenute, fornendo l'entità della potenza indisponibile e la causa dell'**indisponibilità**, secondo la metodologia e la tempistica riportata nel [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete.
- 3.11 La eventuale carenza di margine di potenza che si può verificare a seguito di un'**indisponibilità** non programmata di una o più **UP** sarà recuperata tramite il blocco delle **manutenzioni** delle unità di competenza dell'utente del dispacciamento cui appartiene l'**indisponibilità** di potenza.
- 3.12 Se tale misura risultasse insufficiente, il blocco delle **manutenzioni** sarà successivamente esteso alle unità appartenenti agli altri utenti del dispacciamento, valutando la sicurezza di esercizio e disponendo il rinvio delle **manutenzioni** secondo una priorità inversa all'ordine temporale di presentazione al **Gestore** delle proposte di **indisponibilità** programmate.

B DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”;
- A.9 “Piano di Difesa del sistema elettrico”;
- A.10 “Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale”;
- A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni della rete a tensione uguale o superiore a 120 kV”;
- A.12 “Criteri di taratura dei relé di frequenza del sistema elettrico”;
- A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione”;
- A.20 “Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)”;
- A.21 “Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi”.

CAPITOLO 4

REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO

INDICE

CAPITOLO 4 - REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO	6
4.1 OGGETTO.....	6
4.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	7
4.3 DISPOSIZIONI GENERALI	8
4.3.1 <i>Utenti del Dispacciamento e Contratto di Dispacciamento</i>	8
4.3.1.1 <i>Utenti del Dispacciamento (UdD)</i>	8
4.3.1.2 <i>Contratto di Dispacciamento</i>	8
4.3.2 <i>Unità di Produzione e Unità Virtuali</i>	9
4.3.2.1 <i>Criteri di raggruppamento dei gruppi di generazione per la definizione delle Unità di produzione</i>	9
4.3.2.2 <i>Unità di Produzione rilevanti</i>	11
4.3.2.3 <i>Unità virtuali</i>	12
4.3.2.4 <i>Punti di dispacciamento per le UP</i>	13
4.3.2.5 <i>Periodo rilevante</i>	13
4.3.2.6 <i>Trattamento delle perdite di rete per le UP</i>	14
4.3.2.7 <i>Registro delle Unità di Produzione</i>	14
4.3.3 <i>Unità di Consumo</i>	19
4.3.3.1 <i>Unità di Consumo non rilevanti</i>	19
4.3.3.2 <i>Punti di dispacciamento per Unità di Consumo</i>	19
4.3.3.3 <i>Periodo rilevante</i>	19
4.3.3.4 <i>Trattamento delle perdite di rete per le UC</i>	20
4.3.3.5 <i>Gestione della fase di prelievo delle UP rilevanti</i>	20
4.3.3.6 <i>Registro delle Unità di Consumo</i>	20
4.3.4 <i>Capacità di immissione e prelievo</i>	21
4.3.5 <i>Criteri per l'individuazione delle UP essenziali per la sicurezza del sistema elettrico</i>	23
4.3.6 <i>Suddivisione della rete rilevante in zone</i>	25
4.4 RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO.....	26
4.4.1 <i>Risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione</i>	26
4.4.1.1 <i>Caratteristiche del servizio</i>	26
4.4.1.2 <i>Requisiti per l'abilitazione delle risorse</i>	26
4.4.1.3 <i>Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura</i>	28
4.4.2 <i>Risorse per la riserva primaria</i>	29
4.4.2.1 <i>Caratteristiche del servizio</i>	29

4.4.2.2	Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse.....	29
4.4.2.3	Obblighi di fornitura.....	30
4.4.2.4	Corrispettivo sostitutivo e remunerazione del servizio	31
4.4.3	Risorse per la riserva secondaria di potenza.....	32
4.4.3.1	Caratteristiche del servizio.....	32
4.4.3.2	Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse	33
4.4.3.3	Approvvigionamento delle risorse.....	34
4.4.3.4	Obblighi di fornitura.....	34
4.4.4	Risorse per la riserva terziaria di potenza.....	35
4.4.4.1	Caratteristiche del servizio.....	35
4.4.4.2	Requisiti per l'abilitazione delle risorse.....	37
4.4.4.3	Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura	39
4.4.5	Risorse per il bilanciamento	40
4.4.5.1	Caratteristiche del servizio.....	40
4.4.5.2	Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse	41
4.4.5.3	Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura	42
4.4.5 bis	Stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema	44
4.4.5.1 bis	Caratteristiche del servizio.....	44
4.4.5.2 bis	Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse	44
4.4.5.3 bis	Approvvigionamento delle risorse.....	45
4.4.6	Servizio di interrompibilità del carico.....	46
4.4.6.1	Caratteristiche del servizio.....	46
4.4.6.2	Requisiti per l'abilitazione delle risorse.....	46
4.4.6.3	Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura	48
4.4.7	Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione	48
4.4.7.1	Caratteristiche del servizio.....	48
4.4.7.2	Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse	49
4.4.7.3	Obblighi di fornitura.....	49
4.4.7.4	Contributo sostitutivo per il servizio di regolazione primaria di tensione	51
4.4.8	Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione	51
4.4.8.1	Caratteristiche del servizio.....	51
4.4.8.2	Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse.....	51
4.4.8.3	Obblighi di fornitura.....	52
4.4.9	Rifiuto del carico.....	53
4.4.9.1	Caratteristiche del servizio.....	53
4.4.9.2	Obblighi di fornitura.....	53
4.4.10	Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.....	54
4.4.10.1	Caratteristiche del servizio.....	54
4.4.10.2	Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse	54
4.4.10.3	Obblighi di fornitura.....	55
4.4.11	Disponibilità all'utilizzo del telescatto	56
4.4.11.1	Caratteristiche del servizio.....	56
4.4.11.2	Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse	56

4.4.11.3	Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura	56
4.5	VERIFICHE DI SICUREZZA CON ORIZZONTE ULTRAGIORNALIERO	57
4.5.1	Verifiche di sicurezza del sistema elettrico con orizzonte settimanale	57
4.5.2	Obblighi di fornitura dati per le unità di produzione idroelettriche	58
4.5.3	Verifica di compatibilità degli scioperi delle UP.....	59
4.6	APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE A GARANZIA DELL'ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	60
4.6.1	Modalità di ammissione al meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva.....	60
4.6.2	Diritti ed obblighi per le unità ammesse alla remunerazione	61
4.7	DEFINIZIONE DEI PROGRAMMI AGGIORNATI CUMULATI DI IMMISSIONE E DI PRELIEVO DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	62
4.7.1	Anagrafica delle unità di produzione e unità di consumo.....	62
4.7.2	Vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete	65
4.7.3	Conti energia a termine	66
4.7.3.1	Registrazione sui Conti energia a termine degli acquisti e delle vendite a termine	66
4.7.3.2	Registrazione sui Conti energia a termine dei programmi C.E.T.	66
4.7.3.3	Acquisti e vendite sul MGP.....	67
4.7.3.4	Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ai programmi in esecuzione ad acquisti e vendite a termine.....	67
4.7.4	Gestione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sul Mercato dell'energia	68
4.7.5	Informazioni preliminari al Mercato del giorno prima	69
4.7.5.1	Previsione giornaliera della domanda di energia elettrica	70
4.7.5.2	Limiti di transito tra le zone	71
4.7.6	Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle unità abilitate	71
4.7.7	Determinazione degli esiti del Mercato del giorno prima	72
4.7.8	Comunicazione degli esiti del MGP	72
4.7.9	Informazioni preliminari al Mercato di aggiustamento.....	73
4.7.10	Determinazione e comunicazione degli esiti del Mercato di aggiustamento	73
4.7.11	Mancata comunicazione degli esiti del Mercato dell'energia.....	74
4.7.11.1	Mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima	74
4.7.11.2	Mancata comunicazione degli esiti del Mercato di aggiustamento	75
4.7.12	Obblighi informativi connessi alla partecipazione del Gestore al Mercato dell'energia	75
4.8	MODALITA' ED OBBLIGHI DI OFFERTA SUL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	75
4.8.1	Modalità di presentazione delle offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento	75
4.8.2	Obblighi di offerta	76
4.8.3	Esenzione dagli obblighi di offerta	77
4.8.3.1	Esenzione totale dagli obblighi di offerta	77
4.8.3.2	Esenzione parziale dagli obblighi di offerta	78
4.8.4	Contenuto e vincoli delle offerte su MSD.....	79

4.8.4.1	Contenuto e vincoli delle offerte	79
4.8.4.2	Norme transitorie sul contenuto ed i vincoli delle offerte	84
4.8.5	Prezzi di offerta per le Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.....	87
4.9	FASE DI PROGRAMMAZIONE DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	88
4.9.1	Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate.....	88
4.9.2	Definizione delle quantità offerte dalle unità di produzione per la fase di programmazione di MSD.....	89
4.9.2.1	Offerte non predefinite	89
4.9.2.2	Offerte predefinite	91
4.9.3	Selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento.....	92
4.9.3.1	Processo di costituzione dei margini di riserva.....	93
4.9.3.2	Vincoli nel processo di selezione delle offerte.....	93
4.9.4	Approvvigionamento del servizio di telescatto nell'ambito della fase di programmazione di MSD.....	96
4.9.5	Procedura di selezione delle offerte nella fase di programmazione	97
4.9.6	Quantità accettate nella fase di programmazione e remunerazione	98
4.9.7	Programmi finali cumulati e programmi vincolanti	99
4.9.7.1	Comunicazione dei programmi finali cumulati	99
4.9.7.2	Definizione dei programmi vincolanti.....	99
4.9.8	Definizione dei programmi vincolanti nel caso di mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima e del Mercato per il servizio di dispacciamento	100
4.9.8.1	Mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima	100
4.9.8.2	Mancata comunicazione delle offerte del MSD	101
4.9.8.3	Mancata comunicazione degli esiti del Mercato per il servizio di dispacciamento.....	102
4.9.9	Obblighi informativi connessi alla fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento	103
4.10	GESTIONE DELLE RISORSE PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	104
4.10.1	Obblighi di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate	104
4.10.2	Gestione delle risorse per il servizio di riserva secondaria di potenza	105
4.10.3	Gestione del servizio di bilanciamento.....	107
4.10.3.1	Gestione delle risorse per il bilanciamento.....	107
4.10.3.2	Selezione delle risorse per il bilanciamento	108
4.10.3.3	Gestione delle unità di produzione e pompaggio strategiche.....	110
4.10.4	Ordini di dispacciamento.....	111
4.10.4.1	Comunicazione degli Ordini di dispacciamento.....	113
4.10.5	Programma Vincolante Modificato	114
4.10.6	Comunicazioni agli UdD titolari di unità di produzione abilitate	115
4.10.6.1	Comunicazione di esclusione dal bilanciamento.....	116
4.10.6.2	Comunicazione di limitazione della potenza minima e massima	116
4.10.7	Quantità accettate per il servizio di bilanciamento e remunerazione.....	117
4.10.8.1	Correzione per la mancanza di raccordo tra giorni contigui	119

4.10.9	Utilizzazione per il servizio di bilanciamento di risorse approvvigionate al di fuori dei meccanismi di mercato.....	120
4.10.9.1	Utilizzo del servizio di interrompibilità del carico	120
4.10.9.2	Unità di produzione non abilitate	120
4.10.10	Gestione del servizio di telescatto delle UP.....	121
4.10.11	Gestione del servizio di riserva reattiva	121
4.10.12	Gestione dei dispositivi per il controllo della tensione.....	122
4.10.13	Responsabilità degli utenti del dispacciamento	123
4.10.14	Disattivazione di elettrodotti ad alta tensione in occasione di incendi boschivi	123
4.10.15	Gestione delle risorse in condizioni di mancata definizione dei programmi vincolanti o di emergenza	124
4.10.15.1	Gestione delle risorse di produzione in caso di mancata definizione dei programmi vincolanti.....	124
4.10.15.2	Gestione delle risorse in condizioni di emergenza	124
4.10.15.3	Attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico.....	125
4.10.15.4	Attuazione del Piano di Difesa del Sistema Elettrico.....	126
4.10.15.5	Sospensione dell'ordine di merito.....	126
APPENDICE	127
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	127

CAPITOLO 4 - REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO

4.1 OGGETTO

4.1.1 Il presente capitolo disciplina:

- (a) i diritti e gli obblighi posti in capo agli **Utenti del Dispacciamento** per permettere al **Gestore** di svolgere il servizio di dispacciamento nel rispetto delle prescrizioni e dei principi contenuti nelle disposizioni legislative e regolamentari vigenti;
- (b) le modalità tecniche, economiche e procedurali che gli **Utenti del Dispacciamento** sono tenuti a seguire nell'ambito del servizio di dispacciamento erogato dal **Gestore**.

In particolare il presente capitolo definisce:

- (a) disposizioni generali in materia di:
 - (i) definizione, registrazione e fornitura dei dati tecnici delle unità di produzione e consumo ai fini della partecipazione al **Mercato dell'energia** ed al **Mercato per il servizio di dispacciamento**;
 - (ii) criteri per la definizione delle **unità essenziali** ai fini della sicurezza;
 - (iii) criteri per la suddivisione in zone del **sistema elettrico nazionale**;
- (b) la tipologia di risorse per il servizio di dispacciamento, la modalità di approvvigionamento e gestione di dette risorse ed i criteri per

l'abilitazione alla loro fornitura da parte delle unità di produzione e consumo;

- (c) il processo di definizione dei **programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo** dell'energia elettrica, specificando in tale contesto i diritti e gli obblighi degli UdD a tale proposito ed il flusso di informazioni con gli **Utenti del Dispacciamento** e con il **Gestore del Mercato**;
- (d) le modalità tecniche, economiche e procedurali che il **Gestore**, il **Gestore del Mercato** e gli **Utenti del Dispacciamento** sono tenuti a seguire per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento attraverso meccanismi di mercato sia nella **fase di programmazione** che nella fase di gestione in tempo reale.

4.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

4.2.1 Il presente capitolo si applica ai seguenti soggetti:

- (i) **Gestore del Mercato;**
- (ii) **Utenti del Dispacciamento;**
- (iii) **Gestore della rete.**

4.3 DISPOSIZIONI GENERALI

4.3.1 Utenti del Dispacciamento e Contratto di Dispacciamento

4.3.1.1 Utenti del Dispacciamento (UdD)

Gli **Utenti del Dispacciamento**, ai sensi dell'articolo 40 della delibera n. 250/04 dell'**Autorità**, sono:

- (a) i titolari di **unità di produzione**;
- (b) i titolari di **unità di consumo**, ad eccezione delle **unità di consumo** comprese nel mercato vincolato;
- (c) l'**Acquirente unico**, per le **unità di consumo** comprese nel mercato vincolato;

nonché:

- (d) i titolari di **reti interne di utenza** e di **linee dirette**, a partire dalla data indicata dall'**Autorità** con proprio provvedimento.

4.3.1.2 Contratto di Dispacciamento

Gli **Utenti del Dispacciamento** sono tenuti a stipulare con il **Gestore** un **contratto per il servizio di dispacciamento** sulla base del modello contrattuale predisposto dal **Gestore** e nel rispetto delle condizioni fissate dall'**Autorità** nel documento A.26 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del **contratto per il servizio di dispacciamento** e del contratto per il servizio di

trasmissione è condizione necessaria per immettere energia elettrica nella **rete con obbligo di connessione di terzi**.

Il contratto contiene i diritti e gli obblighi dell'**Utente del Dispacciamento** e del **Gestore** in relazione al servizio di dispacciamento ivi compreso l'obbligo dell'Utente di prestare idonee garanzie secondo quanto previsto nel documento A.61 "*Regolamento del sistema di garanzie di cui all'articolo 49 dell'allegato A alla delibera 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas*", di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

4.3.2 Unità di Produzione e Unità Virtuali

4.3.2.1 *Criteria di raggruppamento dei gruppi di generazione per la definizione delle Unità di produzione*

Una **Unità di produzione (UP)** è costituita da uno o più **gruppi di generazione** nella disponibilità dell'**UdD**, eventualmente raggruppati secondo le modalità di seguito definite.

a) Gruppi di generazione non alimentati da fonti rinnovabili

- (i) L'insieme dei **gruppi di generazione** la cui potenza complessiva sia non superiore a 50 MVA, appartenenti ad un medesimo **impianto di generazione**, purché la relativa produzione sia riferibile ad un'unica fonte primaria di energia e ad un unico **punto di immissione**.
- (ii) Ciascun **gruppo di generazione** con potenza superiore a 50 MVA, con le eccezioni di seguito riportate.

- I. Ciascun **gruppo di generazione** di tipo ripotenziato o combinato, anche se i singoli elementi costituenti il medesimo **gruppo di generazione** sono di potenza superiore a 50 MVA.
- II. L'insieme dei **gruppi di generazione** funzionalmente collegati ad un medesimo ciclo produttivo, anche se di potenza superiore a 50 MVA, come approvato dal **Gestore** all'atto di iscrizione al **RUP**.

b) **Gruppi di generazione alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi**

- (i) L'insieme dei **gruppi di generazione** appartenenti ad un medesimo **impianto di generazione**:

- I. idroelettrico;
- II. da fonte primaria rinnovabile di altro tipo;
- III. di cogenerazione.

purché la relativa produzione sia riferibile ad un'unica fonte primaria di energia, della medesima tipologia (programmabile / non programmabile) e ad un unico **punto di immissione**.

- (ii) L'insieme di **gruppi di generazione** idroelettrici appartenenti alla medesima **asta idroelettrica**, aggregati a condizione che, spostando la produzione tra i gruppi dell'insieme, non si creino **congestioni** di rete e approvati dal **Gestore**.

Ai fini della aggregazione in **UP** di **gruppi di generazione** idroelettrica appartenenti alla medesima asta, il Gestore adotta la seguente procedura:

- (i) gli **UdD** comunicano l'elenco degli impianti idroelettrici nella propria disponibilità, i cui gruppi di generazione l'**UdD** stesso propone di aggregare in una unica **UP**;

- (ii) il **Gestore** entro 2 mesi dalla comunicazione dell'**UdD**:
- I. verifica che i **gruppi di generazione** appartengano alla stessa **asta idroelettrica**;
 - II. verifica che dal punto di vista delle **congestioni** di rete, risulti indifferente l'allocazione delle immissioni tra i **gruppi di generazione** di cui è proposta l'aggregazione;
 - III. dà comunicazione all'**UdD** circa l'esito della proposta di aggregazione e procede alla registrazione nel **RUP** della **UP** così costituita.

Ai fini della valutazione degli oneri di sbilanciamento, le **UP** costituite aggregando **gruppi di generazione** idroelettrici in **asta** di differente tipologia (programmabile / non programmabile) sono considerate in ogni caso programmabili.

E' facoltà del **Gestore** richiedere che quei **gruppi di generazione** idroelettrica, che svolgono specifiche funzioni nella rialimentazione del sistema elettrico, siano associati a **unità di produzione** distinte da quelle cui sono assegnati gli altri gruppi del medesimo impianto o della medesima **asta idroelettrica**. Eventuali disaggregazioni saranno oggetto di studio da parte del **Gestore** e terranno conto delle esigenze operative, prima di essere prescritte agli **UdD**.

4.3.2.2 *Unità di Produzione rilevanti*

Le **UP** rilevanti sono le **UP** con potenza complessiva dei **gruppi di generazione** associati non inferiore a 10 MVA.

Le **UP** rilevanti devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle medesime unità nei sistemi di controllo del **Gestore**,

secondo le modalità di cui al Capitolo 1, paragrafo [1B.4.8](#), del presente Codice di rete.

Il **Gestore** si riserva di classificare come **unità di produzione** non rilevanti quelle unità che, pur avendo verificato il precedente criterio, sono comunque inserite in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori rispetto al valore di soglia posto per le unità rilevanti.

4.3.2.3 *Unità virtuali*

Le unità virtuali sono:

- (a) le unità virtuali di produzione: aggregati di **UP** non rilevanti, nella titolarità di un unico **UdD**, appartenenti alla medesima **zona** e della stessa tipologia;
- (b) le unità di importazione e le unità di esportazione caratterizzate dai punti di importazione e di esportazione, di cui all'articolo 9 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**:
 - (i) il punto di importazione, ovvero il **punto di immissione** di un'**unità di importazione**, relativa ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione, per la quale è attuato il **controllo degli scambi programmati**, è un punto virtuale sulla **rete di trasmissione nazionale** localizzato nella **zona virtuale estera** che caratterizza la frontiera elettrica alla quale l'importazione di energia elettrica si riferisce;
 - (ii) il punto di importazione, ovvero il **punto di immissione** di un'**unità di importazione**, relativa ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione, per la quale non è attuato il **controllo degli scambi programmati**, è l'insieme dei punti delle

reti elettriche localizzati sul territorio dello Stato confinante in cui si considera immessa l'energia elettrica importata;

- (iii) il punto di esportazione, ovvero il **punto di prelievo** di un'**unità di esportazione**, relativa ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione, per la quale è attuato il **controllo degli scambi programmati**, è un punto virtuale sulla **rete di trasmissione nazionale** localizzato nella **zona virtuale estera** che caratterizza la frontiera elettrica alla quale l'esportazione di energia elettrica si riferisce;
- (iv) il punto di esportazione, ovvero il **punto di prelievo** di un'**unità di esportazione** relativa ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione, per la quale non è attuato il **controllo degli scambi programmati**, è l'insieme dei punti delle reti elettriche localizzate sul territorio dello Stato confinante in cui si considera prelevata l'energia elettrica esportata.

4.3.2.4 *Punti di dispacciamento per le UP*

Il **punto di dispacciamento** per le **UP** rilevanti è coincidente con il **punto di immissione** di energia elettrica relativo alla **UP**.

4.3.2.5 *Periodo rilevante*

Il **periodo rilevante** per le **UP** non abilitate al **Mercato per il servizio di dispacciamento** è pari all'ora, mentre per le **unità di produzione abilitate** è pari al quarto d'ora.

4.3.2.6 *Trattamento delle perdite di rete per le UP*

I **programmi preliminari, aggiornati e finali cumulati** relativi ai **punti di dispacciamento in immissione per UP** nonché le offerte presentate sul **MSD** indicano l'energia elettrica immessa in rete nel **punto di immissione**, aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti, limitatamente ai **punti di immissione** in bassa e media tensione, conformemente a quanto previsto dall'articolo 12.6 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

4.3.2.7 *Registro delle Unità di Produzione*

a) Registrazione delle Unità di Produzione rilevanti

Ciascuna **UP** rilevante deve essere registrata nel **Registro delle unità di produzione (RUP)**.

Sono tenuti alla predetta registrazione gli **utenti del dispacciamento** delle **UP** rilevanti secondo le modalità definite dal **Gestore** nel documento A.32 "Gestione del Registro Unità di Produzione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

In particolare, ai fini della citata registrazione, gli **utenti del dispacciamento** titolari delle **UP** rilevanti sono tenuti a dichiarare:

- (i) gli estremi dell'**UdD** legittimato a presentare offerta per l'**unità sul Mercato per il servizio di dispacciamento**;
- (ii) i dati tecnici delle **UP**, necessari ai fini della qualificazione al **Mercato dell'energia** e dell'abilitazione al **Mercato per il servizio di dispacciamento**, di cui al documento A.60 "Dati tecnici delle unità di

produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo;

- (iii) i dati tecnici, statici e dinamici, dei **gruppi di generazione** costituenti le **UP**, necessari al fine di consentire al **Gestore** attendibili valutazioni statiche e dinamiche del comportamento del sistema elettrico.

Gli **utenti del dispacciamento** titolari delle **UP** sono responsabili dell’accuratezza dei dati tecnici dichiarati nel **Registro delle unità di produzione**.

Il **Gestore** si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto dei dati tecnici registrati dall’**UdD** e di effettuare verifiche:

- (i) attraverso il confronto con i dati precedentemente acquisiti ed in proprio possesso;
- (ii) in occasione di eventi di rete;
- (iii) mediante ispezioni e prove richieste dal **Gestore** caso per caso in accordo a quanto descritto al Capitolo 1, paragrafo [1B.5.12](#), del **Codice di rete**.

Qualora, per una **UP rilevante**, le verifiche diano esito negativo, l’**UP** viene sospesa dall’iscrizione al **RUP** e il **Gestore** ne dà comunicazione all’**Autorità**. La sospensione è revocata a valle della rettifica dei dati la cui verifica ha dato esito negativo.

Le **unità rilevanti** non iscritte al **RUP** o la cui iscrizione sia stata sospesa non possono né partecipare al **Mercato elettrico**, né registrare presso il **Gestore del mercato acquisti e vendite a termine** e programmi di immissione e di prelievo in esecuzione ad **acquisti e vendite a termine**, con riferimento alle predette unità.

Il **RUP** contiene in particolare:

- (i) la qualificazione per la partecipazione al **Mercato dell'energia**;
- (ii) la qualificazione per l'eventuale priorità di dispacciamento;
- (iii) l'abilitazione per la fornitura delle seguenti risorse per il servizio di dispacciamento:
 - I. risoluzione delle **congestioni** a programma;
 - II. **riserva secondaria di potenza**;
 - III. **riserva terziaria di potenza**;
 - IV. **bilanciamento**.

La registrazione delle **UP** in **RUP**, secondo le modalità sopra enunciate, qualifica i relativi **utenti del dispacciamento**, presso il **Gestore**, come operatori di mercato.

Ciascun **utente del dispacciamento** ha accesso alle informazioni relative alle **UP** nella propria titolarità, iscritte al **RUP**.

Gli **utenti del dispacciamento** titolari delle **UP** possono variare i dati tecnici precedentemente registrati, ripetendo l'accesso al **RUP**.

Il **Gestore** si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto delle variazioni di dati tecnici e di effettuare le verifiche, come precedentemente indicato. In particolare debbono essere considerate variazioni di dati tecnici registrati sul **RUP** le variazioni dovute alla dismissione di **unità di produzione** o di **gruppi di generazione** costituenti una **unità di produzione**.

Il **Gestore** si riserva la possibilità di precludere temporaneamente l'accesso al **RUP**, allo scopo di garantire e salvaguardare il buon funzionamento

tecnico ed un utilizzo efficiente del **RUP** stesso, dandone comunicazione sul proprio sito internet.

b) Registrazione delle Unità virtuali di produzione, di importazione e di esportazione

Ciascuna unità virtuale di produzione, di importazione e di esportazione deve essere registrata nel **RUP** a cura del **Gestore**.

Per la registrazione delle unità virtuali di produzione il **Gestore** si avvale dell'anagrafica dei punti di immissione tenuta dalle **imprese distributrici** con riferimento al loro ambito di competenza, di cui all'articolo 37.1 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

Per le unità virtuali, il Registro riporta in particolare:

- (i) la tipologia (ai sensi dell'articolo 8.2 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**);
- (ii) la **zona** di appartenenza;
- (iii) l'**UdD** titolare dell'unità;
- (iv) la qualificazione dell'unità a partecipare al **Mercato dell'energia**;
- (v) la potenza massima, per le sole unità virtuali di produzione. Tale potenza massima si definisce pari alla somma delle potenze nominali delle unità non rilevanti di cui l'unità virtuale di produzione rappresenta l'insieme, aumentate del fattore rappresentativo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione, di cui all'articolo 12.6 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

c) Modalità di comunicazione di variazioni temporanee dei dati tecnici e di indisponibilità al servizio di dispacciamento di unità abilitate

Gli **UdD** delle **unità abilitate**, limitatamente ad **UP** nella propria disponibilità, sono tenuti a dare comunicazione al **Gestore** di:

- (i) variazioni temporanee dei dati tecnici registrati nel **RUP** ;
- (ii) indisponibilità al servizio di dispacciamento;

qualora ricorrano le condizioni di cui al paragrafo [4.8.3](#) (“Esenzione dagli obblighi di offerta”).

L'**UdD** procede alle suddette comunicazioni accedendo alla procedura “RUP dinamico” predisposta dal **Gestore**, di cui al documento A.33 “Sistema Comandi: variazione dati tecnici RUP” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Una comunicazione di variazione di dati tecnici e di indisponibilità rappresenta una richiesta di variazione, che il **Gestore** si riserva la facoltà di non accettare.

Qualora accettata la variazione è resa efficace entro il tempo minimo di preavviso a partire dal momento della comunicazione ovvero di presentazione della richiesta. Il tempo minimo di preavviso è definito nel documento A.60 “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, in cui si riporta altresì la descrizione del contenuto di tali comunicazioni. Il **Gestore** si riserva il diritto di variare il valore del tempo minimo di preavviso, dandone comunicazione sul proprio sito internet con anticipo di almeno 24 ore.

Il **Gestore** monitora le comunicazioni di variazioni temporanee dei dati tecnici e di disponibilità di **UPA**, utilizzate ai fini dello svolgimento del **Mercato per il servizio di dispacciamento**.

d) Potenza massima e minima delle unità di produzione rilevanti

La potenza massima (minima) di una **unità di produzione rilevante** è il massimo (minimo) delle potenze massime (minime) di fascia di funzionamento dichiarate per l'unità nel **RUP** (definizione nel documento A.60 "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo) eventualmente aggiornate come descritto al [punto c\)](#) ("Modalità di comunicazione di variazioni temporanee dei dati tecnici e di indisponibilità al servizio di dispacciamento di unità abilitate") del presente paragrafo.

4.3.3 Unità di Consumo

4.3.3.1 Unità di Consumo non rilevanti

Tutte le **unità di consumo** sono non rilevanti.

4.3.3.2 Punti di dispacciamento per Unità di Consumo

Il **punto di dispacciamento** per le **unità di consumo** è l'insieme di uno o più **punti di prelievo** localizzati in una unica **zona** e inclusi nei contratti per il servizio di trasporto conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo **UdD** che è anche utente del trasporto.

4.3.3.3 Periodo rilevante

Il **periodo rilevante** per le **unità di consumo** è pari all'ora.

4.3.3.4 *Trattamento delle perdite di rete per le UC*

I **programmi preliminari, aggiornati e finali cumulati** relativi ai **punti di dispacciamento in prelievo** per **UC** indicano l'energia elettrica prelevata dalla rete nel **punto di prelievo**, aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti, conformemente a quanto previsto dall'articolo 12.6 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

4.3.3.5 *Gestione della fase di prelievo delle UP rilevanti*

A ciascuna **UP** rilevante dovrà essere associata una **unità di consumo** in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi della **UP** quando la stessa si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla rete poiché in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in servizio di ausiliari, ovvero i consumi di **punti di prelievo** siano separati dal **punto di immissione**.

4.3.3.6 *Registro delle Unità di Consumo*

Le **imprese distributrici** tengono un registro dei **punti di prelievo** localizzati nel loro ambito di competenza organizzato con una codifica identificativa omogenea su tutto il territorio nazionale, sulla base di specifici indirizzi definiti dal **Gestore** e secondo le modalità definite nel documento A.35 "Gestione del Registro delle Unità di Consumo" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Tali registri identificano, tra l'altro, la correlazione tra **Utenti del Dispacciamento** e **punti di prelievo**.

Il **Gestore** definisce una **unità di consumo** per ciascun **UdD** e per ciascuna **zona** per la quale il medesimo **UdD** risulti utente del trasporto, avvalendosi per tale attività dei dati forniti dalle **imprese distributrici**.

Ciascuna **unità di consumo** e unità di esportazione viene registrata nel **Registro delle Unità di Consumo (RUC)** a cura del **Gestore**.

Il **Gestore** provvede a comunicare a ciascun **UdD** i codici identificativi delle **unità di consumo** ad esso associate.

4.3.4 Capacità di immissione e prelievo

Di seguito si definiscono la Capacità di immissione e di prelievo di **unità di produzione**, unità di importazione e di esportazione, valevoli ai fini delle registrazioni sui **Conti energia a termine di acquisti e vendite a termine** e di **programmi C.E.T.** e dello svolgimento del **Mercato dell'energia**.

a) Capacità di immissione delle Unità di produzione rilevanti

Ai fini delle registrazioni sui **Conti energia a termine** e dello svolgimento del **Mercato elettrico**, la Capacità di immissione di una **unità rilevante** di produzione o di produzione e pompaggio è il valore massimo delle potenze massime di controllo degli assetti corrispondenti a fasce di funzionamento, dichiarate nel **RUP**, di cui al documento A.60 "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

b) Capacità di prelievo delle Unità idroelettriche di produzione e pompaggio rilevanti

Ai fini delle registrazioni sui **Conti energia a termine** e dello svolgimento del **Mercato elettrico**, la Capacità di prelievo di una Unità idroelettrica di

produzione e pompaggio rilevante è la potenza minima dell'unità, come definita nel paragrafo [4.3.2.7 punto d.](#)

c) Capacità di immissione delle unità virtuali di produzione

Ai fini delle registrazioni sui **Conti energia a termine** e dello svolgimento del **Mercato elettrico**, la Capacità di immissione di una unità virtuale di produzione è la potenza massima dell'unità, di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto b.](#)

d) Capacità di immissione delle unità virtuali di importazione e di esportazione

Ai fini delle registrazioni sui **Conti energia a termine** e dello svolgimento del **Mercato dell'energia**, la capacità di immissione (prelievo) di una unità virtuale di importazione (esportazione) è pari al diritto fisico di transito in importazione (esportazione) assegnato su base annuale o mensile all'**utente del dispacciamento** con riferimento alla medesima unità.

Con riferimento alle assegnazioni di capacità di importazione e di esportazione su base giornaliera, ai fini dello svolgimento del **Mercato dell'energia**, la capacità di immissione (prelievo) di una unità virtuale di importazione (esportazione) è pari:

- (i) al diritto fisico di transito in importazione (esportazione) assegnato, mediante meccanismi di assegnazione esplicita, su base giornaliera all'**utente del dispacciamento** con riferimento alla medesima unità;
- (ii) ad un valore congruo in termini di garanzie finanziarie prestate dall'**utente del dispacciamento** al **Gestore**, in assenza di meccanismi di assegnazione esplicita.

4.3.5 **Criteri per l'individuazione delle UP essenziali per la sicurezza del sistema elettrico**

Le **unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico** sono **UP** rilevanti, indispensabili per perseguire la gestione in sicurezza del **sistema elettrico nazionale** e la qualità del servizio di dispacciamento, anche per periodi limitati dell'anno.

L'individuazione di **unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico** si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo delle **UP** in questione.

Le **UP** individuate come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo della rete elettrica (nuove linee, potenziamento delle trasformazioni, nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio.

Il **Gestore** predisponde e pubblica sul proprio sito internet, con cadenza annuale, l'elenco delle **unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico** nel documento A.27 "Unità di Produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, valido per i dodici mesi successivi e contestualmente ne dà comunicazione al **Ministero delle Attività Produttive**, all'**Autorità** ed a ciascun **UdD** titolare delle unità essenziali, per la parte di competenza, con una relazione che per ciascuna unità indica:

- (a) le ragioni per cui l'unità è stata inclusa nell'elenco;
- (b) il periodo dell'anno e le condizioni in cui il **Gestore** prevede che l'unità sarà indispensabile per la gestione delle **congestioni**, per la **riserva secondaria di potenza**, per la **riserva terziaria di potenza**, per il **bilanciamento** e per la regolazione della tensione;

- (c) una stima del probabile utilizzo dell'unità nei periodi in cui l'unità è stata individuata come essenziale, sulla base dell'esperienza consolidata negli anni precedenti.

Il **Gestore**, qualora modifiche rilevanti del sistema elettrico lo rendano necessario, aggiorna tale elenco prima dello scadere dei dodici mesi di validità del medesimo, dandone comunicazione al **MAP**, all'**Autorità** e agli **Utenti del Dispacciamento** delle unità interessate, secondo le modalità previste nella presente sezione. L'aggiornamento dell'elenco non comporta la proroga del periodo di validità del medesimo.

L'**UdD** di una **unità essenziale per la sicurezza del sistema elettrico** può chiedere all'**Autorità**, entro trenta (30) giorni dal ricevimento della comunicazione, l'ammissione alla reintegrazione dei costi di generazione per il periodo di validità dell'elenco, di cui all'articolo 63 comma 5 della delibera 111/06. Il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per le **unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico** è riconosciuto secondo le modalità di cui all'art. 63 della delibera dell'**Autorità** n. 111/06 come successivamente modificata.

La richiesta deve essere accompagnata da una relazione tecnica che descrive i costi di produzione e le potenzialità reddituali dell'unità, anche in considerazione delle previsioni di utilizzo dell'unità formulate dal **Gestore**. La richiesta si considera accolta qualora non venga comunicato all'interessato il provvedimento di diniego entro trenta (30) giorni dal ricevimento.

L'**Autorità** comunica al **Gestore** l'elenco delle **unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico** che sono state ammesse alla reintegrazione dei costi.

Il **Gestore** registra e archivia per ciascuna delle **unità essenziali per la sicurezza** per un periodo di 24 mesi:

- (a) i periodi orari in cui l'unità è stata ritenuta indispensabile per la sicurezza del sistema;
- (b) l'energia immessa in rete dall'unità in ciascun periodo orario;
- (c) il **programma vincolante** ed il **programma vincolante modificato** dell'unità;
- (d) i periodi di indisponibilità programmata ed accidentale dell'unità.

4.3.6 **Suddivisione della rete rilevante in zone**

Il **Gestore** suddivide la **rete rilevante** in **zone** in modo tale che, sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:

- (a) la **capacità di trasporto** tra le **zone** risulti inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del **Mercato elettrico** formulate dal **Gestore**;
- (b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non dia luogo a **congestioni** all'interno di ciascuna **zona** nelle prevedibili situazioni di funzionamento;
- (c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna **zona** non abbia significativa influenza sulla **capacità di trasporto** tra le zone.

La suddivisione della **rete rilevante** in **zone** è approvata dall'**Autorità** e pubblicata dal **Gestore** nel documento A.24 "Individuazione zone della rete rilevante" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, nonché inviata per conoscenza al Ministero delle attività produttive.

Il **Gestore** pubblica sul proprio sito, entro il 30 settembre di ogni anno, la previsione dei limiti di trasporto tra le zone, differenziate per i diversi periodi dell'anno, nonché le ipotesi e le metodologie adottate per la previsione stessa.

4.4 RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO

Per perseguire la gestione in sicurezza del sistema elettrico e allo stesso tempo la qualità del servizio di dispacciamento, il **Gestore** si avvale delle risorse descritte nella presente sezione.

4.4.1 Risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione

4.4.1.1 Caratteristiche del servizio

Il **Gestore** utilizza le risorse per la risoluzione delle **congestioni** in sede di programmazione allo scopo di eliminare le **congestioni** sulla **rete rilevante** generate dai **programmi aggiornati cumulati di immissione e di prelievo**.

La fornitura di risorse a tal fine da parte di una **unità abilitata** al servizio consiste nella disponibilità ad accettare modifiche, in incremento o in diminuzione, ai propri **programmi aggiornati cumulati**.

4.4.1.2 Requisiti per l'abilitazione delle risorse

Sono abilitate alla fornitura del servizio di risoluzione delle **congestioni** in sede di programmazione le **UP** rilevanti che soddisfano alle seguenti condizioni:

- (a) devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- (b) non appartengono alle seguenti categorie:
 - i. **UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili**, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 - ii. **UP funzionalmente connesse a cicli produttivi, incluse le UP di cogenerazione**, qualora l'**UdD** dell'unità attesti al **Gestore** l'impossibilità di modulare la produzione dell'unità stessa a seguito di disposizioni impartite dal **Gestore** in tempo reale o con preavviso. Il **Gestore** si riserva il diritto di verificare tale dichiarazione richiedendo all'**UdD** documentazione specifica o tramite ispezioni in sito;
 - iii. **UP CIP6/92**, qualora le convenzioni in essere non consentano di modularne la produzione;
 - iv. **UP** in collaudo per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.
- (c) sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione, affinché il contributo dell'unità alla rimozione della **congestione** sia significativo e compatibile con i tempi stabiliti per la rimozione delle **congestioni**;

- (d) limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore.

4.4.1.3 *Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura*

Il **Gestore** si approvvigiona delle risorse per la risoluzione delle **congestioni** a programma contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti, per il tramite del **Mercato per il servizio di dispacciamento**.

Gli **UdD** delle **UP abilitate** alla fornitura di risorse per la risoluzione delle **congestioni** a programma hanno l'obbligo di:

- (a) rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al **Gestore** l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione, a valle della definizione dei **programmi aggiornati cumulati**;
- (b) comunicare al **Gestore**, entro i termini temporali di cui al paragrafo [4.9.1](#) ("Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate") del presente capitolo, temporanee variazioni dei propri dati tecnici e di indisponibilità al servizio di bilanciamento, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);
- (c) presentare offerta sul **MSD**, secondo le modalità ed i vincoli di cui al paragrafo [4.8.4](#) del presente capitolo. Gli **UdD** sono esentati dall'obbligo qualora ricorrano le condizioni elencate nel paragrafo [4.8.3](#) del presente capitolo.

4.4.2 **Risorse per la riserva primaria**

4.4.2.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore** utilizza le risorse per la **riserva primaria** allo scopo di correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, mediante l'intervento dei regolatori di velocità delle turbine dei generatori asserviti, in risposta alle variazioni di frequenza. La funzione di **riserva primaria** è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema interconnesso europeo. L'azione correttiva esercitata dalla **riserva primaria** non consente di annullare gli scarti di frequenza.

La **riserva primaria** deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile, in modo che la sua azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei **carichi**.

La fornitura di risorse per la **riserva primaria** consiste nel rendere disponibile al **Gestore** una banda di capacità di produzione di energia elettrica asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata dal medesimo **gruppo di generazione**, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza.

4.4.2.2 *Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse*

La **riserva primaria** è fornita esclusivamente dalle **unità di produzione**.

Una **UP** è idonea alla fornitura della **riserva primaria** se lo è almeno uno dei **gruppi di generazione** associati all'unità.

Sono idonei alla fornitura della **riserva primaria** i **gruppi di generazione** che soddisfano i requisiti tecnici di cui al Capitolo 1, Sezioni [1B.5.6.1](#) e [1B.5.7](#), del presente Codice di rete.

4.4.2.3 *Obblighi di fornitura*

Gli **UdD** di tutte le **UP** idonee hanno l'obbligo di fornire le risorse per la **riserva primaria**.

A tal fine:

- (a) nella **zona** Sardegna, l'**UdD** deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun **gruppo di generazione** idoneo costituente l'**UP**;
- (b) nelle altre zone, l'**UdD** deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente di ciascun **gruppo di generazione** idoneo costituente l'**UP**;
- (c) nelle **zone** appartenenti alla regione Sicilia, deve essere resa disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'**UP**, nei periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente.

La banda di regolazione primaria potrà essere ridistribuita tra i **gruppi di generazione** idonei costituenti l'**UP**, fermo restando il totale complessivamente assegnato all'unità.

Gli **UdD** titolari di **unità di produzione** cui appartengono **gruppi di generazione** idonei, sono tenuti alla registrazione nel **RUP** di dati tecnici di potenza massima e minima di assetti e fasce di funzionamento (definizioni nell'allegato A.60 "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai

fini del Mercato elettrico” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo), conformemente agli obblighi di fornitura del servizio di riserva primaria e, in particolare, facendo riferimento alla condizione di cavo di interconnessione chiuso per le **unità di produzione** localizzate nella regione Sicilia.

Qualora, a causa di indisponibilità dei dispositivi di regolazione, l’**UdD** di una unità idonea non sia in grado di garantire la fornitura del servizio, detto **UdD** deve comunicare tempestivamente al **Gestore** la previsione di durata della indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile.

Sono temporaneamente esentate dall’obbligo di fornitura del servizio di **riserva primaria** le unità idonee:

- (a) costituite da **gruppi di generazione** idroelettrici quando intervengano condizioni idrologiche che impongano l’utilizzo ad una determinata potenza degli impianti per motivi di sicurezza idro-geologica;
- (b) costituite da **gruppi di generazione** idroelettrici soggetti a servitù idro-geologiche per la durata dei periodi imposti dalle stesse.

Qualora il **Gestore** verifichi la mancata fornitura delle risorse per la **riserva primaria** da parte di una **UP** idonea e non esentata, ne dà comunicazione all’**Autorità** per i relativi provvedimenti di competenza nei confronti dell’**UdD**.

4.4.2.4 *Corrispettivo sostitutivo e remunerazione del servizio*

Le **UP** non idonee e quelle idonee ma temporaneamente non in grado di rispettare l’obbligo di fornitura, sono tenute al versamento del contributo sostitutivo, definito dall’**Autorità**, su proposta del **Gestore**, come riportato nel documento A.37 “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva primaria” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

I titolari di **UP** idonee ubicate nella regione Sicilia, limitatamente ai periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente, e nella regione Sardegna hanno diritto ad una remunerazione per la maggior banda di regolazione richiesta a tali **UP** rispetto alle altre **UP** idonee localizzate in altre regioni. Tale remunerazione è definita dall'**Autorità** su proposta del **Gestore**, come riportato nel documento A.37 "Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva primaria" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.4.3 Risorse per la riserva secondaria di potenza

4.4.3.1 Caratteristiche del servizio

Il **Gestore** utilizza le risorse per la **riserva secondaria di potenza**, o **regolazione secondaria frequenza/potenza**, per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea.

Questa funzione automatica è eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo in linea del **Gestore**. La Sardegna normalmente e la regione Sicilia quando non in sincronismo con il Continente, effettuano localmente la funzione di **riserva secondaria di potenza**.

La fornitura di risorse per la **riserva secondaria di potenza** da parte degli **UdD** consiste:

- (a) nella **fase di programmazione**, nel rendere autonomamente disponibile la **semibanda di riserva secondaria** nei **programmi**

aggiornati cumulati dell'**unità abilitata** o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile;

- (b) nel tempo reale, nell'asservire la **banda di riserva secondaria** ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica del medesimo **gruppo di generazione** sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal **Gestore**.

4.4.3.2 *Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse*

Le risorse per la **riserva secondaria di potenza** sono fornite da **unità di produzione** abilitate al servizio.

Le **UP** abilitate a fornire risorse per la **riserva terziaria di potenza**, come descritto al successivo paragrafo [4.4.4.2](#), sono abilitate anche a fornire **riserva secondaria di potenza** se:

- (a) almeno un **gruppo di generazione** associato all'unità è conforme con quanto indicato nel documento A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) l'unità è equipaggiata con apposito apparato di elaborazione del segnale di livello trasmesso dal **Gestore**;
- (c) l'unità mette a disposizione del **Gestore** il telesegnale di stato della regolazione secondaria;
- (d) l'**UdD** dell'unità ha indicato nel **RUP** almeno un assetto (definizione nel documento A.60 "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo) con **banda di riserva secondaria** maggiore della quantità minima definita dal **Gestore**:

- (i) il $\pm 15\%$ della potenza massima dell'assetto, per le unità idroelettriche;
- (ii) il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima dell'assetto, per le unità termoelettriche.

4.4.3.3 *Approvvigionamento delle risorse*

Il **Gestore** si approvvigiona delle risorse per la **riserva secondaria di potenza** per il tramite del mercato regolamentato contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti, secondo le modalità descritte alla sezione [4.9](#) del presente capitolo (relativamente alla **fase di programmazione**).

4.4.3.4 *Obblighi di fornitura*

Gli **UdD** delle **UP abilitate** alla fornitura di risorse per la **riserva secondaria di potenza** hanno l'obbligo di:

- (a) rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al **Gestore** il servizio di **riserva secondaria di potenza**. Sono esentati dall'obbligo gli **UdD** delle unità per cui ricorrano le condizioni elencate nel paragrafo [4.8.3](#) del presente capitolo;
- (b) comunicare al **Gestore**, ai fini della definizione dei programmi vincolanti ed entro i termini temporali di cui al paragrafo [4.9.1](#) ("Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate") del presente capitolo, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di **riserva secondaria di potenza**, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);

- (c) nel tempo reale, asservire al dispositivo di regolazione:
- (i) autonomamente, la **semibanda di riserva secondaria** per la quale sono stati selezionati, con riferimento a ciascun **periodo rilevante** della giornata;

ovvero
 - (ii) la **semibanda di riserva secondaria**, per la quale non sono stati selezionati nella **fase di programmazione del MSD**, qualora richiesto dal **Gestore** secondo le modalità descritte nel documento A.23 “Procedura per l’attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (d) comunicare al **Gestore**, in tempo reale, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di **riserva secondaria di potenza**, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c.](#)

Il **Gestore** comunica agli **UdD** delle unità selezionate per il servizio di **riserva secondaria di potenza** la **semibanda di riserva secondaria** assegnata, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.9.7.1](#) (“Comunicazione dei programmi finali cumulati”).

4.4.4 Risorse per la riserva terziaria di potenza

4.4.4.1 Caratteristiche del servizio

Il **Gestore** utilizza le risorse per la **riserva terziaria di potenza** allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi cumulati orari finali in fase di programmazione delle **unità abilitate**.

Tali margini, predisposti durante la **fase di programmazione**, sono eventualmente attivati in tempo reale con l'invio di **ordini di dispacciamento**, nel contesto del servizio di **bilanciamento**, e non per mezzo di meccanismi di regolazione automatica, come nel caso della **riserva primaria e secondaria di potenza**.

La **riserva terziaria di potenza** si articola nella modalità “a salire” e “a scendere”.

La **riserva terziaria di potenza** a salire (a scendere) consiste nella presenza di margini nei programmi cumulati finali in **fase di programmazione** che consentano in tempo reale l'aumento dell'immissione o la riduzione del prelievo (la riduzione dell'immissione o l'aumento del prelievo) di energia elettrica da parte di una **unità abilitata** nei tempi definiti dal **Gestore**, di seguito riportati.

I margini di **riserva terziaria di potenza** a salire debbono essere costituiti nei **programmi finali cumulati** di:

- (a) **UPA** in parallelo con la rete ma non eroganti la massima potenza;
- (b) **UPA** in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal **Gestore**, di seguito riportati.

I margini di **riserva terziaria di potenza** a scendere debbono essere costituiti nei **programmi finali cumulati** di:

- (a) **UPA** in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza;
- (b) **UPA** in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi contenuti.

Il margine complessivo di **riserva terziaria di potenza a salire** è suddiviso nelle seguenti tipologie, caratterizzate principalmente dal differente tempo di risposta alla richiesta del **Gestore**:

- (a) *Riserva a 15 minuti (Pronta)*, costituita dall'incremento o decremento di potenza che può essere immesso o prelevato in rete entro 15 primi dalla richiesta del **Gestore**. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la **banda** riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa UCTE.
- (b) *Riserva a 60 minuti (di Sostituzione)*, costituita dall'incremento o decremento di potenza che può essere immesso o prelevato in rete entro 60 primi dalla richiesta del **Gestore** e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno e/o avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora.

La fornitura di risorse ai fini della **riserva terziaria di potenza** da parte degli **UdD** consiste:

- (a) nel rendere autonomamente disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei **programmi aggiornati cumulati** delle **unità abilitate**;
- (b) nella disponibilità ad accettare modifiche ai **programmi aggiornati cumulati** dell'**unità abilitata** allo scopo di costituire margini di **riserva terziaria di potenza**.

4.4.4.2 *Requisiti per l'abilitazione delle risorse*

Sono abilitate alla fornitura del servizio di **riserva terziaria di potenza** le **UP** rilevanti che soddisfano alle seguenti condizioni:

- (a) devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- (b) non appartengono alle seguenti categorie:

- i. **UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili**, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 - ii. **UP funzionalmente connesse a cicli produttivi, incluse le UP di cogenerazione**, qualora l'**UdD** dell'unità attesti al **Gestore** l'impossibilità di modulare la produzione dell'unità stessa a seguito di disposizioni impartite dal **Gestore** in tempo reale o con preavviso. Il **Gestore** si riserva il diritto di verificare tale dichiarazione richiedendo all'**UdD** documentazione specifica o tramite ispezioni in sito;
 - iii. **UP CIP6/92**, qualora le convenzioni in essere non consentano di modularne la produzione;
 - iv. **UP** in collaudo per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.
- (c) sono in grado di iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un **ordine di dispacciamento**, qualora già sincronizzate con la rete;
- (d) sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un **ordine di dispacciamento**;
- (e) limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore;

- (f) il **punto di controllo fisico** dell'unità è presidiato ed in grado di eseguire **ordini di dispacciamento** 24 ore su 24 e 7 giorni su 7.

4.4.4.3 *Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura*

Il **Gestore** si approvvigiona delle risorse per la **riserva terziaria di potenza** contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti, per il tramite del **Mercato per il servizio di dispacciamento**, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.9.3](#) del presente capitolo.

Gli **UdD** delle **UP abilitate** alla fornitura di risorse per la **riserva terziaria di potenza** hanno l'obbligo di:

- (a) installare presso il **punto di controllo fisico** dell'unità gli strumenti software forniti o individuati dal **Gestore** per la ricezione degli ordini di dispacciamento, descritti nel documento A.36 "Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) installare presso il **punto di controllo fisico** dell'unità un sistema di comunicazione telefonico da utilizzare anche in caso di indisponibilità del sistema informatico per il ricevimento degli **ordini di dispacciamento**;
- (c) rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al **Gestore** l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione, a valle della definizione dei **programmi aggiornati cumulati**;
- (d) comunicare al **Gestore**, ai fini della definizione dei programmi vincolanti ed entro i termini temporali di cui alla sezione [4.9.1](#) ("Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate") del presente

capitolo, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di **bilanciamento**, secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);

- (e) presentare offerta sul **MSD**, secondo le modalità ed i vincoli di cui alla sezione [4.8.4](#). Gli **UdD** sono esentati dall'obbligo qualora ricorrano le condizioni elencate nella sezione [4.8.3](#).

4.4.5 Risorse per il bilanciamento

4.4.5.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore** utilizza le risorse per il **bilanciamento** in tempo reale per:

- (a) il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica;
- (b) la risoluzione di **congestioni** di rete;
- (c) il ripristino dei corretti margini di **riserva secondaria di potenza**.

Per il servizio di bilanciamento il **Gestore**:

- (a) attiva le risorse per la **riserva terziaria di potenza** approvvigionate nella **fase di programmazione**;
- (b) accetta in tempo reale le offerte delle **unità abilitate** al bilanciamento presentate sul **MSD**.

La fornitura di risorse ai fini del **bilanciamento** da parte degli **UdD** consiste nel modificare la propria immissione o prelievo rispetto ai propri **programmi vincolanti in potenza**.

Il servizio di **bilanciamento** si distingue in:

- (a) **bilanciamento** in aumento: incremento dell'immissione o riduzione del prelievo rispetto al proprio **programma vincolante in potenza**;
- (b) **bilanciamento** in diminuzione: riduzione dell'immissione o incremento del prelievo rispetto al proprio **programma vincolante in potenza**.

4.4.5.2 *Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse*

Sono abilitate alla fornitura del servizio di **bilanciamento** le **UP** rilevanti che soddisfano alle seguenti condizioni:

- (a) devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- (b) non appartengono alle seguenti categorie:
 - i. **UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili**, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 - ii. **UP** funzionalmente connesse a cicli produttivi, incluse le **UP di cogenerazione**, qualora l'UdD dell'unità attesti al **Gestore** l'impossibilità di modulare la produzione dell'unità stessa a seguito di disposizioni impartite dal **Gestore** in tempo reale o con preavviso. Il **Gestore** si riserva il diritto di verificare tale dichiarazione richiedendo all'**UdD** documentazione specifica o tramite ispezioni in sito;
 - iii. le **UP CIP6/92**, qualora le convenzioni in essere non consentano di modularne la produzione;
 - iv. le **UP** in collaudo per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento

previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.

- (c) sono in grado di iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un **ordine di dispacciamento**, qualora già sincronizzate con la rete;
- (d) sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 3 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un **ordine di dispacciamento**;
- (e) limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore;
- (f) il **punto di controllo fisico** dell'unità è presidiato ed in grado di eseguire **ordini di dispacciamento** 24 ore su 24 e 7 giorni su 7.

Si noti che il limite di cui al punto (d) è meno restrittivo di quello omologo previsto per la **riserva terziaria di potenza** al fine di consentire l'utilizzo in tempo reale di ulteriori risorse rispetto a quelle di **riserva terziaria di potenza**, consentendo di ristabilire le condizioni di sicurezza del sistema elettrico in situazioni con risorse limitate.

4.4.5.3 *Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura*

Il Gestore si approvvigiona delle risorse per il **bilanciamento** per il tramite del **Mercato per il servizio di dispacciamento**, secondo le modalità descritte alla sezione [4.10](#) del presente capitolo.

Gli **UdD** delle **UP abilitate** alla fornitura di risorse per il **bilanciamento** hanno l'obbligo di:

- (a) installare presso il **punto di controllo fisico** dell'unità gli strumenti software forniti o individuati dal **Gestore** per la ricezione degli **ordini di dispacciamento**, descritti nel documento A.36 "Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) installare presso il **punto di controllo fisico** dell'unità un sistema di comunicazione telefonico da utilizzare anche in caso di indisponibilità del sistema informatico per il ricevimento degli **ordini di dispacciamento**;
- (c) rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al **Gestore** l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione, a valle della definizione dei programmi vincolanti;
- (d) presentare offerta sul **MSD**, secondo le modalità ed i vincoli di cui alla sezione [4.8.4](#). Gli **UdD** sono esentati dall'obbligo qualora ricorrano le condizioni elencate nella sezione [4.8.3](#);
- (e) attuare i propri **programmi vincolanti**, secondo le modalità definite nel paragrafo [4.10.3.1](#);
- (f) comunicare al **Gestore**, secondo le modalità ed i termini temporali di cui alla sezione [4.10.1](#), temporanee variazioni dei propri dati tecnici o indisponibilità relativamente al servizio di bilanciamento;
- (g) attuare gli **ordini di dispacciamento**, impartiti secondo le modalità di cui alla sezione [4.10.4](#) ("Ordini di dispacciamento") e comunicati secondo le modalità di cui al paragrafo [4.10.4.1](#) ("Comunicazione degli Ordini di dispacciamento alle unità abilitate").

4.4.5 bis *Stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema*

4.4.5.1 bis *Caratteristiche del servizio*

Lo stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema è una tipologia di risorsa finalizzata alla risoluzione delle problematiche seguenti:

- (a) la gestione delle esigenze di bilanciamento tra immissioni e prelievi derivanti dall'attuazione dei raccordi tra i programmi di immissione e di prelievo del giorno attuale e del giorno successivo;
- (b) la gestione di pronunciati gradienti di carico nella transizione da ore di basso carico ad ore di alto carico;
- (c) il supporto di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore di basso carico, coerentemente con i minimi tecnici di produzione delle unità termoelettriche, al fine di assicurare il mantenimento in servizio di un numero di unità termoelettriche sufficiente alla gestione in sicurezza del sistema durante le ore di alto carico.

4.4.5.2 bis *Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse*

Sono abilitate alla fornitura dello stoccaggio di energia per la sicurezza le unità idroelettriche di produzione e pompaggio abilitate al bilanciamento che soddisfano almeno uno dei seguenti requisiti:

- (a) minimo valore tra la potenza massima dell'unità in fase di generazione e la potenza massima in fase di pompaggio, come dichiarata nel **RUP**, sia non inferiore a 500 MW;
- (b) taglia della più piccola pompa sia non inferiore a 100 MW per le unità localizzate sul Continente, 50 MW per le rimanenti unità.

Sono inoltre abilitate alla fornitura dello stoccaggio di energia per la sicurezza le unità idroelettriche di produzione e pompaggio abilitate al bilanciamento e idraulicamente collegate ad una unità a sua volta abilitata allo stoccaggio di energia per la sicurezza.

4.4.5.3 bis Approvvigionamento delle risorse

Con cadenza annuale il **Gestore** determina l'ammontare di capacità di produzione e pompaggio che prevede risultare indispensabile per l'anno successivo ai fini della risoluzione delle problematiche di cui al precedente paragrafo [4.4.5.1.bis](#), per ciascun aggregato di zone (Continente, regione Sicilia e Sardegna).

Il Gestore determina, con riferimento a ciascuno degli aggregati di zone, per ciascun **UdD** titolare di unità abilitate allo stoccaggio la differenza tra:

- (a) la capacità di produzione e pompaggio indispensabile ai fini della risoluzione delle problematiche di cui al paragrafo [4.4.5.1.bis](#);
- (b) la capacità di produzione e pompaggio, nella titolarità degli altri UdD;

e ne dà comunicazione all'**UdD** qualora la suddetta differenza risulti positiva.

Gli stessi **UdD** identificano, dandone comunicazione al **Gestore**, le **unità di produzione e pompaggio strategiche** tra le unità abilitate allo stoccaggio nella propria titolarità, per una capacità di produzione e pompaggio almeno pari a quella comunicata dal **Gestore**.

Il **Gestore**, entro e non oltre il 30 settembre di ciascun anno, predispone e pubblica sul proprio sito internet, l'elenco delle **unità di produzione e pompaggio strategiche** includendole nel documento A.31 "Unità di produzione e pompaggio strategiche" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, valido per l'anno solare successivo. Contestualmente alla

pubblicazione il **Gestore** invia l'elenco all'**Autorità** corredato da una relazione che specifica:

- (a) la metodologia seguita per rappresentare e analizzare le problematiche specifiche di cui al paragrafo [4.4.5.1.bis](#).
- (b) la metodologia utilizzata per calcolare la capacità di produzione e pompaggio indispensabile per ciascun aggregato di zone;
- (c) gli UdD titolari delle unità di produzione e pompaggio strategiche;
- (d) le caratteristiche di ciascuna delle unità di produzione e pompaggio strategiche e il loro prevedibile utilizzo ai fini dell'approvvigionamento dello stoccaggio per la sicurezza, sulla base dell'esperienza consolidata negli anni precedenti.

4.4.6 Servizio di interrompibilità del carico

4.4.6.1 Caratteristiche del servizio

Il **Gestore** ricorre all'utilizzo del **servizio di interrompibilità del carico** nel caso in cui le risorse approvvigionate sul **MSD** siano insufficienti al mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema.

La fornitura di risorse per il **servizio di interrompibilità del carico** consiste nella disponibilità da parte di **clienti finali** ad interrompere il **carico**, secondo le modalità di cui al successivo paragrafo [4.4.6.2](#).

4.4.6.2 Requisiti per l'abilitazione delle risorse

I soggetti titolari di **carichi interrompibili** devono:

- (a) garantire un distacco di utenza;
 - (i) in tempo reale caratterizzato da un tempo di attuazione inferiore a 200 ms, sulla base di un telesegnale inviato dal **Gestore**;
 - (ii) in tempo differito in emergenza, caratterizzato da un tempo di attuazione inferiore a 5 s, sulla base di un telesegnale inviato dal **Gestore**;
 - (iii) o con preavviso, attuabile in un tempo minore ad un periodo di attesa predefinito (15'), che ha inizio dall'istante di ricezione del comando di riduzione di carico;
- (b) esser dotati dei dispositivi riportati negli Allegati di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo:
 - A.40 "Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili";
 - A.41 "Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione";
 - A.42 "Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104";
- (c) essere **clienti finali**, affinché l'assunzione di responsabilità derivante dal distacco del **carico** sia diretta tra il **Gestore** e ogni singola controparte;
- (d) certificare che tale distacco non comporti, in nessun caso, rischio alle maestranze, all'ambiente e agli impianti produttivi;
- (e) certificare di disporre di una potenza distaccabile installata secondo le prescrizioni tecniche definite dal **Gestore**;
- (f) ottemperare alle ulteriori disposizioni e prescrizioni stabilite dal **MAP** o dall'**AEEG** per la regolazione del **servizio di interrompibilità**;

- (g) impegnarsi ad adeguare l'apparato di teleoperazione alle esigenze previste nel **piano di difesa** del sistema elettrico nazionale, che il **Gestore** aggiorna con cadenza semestrale.

4.4.6.3 *Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura*

Il **Gestore** assegna il **servizio di interrompibilità del carico** ai clienti che soddisfano i criteri di cui alla sezione precedente sulla base di criteri e procedure non discriminatorie.

I clienti cui è assegnato il **servizio di interrompibilità** sono tenuti a stipulare un contratto che regola il servizio mediante il modello opportunamente predisposto dal **Gestore** di cui al documento A.62, contenuto all'[Appendice A](#) al presente Capitolo.

4.4.7 **Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione**

4.4.7.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per la **regolazione primaria di tensione** si articola in:

- (a) riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** di gruppo;
- (b) riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** di centrale.

La fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** di gruppo consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva di un **gruppo di generazione** ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la **potenza reattiva** erogata dal **gruppo di generazione** sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo **gruppo di generazione** rispetto ad un valore di riferimento.

La fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di centrale** consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva dei **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale** ad un dispositivo automatico di regolazione in grado, agendo sul valore di riferimento di tensione, di modulare la **potenza reattiva** erogata da ciascuno di tali **gruppi di generazione** sulla base dello scostamento della tensione sulle sbarre **AT** della **centrale** di produzione.

4.4.7.2 *Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse*

I **gruppi di generazione** idonei al servizio di riserva reattiva devono soddisfare i requisiti tecnici riportati nel Capitolo 1, paragrafi [1B.5.6.2](#) e [1B.5.8](#), del presente Codice di rete.

Per l'idoneità al servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di centrale**, ciascuna **centrale** deve essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) conforme alle specifiche riportate nei documenti di cui sopra e nel documento A.16 "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo. Per accertare che il gruppo sia idoneo al servizio, il **Gestore** verifica che i dati tecnici dichiarati da ciascun **UdD** nel **RUP**, siano conformi ai requisiti prescritti.

4.4.7.3 *Obblighi di fornitura*

- a) Riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo di generazione

Gli **Utenti del Dispacciamento** hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione** di gruppo con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** idonei costituenti le **UP** nella propria titolarità.

L'**UdD** dovrà fornire dette risorse conformemente alle richieste dei dispositivi di regolazione, salvo diversa richiesta del **Gestore**, compatibilmente con le caratteristiche tecniche dichiarate nel **RUP**.

Gli **Utenti del Dispacciamento**, con riferimento a **gruppi di generazione** con potenza nominale inferiore a 10 MVA, previo consenso del **Gestore**, hanno facoltà di fornire la predetta risorsa erogando un valore prefissato di **potenza reattiva** oppure modulando la **potenza reattiva** erogata dai medesimi **gruppi di generazione** sulla base dello scostamento del fattore di potenza rispetto ad un valore di riferimento.

b) Riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale

Gli **UdD** hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione** di **centrale** con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale**, nel caso in cui almeno uno di tali **gruppi di generazione** idonei abbia potenza superiore a 100 MVA.

L'**UdD** dovrà rendere disponibile la massima **potenza reattiva** (in erogazione o in assorbimento) compatibile con le caratteristiche tecniche di ciascun **gruppo di generazione**. Il **Gestore**, su richiesta dell'**UdD**, può autorizzare riduzioni della **potenza reattiva** resa disponibile da un **gruppo di generazione** solo qualora tali riduzioni risultino necessarie in relazione a documentati limiti tecnici del medesimo **gruppo di generazione** (ad esempio vetustà del sistema di eccitazione dell'alternatore).

4.4.7.4 *Contributo sostitutivo per il servizio di regolazione primaria di tensione*

Gli **UdD** delle **UP** rilevanti i cui **gruppi di generazione** siano non idonei alla prestazione dei servizi di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** sono tenuti a versare al **Gestore**, per ciascun servizio non fornito, un contributo sostitutivo per la mancata prestazione del servizio, definito dall'**Autorità** su proposta del **Gestore**, come riportato nel documento A.38 “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.4.8 *Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione*

4.4.8.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** consiste nell'asservire la produzione di **potenza reattiva** dei **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale** ad un dispositivo automatico di regolazione centralizzato in grado di modulare la **potenza reattiva** erogata da ciascuno di tali **gruppi di generazione** sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti dal **Gestore** (nodi pilota).

4.4.8.2 *Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse*

I **gruppi di generazione** idonei al servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** devono soddisfare i requisiti tecnici riportati nel documento A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Le caratteristiche dei dispositivi di regolazione devono inoltre essere conformi alle disposizioni contenute nelle **Regole tecniche di connessione**.

Per la partecipazione al servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione**, ciascuna **centrale** dovrà essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) e di apparati di telecomunicazione in grado di scambiare con il Regolatore Regionale di Tensione (RRT) tutte le informazioni necessarie. Il SART e gli apparati di telecomunicazione dovranno essere conformi a quanto prescritto nel documento A.16 “Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, ai fini del collegamento al RRT.

4.4.8.3 *Obblighi di fornitura*

Sono idonee alla fornitura di potenza reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** le **UP** i cui **gruppi di generazione** sono dotati dei requisiti tecnici identificati nei documenti di cui al paragrafo [4.4.8.2](#).

La partecipazione al servizio da parte delle **UP** idonee è determinata in ragione e in misura dipendenti dalla ubicazione della **UP** sulla rete e dal mantenimento di opportuni profili di tensione sulla **RTN**.

Gli **UdD** titolari delle **UP** idonee hanno l'obbligo di rendere disponibile la massima **potenza reattiva** (in erogazione o in assorbimento) compatibile con le caratteristiche tecniche di ciascun **gruppo di generazione**. Il **Gestore**, su richiesta dell'**UdD**, può autorizzare riduzioni della **potenza reattiva** resa disponibile da un **gruppo di generazione** solo qualora tali riduzioni risultino necessarie in relazione a documentati limiti tecnici del medesimo **gruppo di generazione** (ad esempio vetustà del sistema di eccitazione dell'alternatore).

4.4.8.4 *Remunerazione del servizio di regolazione secondaria di tensione*

Gli **UdD** delle **UP** rilevanti i cui **gruppi di generazione** siano idonei alla prestazione del servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** hanno diritto ad una remunerazione per il servizio fornito, attestata la prestazione dello stesso secondo quanto richiesto dal **Gestore**. La remunerazione del servizio è definita dall'**Autorità**, su proposta del **Gestore**, come riportato nel documento A.39 “Proposta per la determinazione del compenso per il servizio di riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il medesimo documento riporta anche le verifiche condotte dal **Gestore** ai fini dell'attestazione di fornitura del servizio.

4.4.9 *Rifiuto del carico*

4.4.9.1 *Caratteristiche del servizio*

Il servizio di **rifiuto del carico** per un **gruppo di generazione** consiste nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione del **gruppo di generazione** dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari.

4.4.9.2 *Obblighi di fornitura*

Gli **UdD**, limitatamente alle **UP** termoelettriche nella propria titolarità comprendenti **gruppi di generazione** di potenza maggiore di 100 MW, debbono essere disponibili a fornire il servizio con impianti predisposti e personale adeguatamente addestrato.

Gli **UdD** delle **UP** che forniscono il servizio dovranno partecipare a prove periodiche di **rifiuto di carico**, sia pianificate che susseguenti a disservizi o interventi di protezioni, con le modalità ed i tempi di permanenza previsti al Capitolo 1, Sezione [1B.5.12](#), del presente Codice di rete e nei documenti ivi citati.

Il **Gestore** esegue il monitoraggio di tali impianti attraverso il proprio **Sistema di controllo** per verificare la corrispondenza delle prestazioni registrate alle necessità del servizio.

Il **Gestore** comunica all'**Autorità** con cadenza annuale l'esito delle prove condotte.

4.4.10 *Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico*

4.4.10.1 *Caratteristiche del servizio*

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico consiste nella disponibilità di un **gruppo di generazione** a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione, coordinato dal **Gestore**, secondo i criteri definiti nel documento A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.4.10.2 *Requisiti tecnici per l'idoneità delle risorse*

Ai fini dell'idoneità alla rialimentazione del sistema elettrico, almeno uno tra i **gruppi di generazione** associati alla **UP** deve essere in grado di garantire uno dei comportamenti di seguito riportati, secondo quanto prescritto nel documento A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo:

- (a) effettuare un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna garantendo **la regolazione della tensione e della frequenza**;
- (b) eseguire correttamente il **rifiuto di carico** e rimanere in funzionamento stabile senza essere connesso alla rete alimentando esclusivamente i propri servizi ausiliari.

Con riferimento al punto (b) i **gruppi di generazione** devono rimanere in condizioni di funzionamento stabili, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità, per un tempo pari ad almeno 12 ore.

La durata richiesta del servizio potrà essere soggetta a revisione sulla base delle risultanze delle prove di cui al successivo paragrafo e delle esigenze di esecuzione della riaccensione.

Agli **UdD** è data facoltà, in riferimento a singoli **gruppi di generazione**, di richiedere deroghe a quanto prescritto, in caso di documentata impossibilità tecnica.

4.4.10.3 *Obblighi di fornitura*

Gli **UdD** hanno l'obbligo di prestare il servizio di rialimentazione, con riferimento a tutte le **UP** indicate nel **Piano di riaccensione**.

Gli **UdD** delle **UP** che forniscono il servizio di avviamento autonomo hanno l'obbligo di partecipare a test periodici di idoneità con le modalità previste al Capitolo 1, paragrafo [1B.5.12](#), del Codice di rete.

Il **Gestore** esegue il monitoraggio di tali impianti attraverso il proprio Sistema di controllo per verificare la corrispondenza delle prestazioni registrate alle necessità del servizio.

Il **Gestore** comunica all'**Autorità** con cadenza annuale l'esito delle prove condotte.

4.4.11 **Disponibilità all'utilizzo del telescatto**

4.4.11.1 *Caratteristiche del servizio*

La disponibilità al telescatto consiste nell'asservire una **UP** ad un dispositivo in grado di disconnettere automaticamente la medesima unità al verificarsi di eventi predefiniti, ovvero su ordine e secondo le modalità indicate dal **Gestore**.

4.4.11.2 *Requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse*

Al fine di fornire il servizio di disponibilità al telescatto le **UP** devono essere abilitate al servizio di **bilanciamento** e devono essere dotate dei dispositivi automatici aventi le caratteristiche indicate nel documento A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico", di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, e di ciò devono dare comunicazione al **Gestore**.

4.4.11.3 *Approvvigionamento delle risorse ed obblighi di fornitura*

Le risorse per il telescatto sono approvvigionate contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.9.4](#) ("Approvvigionamento del servizio di telescatto nell'ambito della fase di programmazione di MSD").

Gli **UdD** delle **UP** tecnicamente idonee al servizio di telescatto devono:

- (a) dare comunicazione al **Gestore** dell' idoneità al servizio delle medesime unità;
- (b) notificare tempestivamente al **Gestore** l' indisponibilità temporanea al servizio e la previsione di durata della indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile.

Gli **UdD** delle **UP** localizzate nei **poli di produzione limitata**, devono obbligatoriamente dotarsi di dispositivi di telescatto con riferimento a tali unità.

4.5 VERIFICHE DI SICUREZZA CON ORIZZONTE ULTRAGIORNALIERO

4.5.1 Verifiche di sicurezza del sistema elettrico con orizzonte settimanale

Al fine di rendere possibile con congruo anticipo la previsione di possibili condizioni di criticità del sistema nonché di fornire elementi di valutazione al Ministero delle Attività Produttive od altre autorità competenti e predisporre con tempestività le misure necessarie, il **Gestore** conduce una verifica di sicurezza con orizzonte settimanale, allo scopo di:

- (a) verificare la copertura del fabbisogno, tenuto conto delle possibili di **congestioni** di rete;
- (b) verificare i margini di **riserva primaria, secondaria e terziaria di potenza**;
- (c) valutare e deliberare i piani di manutenzione delle **unità di produzione** secondo predefiniti orizzonti temporali;
- (d) verificare il passo di svaso dei serbatoi settimanali.

A tale scopo gli **UdD** delle **UP** comunicano al **Gestore** le informazioni necessarie con le modalità descritte nel documento A.29 “Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.5.2 *Obblighi di fornitura dati per le unità di produzione idroelettriche*

Sulla base di quanto previsto dal Decreto del 21 gennaio 2000, dal Decreto 25 giugno 2003 e dalla Legge 290/03, e successive integrazioni e modifiche, e al fine di consentire al **Gestore** di:

- (a) assicurare la raccolta dei dati statistici e di consumo dell'intero settore elettrico nazionale;
- (b) effettuare le azioni di monitoraggio e certificazione richieste da organi istituzionali (MAP, Protezione Civile, etc.) in caso di particolari condizioni di criticità del sistema elettrico;
- (c) effettuare le verifiche di sicurezza del sistema elettrico;

è indispensabile che gli **UdD** di **UP** idroelettriche forniscano al **Gestore** le seguenti informazioni:

- (i) i dati caratteristici dei serbatoi e dei bacini: curva di invaso, volume utilizzabile, coefficiente energetico, producibilità media ventinquennale;
- (ii) la struttura dell'**asta idroelettrica**, per le **UP** di competenza dell'**UdD**.

Gli **UdD** debbono inoltre fornire con regolarità i dati a consuntivo di seguito riportati relativamente alle **UP** idroelettriche di cui sono titolari:

- (a) le quote di tutti i bacini e serbatoi;
- (b) la produzione giornaliera delle centrali idroelettriche con potenza non inferiore a 10 MVA;
- (c) il pompaggio giornaliero;
- (d) la mancata produzione giornaliera (sfiori);
- (e) gli apporti naturali.

4.5.3 Verifica di compatibilità degli scioperi delle UP

In applicazione di quanto previsto dall'articolo 5, lettera f) delle direttive del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000, "Direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'art.3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79", in occasione di scioperi che interessano il settore elettrico, il **Gestore** provvede a valutarne gli effetti sulla sicurezza del sistema elettrico considerando tutte le disponibilità delle risorse di produzione.

La verifica di compatibilità dello sciopero è effettuata dal **Gestore** sulla base della procedura descritta nel documento A.28 "Procedura tecnica di valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

La procedura può essere soggetta a revisioni a seguito di accordo tra le parti, ivi incluso il **Gestore**.

L'**UdD** ha l'obbligo di trasmettere al **Gestore** copia della proclamazione di sciopero ed ogni informazione utile a determinarne ambiti, termini e modalità.

La proclamazione di sciopero a carattere nazionale è tempestivamente comunicata dal **Gestore** al Ministero delle attività produttive con l'indicazione della data della verifica di compatibilità.

Il **Gestore** comunica, ai soggetti interessati, il risultato della verifica di compatibilità entro il termine non superiore a 10 giorni e non inferiore a 5 dalla data in cui è proclamato lo sciopero stesso.

In caso di incompatibilità dello sciopero con la sicurezza di esercizio del sistema elettrico, il **Gestore** ne dà comunicazione al Ministero delle Attività Produttive.

4.6 APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE A GARANZIA DELL'ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

4.6.1 Modalità di ammissione al meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Ai sensi del d. lgs. n. 379/03 le modalità per l'ammissione alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per il periodo transitorio sono fissate in accordo alle deliberazioni dell'**Autorità**.

Il **Gestore** pubblica con cadenza annuale, sul proprio sito internet, l'elenco dei **giorni critici** ai fini della copertura della domanda nazionale con i necessari margini di **riserva primaria, secondaria e terziaria di potenza** e per i quali si richiede la disponibilità di capacità produttiva.

Ai fini della ammissione al meccanismo di remunerazione, i soggetti interessati le cui **UP** non siano già presenti nell'elenco delle unità ammesse alla remunerazione, potranno inviare al **Gestore**, entro il giorno 20 di ciascun

mese, richiesta di ammissione a partire dal primo giorno del mese successivo.

La richiesta di ammissione deve contenere i seguenti elementi:

- a) la qualificazione del richiedente con l'indicazione del titolo in base al quale dispone della capacità produttiva;
- b) l'elenco delle **unità di produzione dispacciabili**, nella disponibilità del richiedente, per le quali è richiesta l'ammissione alla remunerazione, con la specifica, per ciascuna **UP**, del relativo codice di **RUP** e della potenza massima come definita nella paragrafo [4.3.2.7 punto d](#) ("Potenza massima e minima delle Unità di Produzione");
- c) la dichiarazione che il richiedente si impegna a rendere disponibile al **Gestore**, per ciascuna unità dispacciabile ammessa all'elenco, la capacità produttiva nei **giorni critici** dell'anno. Per le unità idroelettriche dispacciabili ammesse all'elenco, la capacità produttiva si deve intendere disponibile per un tempo di almeno 4 ore per ciascun **giorno critico**.

4.6.2 Diritti ed obblighi per le unità ammesse alla remunerazione

Ciascun **Utente del dispacciamento** titolare di **UP** ammesse dal **Gestore** al meccanismo di remunerazione:

- (a) ha diritto a ricevere, con riferimento alla disponibilità di capacità produttiva, lo specifico corrispettivo di cui alle deliberazioni dell'**Autorità**;
- (b) è tenuto a stipulare con il **Gestore**, qualora non vi abbia già provveduto, il **contratto di dispacciamento** per i **punti di immissione**.

La capacità produttiva ammessa al meccanismo di remunerazione è definita, ai sensi della delibera n. 48/04, articolo 31, pari alla potenza massima dell'**Unità di produzione**, come definita al paragrafo [4.3.2.7 punto d](#).

In particolare, per ciascun periodo orario del **giorno critico** si considera quale capacità produttiva ammessa al meccanismo di remunerazione il valore di potenza massima valevole all'inizio del primo minuto del periodo orario.

L'**Utente del dispacciamento** è soggetto all'obbligo di comunicazione di eventuali variazioni del dato tecnico di potenza massima, di cui alle sezioni [4.9.1](#) e [4.10.1](#) espletato, avvalendosi:

- (i) del sistema per la variazione dei dati tecnici ("RUP dinamico"), di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);
- (ii) mediante modello e-mail predisposto dal **Gestore**, in caso di indisponibilità del suddetto sistema.

4.7 DEFINIZIONE DEI PROGRAMMI AGGIORNATI CUMULATI DI IMMISSIONE E DI PRELIEVO DELL'ENERGIA ELETTRICA

4.7.1 Anagrafica delle unità di produzione e unità di consumo

Il **Gestore** comunica al **Gestore del mercato** l'anagrafica delle unità presenti nel **Registro delle unità di produzione** e nel **Registro delle unità di consumo**, incluse le unità virtuali, nonché le informazioni rilevanti al fine delle registrazioni sui **Conti energia a termine**, dell'esecuzione del **Mercato dell'energia** e della raccolta delle offerte per il **MSD**.

Per ciascuna unità, il **Gestore** comunica:

- (a) l'identificativo dell'unità;
- (b) l'identificativo dell'**UdD** dell'unità;
- (c) la **zona** di appartenenza;
- (d) la qualifica dell'unità alla partecipazione:
 - (i) al **Mercato del giorno prima**;
 - (ii) al **Mercato di aggiustamento**;
- (e) l'abilitazione dell'unità alla partecipazione:
 - (iii) al **Mercato per il servizio di dispacciamento**;
- (f) l'indicazione, ai fini dell'assegnazione della priorità di dispacciamento, che:
 - (i) l'**unità di produzione** sia una **UP essenziale ai fini della sicurezza del sistema elettrico**, come ulteriormente specificato nel paragrafo [4.7.4](#);
 - (ii) l'**unità di produzione** sia una **UP di cogenerazione**;
 - (iii) l'**unità di produzione** sia alimentata da energia rinnovabile non programmabile;
 - (iv) all'**unità di produzione** o consumo sia attribuita la qualifica **UP CIP6/92**;
- (g) la Capacità di immissione e/o la Capacità di prelievo dell'unità, di cui al paragrafo [4.3.4](#) ("Capacità di immissione e prelievo").

Ai fini della registrazione dei **programmi C.E.T.** e dell'esecuzione del **Mercato dell'energia**, il **Gestore** comunica al **Gestore del mercato**, con cadenza quotidiana:

- (i) i dati anagrafici di cui ai punti da (a) a (f), con due giorni di anticipo rispetto al giorno cui fanno riferimento (D);
- (ii) i dati di Capacità di cui al punto (g), con un giorno di anticipo rispetto al giorno cui fanno riferimento (D).

Ai fini della registrazione di **acquisti e vendite a termine**, sono altresì oggetto di comunicazione del **Gestore** al **Gestore del mercato**, con due giorni di anticipo rispetto al giorno di riferimento (D):

❖ le variazioni riguardanti:

- la titolarità dell'utente del dispacciamento;
- la Capacità di immissione e/o la Capacità di prelievo;

❖ la data di inizio e di fine di validità della variazione;

qualora la data di inizio validità della variazione ricada nei 60 giorni successivi il giorno di riferimento, per le sole **unità** che risultano iscritte nel **RUP**, non sospese e qualificate al **MGP** nel giorno di riferimento.

Relativamente alle variazioni di dati anagrafici e della Capacità di immissione e di prelievo, dovuti a modifiche dell'insieme di unità non rilevanti aggregate in una unità virtuale di produzione, eventuali variazioni sono prese in considerazione a partire dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui perviene al **Gestore** la comunicazione di variazione.

A fronte di motivate esigenze tecniche, per l'ordinato svolgimento dei mercati, il **Gestore** ed il **Gestore del mercato** possono, di comune accordo,

convenire di variare il ritardo tra la comunicazione dell'anagrafica ed il suo utilizzo, dandone comunicazione attraverso i rispettivi siti internet.

4.7.2 Vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete

Nella registrazione sui **Conti energia a termine** degli **acquisti e delle vendite a termine** e dei **programmi C.E.T.** e nella formulazione delle offerte sul **Mercato dell'energia**, l'**UdD** è sottoposto ai vincoli di produzione provenienti dai piani di indisponibilità di elementi di rete effettuati su base annuale, trimestrale e mensili a settimana scorrevole, secondo i predefiniti cicli di programmazione delle indisponibilità relativi alla **rete di trasmissione nazionale**, e comunicati dal **Gestore** all'**UdD** fino a 7 giorni prima del termine di presentazione delle offerte per il **MGP**.

Nell'applicazione dei vincoli di produzione modificati e introdotti in sede di programmazione mensile a settimana scorrevole, il **Gestore**, al fine di contenere l'onere per l'**UdD**, garantisce che per ogni **UP**, l'energia resa non producibile a causa della modifica dei suddetti vincoli, sia complessivamente non superiore, in un anno, all'energia producibile equivalente a 240 ore alla potenza massima della **UP**, come dichiarata in **RUP**.

Nelle registrazioni sui **Conti energia a termine** e nella formulazione delle offerte sul **Mercato dell'energia**, l'**UdD**, in caso di rientro anticipato di una **UP** nella propria titolarità dal proprio periodo di indisponibilità programmata, è comunque sottoposto, con riferimento a tale unità, ai vincoli di produzione che provengono da eventuali indisponibilità di elementi di rete deliberati sulla base del piano di manutenzione annuale e trimestrale inizialmente dichiarato.

4.7.3 **Conti energia a termine**

4.7.3.1 *Registrazione sui Conti energia a termine degli acquisti e delle vendite a termine*

Ai sensi della delibera n. 111/06 dell’**Autorità**, gli **acquisti e le vendite a termine** devono essere registrate sui **Conti energia a termine** presso il **Gestore del mercato**.

Il **Gestore del mercato** per la verifica di congruità della richiesta di registrazione utilizza i seguenti dati comunicati dal **Gestore**, valevoli nei giorni cui gli **acquisti e le vendite a termine** si riferiscono:

- (a) anagrafica di cui al paragrafo [4.7.1](#);
- (b) dati e informazioni rilevanti ai fini della verifica delle garanzie prestate dall’**utente del dispacciamento** dei **punti di dispacciamento** sottoscritti dal **C.E.T.** al **Gestore**, secondo quanto previsto al documento A.61 “Regolamento del sistema di garanzie” di cui all’articolo 49 dell’Allegato A alla delibera 111/06 dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas, di cui all’Appendice A del presente Capitolo.

4.7.3.2 *Registrazione sui Conti energia a termine dei programmi C.E.T.*

La registrazione sui **Conti energia a termine** dei **programmi C.E.T.**, in esecuzione ad acquisti netti e vendite nette a termine, viene effettuata dagli operatori di mercato presso il **Gestore del mercato**.

Il **Gestore del mercato** verifica la congruità della richiesta di registrazione, avvalendosi dell’anagrafica, di cui al paragrafo [4.7.1](#), comunicata dal **Gestore** e valevole nei giorni e nei **periodi rilevanti** cui i programmi si riferiscono.

4.7.3.3 *Acquisti e vendite sul MGP*

Qualora in esito al **MGP**, con riferimento ad un **Conto energia a termine** e ad un **periodo rilevante**, l'energia elettrica risultante dalla somma algebrica tra **acquisti e vendite a termine** e **programmi C.E.T.** post-MGP, è considerata ceduta, se positiva, o acquistata, se negativa:

- (a) dall'operatore di mercato intestatario del **Conto energia a termine**, qualora si tratti di un operatore ammesso al **Mercato elettrico**, prestante congrue garanzie al **Gestore del mercato**;
- (b) dal **Gestore** a titolo di sbilanciamento a programma, altrimenti;

al prezzo di acquisto dell'energia sul **Mercato del giorno prima**.

Nel caso di cui alla lettera b), il **Gestore** attribuisce lo sbilanciamento a programma all'**Utente del dispacciamento** titolare delle **Unità di produzione** o delle **Unità di consumo** sottese al **C.E.T.** su cui è stato registrato lo sbilanciamento a programma.

4.7.3.4 *Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ai programmi in esecuzione ad acquisti e vendite a termine*

Ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'esecuzione dei **programmi C.E.T.** post-MGP, il **Gestore del Mercato** considera nel **Mercato del giorno prima**:

- (a) i **programmi C.E.T.** di immissione quali offerte virtuali di vendita, presentate a prezzo nullo o al prezzo di riferimento eventualmente indicato in fase di registrazione dall'operatore ammesso al **Mercato dell'energia**;

- (b) i **programmi C.E.T.** di prelievo quali offerte virtuali di acquisto, presentate senza indicazione di prezzo o al prezzo di riferimento eventualmente indicato in fase di registrazione dall'operatore ammesso al **Mercato dell'energia**.

4.7.4 Gestione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sul Mercato dell'energia

Con l'anticipo rispetto al termine di chiusura del **MGP** definito dall'**Autorità** e comunicato sul proprio sito, il **Gestore** comunica all'**UdD** con mezzi idonei (e-mail, fax):

- (a) l'**UP** cui è richiesto il servizio;
- (b) l'intervallo orario richiesto, con i vincoli di potenza minima e potenza massima che devono essere rispettati dall'unità in ogni periodo orario di interesse.

Il **Gestore** comunica al **Gestore del Mercato**, entro il termine di chiusura di presentazione delle offerte del **Mercato del giorno prima**, che l'**UP** deve essere considerata "**UP essenziale per la sicurezza del sistema elettrico**" per il giorno successivo e mantiene nei propri archivi tale informazione.

Ai sensi dell'articolo 64 della delibera n. 111/06, gli **UdD** devono formulare offerta di vendita sul **Mercato del giorno prima** in ciascun **periodo rilevante** nel rispetto dei vincoli di produzione comunicati dal **Gestore**, con prezzo di offerta pari a zero.

A parità di prezzo, le offerte delle **unità essenziali per la sicurezza** ricevono priorità nel **Mercato del giorno prima**, ai sensi dell'articolo 30 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

Nelle ore in cui l'unità non è ritenuta essenziale per la sicurezza, le offerte delle unità ammesse alla reintegrazione dei costi sono formulate ai sensi dell'articolo 65 della delibera n. 111/06.

4.7.5 Informazioni preliminari al Mercato del giorno prima

Il **Gestore**, entro i tempi definiti dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, trasmette al **Gestore del Mercato**, che a sua volta rende disponibili agli **UdD**, le seguenti informazioni valide per ognuno dei periodi rilevanti in cui è suddiviso il **Mercato del Giorno Prima**:

- (a) la previsione della domanda di energia elettrica, articolata per **zona geografica** e periodo orario;
- (b) i valori dei limiti ammissibili dei transiti orari di energia elettrica tra le **zone geografiche**;
- (c) i valori dei limiti ammissibili dei transiti orari di energia elettrica per ciascuna delle **zone virtuali estere**;
- (d) i valori della massima capacità di esportazione di energia elettrica dai **poli di produzione limitata**.

L'informazione preliminare di cui al punto a) costituisce un riferimento non vincolante per gli **Utenti del Dispacciamento**.

Le informazioni relative ai punti (b), (c), (d) costituiscono un riferimento vincolante per il **Gestore del Mercato**, ai fini della definizione degli esiti del **Mercato del Giorno Prima**.

Il **Gestore del Mercato** determina gli esiti del **Mercato del Giorno Prima**, procedendo all'accettazione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia,

includere le offerte integrative di vendita ed acquisto di energia presentate dal **Gestore** di cui alla presente sezione, con le modalità previste nell'ambito della Disciplina del Mercato Elettrico del **GME**.

4.7.5.1 *Previsione giornaliera della domanda di energia elettrica*

Il **Gestore** definisce la propria previsione della domanda di energia elettrica, articolata per **zona geografica** e periodo orario, al netto di:

- (a) energia destinata all'alimentazione delle **unità di produzione** idroelettriche di produzione e pompaggio nella fase di pompaggio;
- (b) energia prodotta e ceduta all'interno di un unico soggetto all'interno dello stesso sito.

La domanda di energia elettrica include le perdite di rete.

La domanda di energia indicata ad un'ora si riferisce al periodo di 60 minuti antecedente l'ora data. Ad esempio la domanda di energia all'ora 1 si riferisce al periodo temporale da 0:00:00 a 0:59:59.

La previsione della domanda di energia elettrica è effettuata utilizzando algoritmi consolidati descritti in dettaglio nel documento A.22 "Procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, sulla base di:

- (a) dati storici a consuntivo della domanda, al lordo delle perdite di rete, dedotti dai propri bilanci fisici calcolati lato generazione;
- (b) condizioni meteorologiche attese;
- (c) eventi socioeconomici in grado di influire sulla richiesta di energia elettrica noti in anticipo, quali ad esempio festività cittadine, scioperi di

particolari categorie produttive, trasmissioni televisive di particolare interesse.

4.7.5.2 *Limiti di transito tra le zone*

Il **Gestore**, nelle informazioni preliminari al mercato, fornisce al **Gestore del Mercato** i limiti della capacità di trasmissione di energia elettrica tra le **zone geografiche** e virtuali incrementati in considerazione degli effetti di telescatto delle **unità di produzione**, considerando le indisponibilità di fornitura del servizio dichiarate dai titolari delle medesime unità secondo le modalità riportate nel paragrafo [4.9.4](#) (“Approvvigionamento del servizio di telescatto nell’ambito della fase di programmazione di MSD”).

4.7.6 **Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle unità abilitate**

Gli **UdD** delle **unità abilitate**, avvalendosi della procedura di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto c](#), hanno l’obbligo di comunicare tempestivamente al **Gestore** e comunque entro le ore 15:00 (del giorno D), con riferimento al secondo giorno successivo il giorno di comunicazione (D+2), eventuali:

- (a) variazioni temporanee dei dati tecnici registrati nel **RUP**;
- (b) indisponibilità al servizio di dispacciamento;

qualora ricorrano le condizioni di cui al paragrafo [4.8.3](#) (“Esenzione dagli obblighi di offerta”);

- (c) vincoli di energia giornaliera per unità abilitate idroelettriche di sola produzione e di produzione e di pompaggio.

Gli **UdD** sono esonerati da tale comunicazione se le unità nella propria titolarità non sono interessate da variazioni rispetto a quanto comunicato nei giorni precedenti o rispetto ai dati registrati nel **RUP**.

Il **Gestore** utilizza le informazioni comunicate dagli **UdD** per le valutazioni relative allo stato della sicurezza del sistema elettrico, inclusa eventualmente l'attuazione del **PESSE**.

Il **Gestore** si riserva di ridefinire la tempistica di comunicazione dei dati di cui alla presente sezione, dandone comunicazione sul proprio sito internet, per far fronte ad eventuali condizioni di criticità nell'esercizio del sistema.

4.7.7 ***Determinazione degli esiti del Mercato del giorno prima***

Il **Gestore del mercato** determina gli esiti del **Mercato del giorno prima**, procedendo all'accettazione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia, incluse le offerte integrative di vendita ed acquisto di energia presentate dal **Gestore** di cui alla presente sezione, con le modalità previste nell'ambito della **Disciplina del Mercato Elettrico** del GME

4.7.8 ***Comunicazione degli esiti del MGP***

Il **Gestore del mercato** comunica al **Gestore** i **programmi preliminari cumulati di immissione e prelievo** aggregati per **punto di dispacciamento** e articolati per **periodo rilevante**.

I **programmi preliminari cumulati** relativi ai **punti di dispacciamento** indicano l'energia elettrica immessa in rete (prelevata dalla rete) nel **punto di dispacciamento**.

4.7.9 **Informazioni preliminari al Mercato di aggiustamento**

Il **Gestore** comunica al **Gestore del mercato**, entro il termine di presentazione delle offerte nel **Mercato di aggiustamento**, i margini residui di scambio di energia rispetto ai limiti di scambio ammissibili tra le **zone**.

Tali margini tengono conto di:

- I. **programmi preliminari cumulati di immissione e prelievo;**
- II. eventuali variazioni dei limiti di scambio rispetto a quelli utilizzati per il **Mercato del giorno prima**, anche a seguito di accidentalità sulla rete.

Qualora, a seguito di malfunzionamenti dei sistemi informatici del **Gestore** o del **Gestore del mercato**, i margini residui di scambio non possano essere valutati o comunicati, il **Gestore** dà disposizione al **Gestore del mercato** di porre tali margini pari a zero.

4.7.10 **Determinazione e comunicazione degli esiti del Mercato di aggiustamento**

Il **Gestore del mercato** determina gli esiti del **Mercato di aggiustamento**, procedendo all'accettazione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia, con le modalità previste nell'ambito della **Disciplina del Mercato Elettrico**.

Il **Gestore del mercato** comunica al **Gestore** i **programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo** aggregati per **punto di dispacciamento** e articolati per **periodo rilevante**.

I **programmi aggiornati cumulati** relativi ai **punti di dispacciamento** in immissione (prelievo) indicano l'energia elettrica immessa in rete (prelevata dalla rete) nel **punto di immissione** (nel **punto di prelievo**).

4.7.11 Mancata comunicazione degli esiti del Mercato dell'energia

4.7.11.1 Mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima

Qualora il **Gestore del mercato** non sia in grado di comunicare al **Gestore** gli esiti del **Mercato del giorno prima** in almeno un periodo orario della giornata entro 4 ore dal termine previsto dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi informatici del **Gestore del mercato**, si applica quanto segue:

- (a) il **Gestore** considera non validi ai fini delle **attività di dispacciamento** i **programmi preliminari cumulati di immissione e prelievo** per tutti i periodi rilevanti della giornata;
- (b) il **Gestore del mercato** ed il **Gestore** danno comunicazione con la massima tempestività, sui rispettivi siti internet, della mancata definizione e/o comunicazione degli esiti;
- (c) il **Gestore** definisce i **programmi finali cumulati** procedendo come descritto al paragrafo [4.9.8.1](#);
- (d) il **Mercato di aggiustamento** non viene tenuto.

L'**Autorità** definisce con proprio procedimento le partite economiche relativamente alle giornate in esame, incluse le modalità di applicazione degli oneri di sbilanciamento.

4.7.11.2 *Mancata comunicazione degli esiti del Mercato di aggiustamento*

Qualora il **Gestore del Mercato** non sia in grado di comunicare al **Gestore** gli esiti del **Mercato di aggiustamento** in almeno un periodo orario della giornata entro 2 ore dal termine previsto dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi informatici del **Gestore del mercato**, il **Gestore** determina i **programmi finali cumulati** a partire dagli esiti del **Mercato del giorno prima** per le ore in esame.

4.7.12 *Obblighi informativi connessi alla partecipazione del Gestore al Mercato dell'energia*

Il **Gestore** pubblica il giorno successivo a quello di competenza la quantità di energia elettrica acquistata in ciascun periodo orario nel **Mercato del giorno prima**.

Il **Gestore** pubblica il mese successivo a quello di competenza il costo sostenuto per acquistare l'energia elettrica nel **Mercato del giorno prima**.

4.8 **MODALITA' ED OBBLIGHI DI OFFERTA SUL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

4.8.1 *Modalità di presentazione delle offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento*

Il **Mercato per il servizio di dispacciamento** è gestito dal **Gestore del mercato** per conto del **Gestore**.

Il **MSD** si svolge in un'unica sessione relativa alle 24 ore del giorno successivo, successivamente alla chiusura del **Mercato dell'energia**.

4.8.2 **Obblighi di offerta**

Gli **Utenti del Dispacciamento** delle **unità di produzione** abilitate alla fornitura di risorse per:

- (a) la risoluzione a programma delle **congestioni**;
- (b) la **riserva secondaria di potenza**;
- (c) la **riserva terziaria di potenza**;
- (d) il **bilanciamento**;

hanno l'obbligo di inserire nella piattaforma del **Gestore del mercato** offerte predefinite per la partecipazione a **MSD**, in accordo al contenuto delle offerte descritto nel paragrafo [4.8.4](#) ("Contenuto e vincoli delle offerte su MSD").

Gli **utenti del dispacciamento** delle **unità abilitate** ai medesimi servizi hanno facoltà di inserire quotidianamente offerte non predefinite, in accordo al contenuto delle offerte descritto nella medesima sezione.

Il **Gestore** utilizza le offerte predefinite in carenza di offerte non predefinite, qualora non ricorrano le condizioni per esentare l'**unità di produzione** abilitata dai servizi di dispacciamento, di cui al paragrafo [4.8.3](#) ("Esenzione dagli obblighi di offerta").

Il **Gestore** monitora la conformità della condotta degli **utenti del dispacciamento** con gli obblighi di offerta su **MSD**. L'evidenza di comportamenti non conformi agli obblighi di offerta viene sottoposta all'attenzione dell'**Autorità** per i provvedimenti del caso.

4.8.3 ***Esenzione dagli obblighi di offerta***

4.8.3.1 ***Esenzione totale dagli obblighi di offerta***

Gli **UdD** sono esentati dall'obbligo di offerta sul **MSD** qualora ricorrano le condizioni di cui al seguito, con riferimento alle **unità di produzione** abilitate di cui sono titolari:

- (a) di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente, qualora intervengano condizioni idrologiche, per motivi di sicurezza idro-geologica, che impongano l'utilizzo ad un determinato valore di potenza;
- (b) di tipo idroelettrico non ad acqua fluente, soggette a servitù idro-geologiche, che impongano l'utilizzo ad un determinato valore di potenza;
- (c) con prove da eseguire richieste o concordate con il **Gestore**;
- (d) di tipo termoelettrico nella fase di avviamento sino al raggiungimento della potenza minima dell'unità, limitatamente alla fornitura del servizio di **bilanciamento**;
- (e) di tipo termoelettrico a carbone nella fase di spegnimento, limitatamente alla fornitura del servizio di **bilanciamento**;
- (f) durante il "periodo di rientro in servizio", come definito dalla delibera n. 111/06.

4.8.3.2 *Esenzione parziale dagli obblighi di offerta*

Gli **UdD** sono parzialmente esentati dall'obbligo di offerta sul **MSD**, ovvero soggetti all'obbligo di offerta limitatamente alla potenza disponibile sul **MSD**, qualora ricorrano le condizioni di cui al seguito, con riferimento alle **unità di produzione** abilitate di cui sono titolari:

- (a) di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente, qualora intervengano condizioni idrologiche, per motivi di sicurezza idro-geologica, che impongano l'utilizzo entro determinati valori di potenza;
- (b) di tipo idroelettrico non ad acqua fluente, soggette a servitù idro-geologiche, che impongano l'utilizzo entro determinati valori di potenza;
- (c) in manutenzione programmata o in coda di manutenzione;
- (d) in avaria;
- (e) soggette a vincoli di produzione per indisponibilità di elementi di rete comunicati da Terna in esito alla programmazione delle indisponibilità programmate o provenienti da rientri anticipati delle **UP** da indisponibilità programmate (di cui al paragrafo [4.7.2](#)), limitatamente alla quota di potenza corrispondente al vincolo di produzione comunicato;
- (f) soggette a vincoli ambientali (ATS, alta temperatura aria ambiente o inquinamento);
- (g) interessate da scioperi dichiarati compatibili con la sicurezza del sistema elettrico;
- (h) vincoli tecnologici dell'unità di produzione, documentabili su richiesta del **Gestore**.

4.8.4 *Contenuto e vincoli delle offerte su MSD*

4.8.4.1 Contenuto e vincoli delle offerte

a) Applicabilità

Le norme di cui al presente paragrafo [4.8.4.1](#) entreranno in vigore al completamento delle procedure di supporto nei sistemi informatici del **Gestore** e del **GME**.

Sino a tale data le offerte sul **MSD** dovranno essere conformi alle norme transitorie sul contenuto e vincoli di offerta, di cui al paragrafo [4.8.4.2](#). Ove non specificato esplicitamente, le previsioni di cui alla presente versione del [Capitolo 4](#) del Codice di rete fanno riferimento alle norme transitorie sul contenuto e vincoli di offerta.

Il **Gestore** darà preavviso sul proprio sito con anticipo non inferiore a 30 giorni dell'entrata in vigore delle modalità di offerta di cui al presente paragrafo [4.8.4.1](#).

b) Contenuto delle offerte predefinite

Di seguito, ai punti b) e c) del presente paragrafo, con il termine “programma di riferimento” si intende il programma cui si riferiscono le offerte, ovvero il **programma aggiornato cumulato** nella fase di **programmazione del MSD** e il **programma vincolante in potenza** nella fase di gestione in tempo reale del **MSD**.

Per ogni periodo orario della giornata le offerte predefinite relative alle **UP** differenti dalle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio sono costituite da:

- (i) 1 prezzo per le offerte di vendita, relative ad incrementi di immissione dal maggior valore tra il programma di riferimento e la potenza minima sino alla potenza massima;
- (ii) 1 prezzo per le offerte di vendita, relative ad incrementi di immissione dal *minor valore* tra il programma di riferimento e la potenza minima sino al *maggior valore* tra le medesime quantità;
- (iii) 1 prezzo per le offerte di acquisto, relative a decrementi di immissione dal *maggior valore* tra il programma di riferimento e la potenza minima sino al *minor valore* tra le medesime quantità;
- (iv) 1 prezzo per le offerte di acquisto, relative a decrementi di immissione dal *minor valore* tra il programma di riferimento e la potenza minima sino a zero.

Le offerte di tipo (ii) esprimono il prezzo per la disponibilità all'accensione dell'unità, mentre le offerte di tipo (iv) esprimono il prezzo per la disponibilità allo spegnimento.

Per ogni periodo orario della giornata le offerte predefinite relative alle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio sono costituite da:

- (v) 1 prezzo per le offerte di vendita, relative ad incrementi di immissione dal maggior valore tra il programma di riferimento e zero sino alla potenza massima;
- (vi) 1 prezzo per le offerte di vendita, relative ad incrementi di immissione dal *minor valore* tra il programma di riferimento e zero sino al *maggior valore* tra le medesime quantità;
- (vii) 1 prezzo per le offerte di acquisto, relative a decrementi di immissione dal *maggior valore* tra il programma di riferimento e zero sino al *minor valore* tra le medesime quantità;

(viii) 1 prezzo per le offerte di acquisto, relative a decrementi di immissione dal *minor valore* tra il programma di riferimento e zero sino alla potenza minima.

c) Contenuto delle offerte non predefinite

Per ogni periodo orario della giornata le offerte relative ad una **UP** sono costituite analogamente alle offerte predefinite.

Per le **UP** differenti dalle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio:

- ❖ qualora il programma di riferimento sia maggiore della potenza minima, non saranno attive le offerte di vendita di tipo (ii);
- ❖ qualora il programma di riferimento sia minore della potenza minima, non saranno attive le offerte di acquisto di tipo (iii).

Per le **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio:

- ❖ qualora il programma di riferimento sia maggiore di zero, non saranno attive le offerte di vendita di tipo (vi);
- ❖ qualora il programma di riferimento sia minore di zero, non saranno attive le offerte di acquisto di tipo (vii).

Qualora per le unità termoelettriche siano presentate offerte di acquisto di tipo (iv), si intende che l'unità è disponibile all'azzeramento dell'immissione.

Per l'intera giornata, dovrà inoltre essere indicata:

- ❖ limitatamente alle **UP** idroelettriche (diverse dalle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio):
 - l'energia giornaliera massima che può essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**;

- l'energia giornaliera minima che deve essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**. L'indicazione dell'energia minima giornaliera è opzionale;
- ❖ limitatamente alle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio:
 - l'energia giornaliera che può essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP** ed al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di prelievo**, questi ultimi presi con il segno negativo e ridotti del rendimento della **UP** in fase di pompaggio;
 - l'energia giornaliera che può essere prelevata dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**, incrementati del reciproco del rendimento della **UP** in fase di pompaggio, ed al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di prelievo**, questi ultimi presi con il segno negativo.

d) Vincoli sui prezzi offerti

Per una data unità e periodo orario, le offerte delle unità differenti da quelle idroelettriche di produzione e pompaggio debbono necessariamente presentare prezzi decrescenti nel seguente ordine:

- (i) Offerta di Vendita Tipo (a);
- (ii) Offerta di Vendita di Tipo (b);
- (iii) Offerta di Acquisto di Tipo (c);
- (iv) Offerta di Acquisto di Tipo (d).

Per una data unità e periodo orario, le offerte delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio debbono necessariamente presentare prezzi decrescenti nel seguente ordine:

- (v) Offerta di Vendita Tipo (e);
- (vi) Offerta di Vendita di Tipo (f);
- (vii) Offerta di Acquisto di Tipo (g);
- (viii) Offerta di Acquisto di Tipo (h).

Questo vincolo esprime la necessità che le curve di offerta siano convesse in modo da permettere la convergenza del processo di selezione delle offerte stesse.

Qualora in un periodo orario il criterio non sia rispettato passando da un tipo di offerta all'altra, i prezzi dell'unità sono posti pari al valore medio dei due.

Le offerte di vendita e di acquisto devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta ^{2 3}:

- (i) dal 1° al 6° periodo orario;
- (ii) dal 7° al 22° periodo orario;
- (iii) dal 23° al 24° periodo orario.

² Nei giorni di passaggio dall'ora solare all'ora legale, le offerte a salire e a scendere devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta:

- dal 1° al 5° periodo orario,
- dal 6° al 21° periodo orario,
- dal 22° al 23° periodo orario.

³ Nei giorni di passaggio dall'ora legale all'ora solare, le offerte a salire e a scendere devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta:

- dal 1° al 7° periodo orario,
- dal 8° al 23° periodo orario,
- dal 24° al 25° periodo orario.

Tale soluzione è resa necessaria per semplificare la gestione in tempo reale del bilanciamento, evitando al contempo perturbazioni al sistema elettrico dovute a possibili variazioni dei dati tecnici delle unità nel passaggio da un periodo orario al successivo.

Qualora tale vincolo non sia rispettato in un blocco di ore e per una tipologia di offerta, il **Gestore** utilizza per quel blocco di ore e tipologia di offerta il prezzo presentato per la prima ora appartenente al blocco.

Il **Gestore** trasmette al **Gestore del Mercato** il prezzo variato per consentire la corretta valorizzazione economica delle offerte.

4.8.4.2 *Norme transitorie sul contenuto ed i vincoli delle offerte*

a) Contenuto delle offerte predefinite

Per ogni periodo orario della giornata le offerte predefinite relative ad una **UP** sono costituite da:

- (i) 1 prezzo per le offerte di vendita;
- (ii) 1 prezzo per le offerte di acquisto.

b) Contenuto delle offerte non predefinite

Per ogni periodo orario della giornata le offerte relative ad una **UP** sono costituite da:

- (i) 1 prezzo per le offerte di vendita;
- (ii) 1 prezzo per le offerte di acquisto;
- (iii) indicazione di disponibilità dell'unità all'azzeramento dell'immissione, limitatamente alle unità termoelettriche. La disponibilità all'azzeramento

dell'immissione dell'unità è convenzionalmente specificata indicando una quantità offerta in acquisto maggiore o uguale del **programma aggiornato cumulato** dell'unità stessa.

Per l'intera giornata, dovrà inoltre essere indicata:

- (a) limitatamente alle **UP** idroelettriche (diverse dalle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio):
 - I. l'energia giornaliera massima che può essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**;
 - II. l'energia giornaliera minima che deve essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**. L'indicazione dell'energia minima giornaliera è opzionale;
- (b) limitatamente alle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio:
 - III. l'energia giornaliera che può essere immessa dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP** ed al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di prelievo**, questi ultimi presi con il segno negativo e ridotti del rendimento della **UP** in fase di pompaggio;
 - IV. l'energia giornaliera che può essere prelevata dall'unità, al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di immissione** della **UP**, incrementati del reciproco del rendimento della **UP** in fase di pompaggio, ed al lordo dei **programmi aggiornati cumulati di prelievo**, questi ultimi presi con il segno negativo.

c) Vincoli sui prezzi offerti

Per una data unità e periodo orario, il prezzo dell'offerta di vendita ("offerta a salire") deve essere necessariamente maggiore del prezzo dell'offerta di acquisto ("offerta a scendere").

Questo vincolo esprime la necessità che le curve di offerta siano convesse in modo da permettere la convergenza del processo di selezione delle offerte.

Qualora il criterio non sia rispettato, i prezzi a salire e a scendere dell'unità sono posti pari al valore medio dei due.

Le offerte a salire e a scendere devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta ⁴ ⁵:

- (i) dal 1° al 6° periodo orario;
- (ii) dal 7° al 22° periodo orario;
- (iii) dal 23° al 24° periodo orario.

Tale soluzione è resa necessaria per semplificare la gestione in tempo reale del bilanciamento, evitando al contempo perturbazioni al sistema elettrico

⁴ Nei giorni di passaggio dall'ora solare all'ora legale, le offerte a salire e a scendere devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta:

- dal 1° al 5° periodo orario,
- dal 6° al 21° periodo orario,
- dal 22° al 23° periodo orario.

⁵ Nei giorni di passaggio dall'ora legale all'ora solare, le offerte a salire e a scendere devono essere presentate, per ciascuna **unità abilitata**, con prezzi unitari costanti negli intervalli orari del giorno in cui viene presentata l'offerta:

- dal 1° al 7° periodo orario,
- dal 8° al 23° periodo orario,
- dal 24° al 25° periodo orario.

dovute a possibili variazioni dei dati tecnici delle unità nel passaggio da un periodo orario al successivo.

Qualora tale vincolo non sia rispettato in un blocco di ore e per una tipologia di offerta (a salire/scendere), il **Gestore** utilizza per quel blocco di ore e tipologia di offerta il prezzo presentato per la prima ora appartenente al blocco.

Il **Gestore** trasmette al **Gestore del Mercato** il prezzo variato per consentire la corretta valorizzazione economica delle offerte.

4.8.5 ***Prezzi di offerta per le Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico***

Ai sensi degli articoli 64 e 65 della delibera n. 111/06, il prezzo di offerta per un periodo orario delle **UP essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico**, nei periodi orari definiti dal **Gestore** di cui al paragrafo [4.7.4](#) (“Gestione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sul Mercato dell’energia”), è pari al prezzo di valorizzazione dell’energia elettrica venduta nel **Mercato del giorno prima** della zona in cui è localizzata l’unità, mediato sulle ore che compongono la fascia oraria di cui al paragrafo [4.8.4.2 punto c](#) (“Vincoli sui prezzi offerti”) in cui cade il periodo orario in esame.

Ai sensi dell’articolo 65, comma 3, della delibera n. 111/06 dell’**Autorità**, il prezzo di offerta delle **UP essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico** ammesse alla reintegrazione dei costi nelle rimanenti ore è pari al costo variabile riconosciuto di cui al comma 64.6 della stessa delibera.

4.9 FASE DI PROGRAMMAZIONE DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

4.9.1 Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate

Gli **UdD** delle **unità di produzione** abilitate, avvalendosi della procedura di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto c](#), hanno l'obbligo di comunicare tempestivamente al **Gestore**, quotidianamente entro le ore 15:00 con riferimento al giorno successivo, eventuali:

- (a) variazioni temporanee dei dati tecnici registrati nel **RUP**;
- (b) indisponibilità al servizio di dispacciamento;

qualora ricorrano le condizioni di cui al paragrafo [4.8.3](#) (“Esenzione dagli obblighi di offerta”) e secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);

- (c) vincoli di energia giornaliera per **unità abilitate** idroelettriche di sola produzione e di produzione e di pompaggio.

Gli **UdD** sono esonerati da tale comunicazione se le unità nella propria titolarità non sono interessate da variazioni rispetto a quanto comunicato nei giorni precedenti, nella mattina del giorno corrente, ai sensi del paragrafo [4.7.6](#) (“Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle unità abilitate”), o rispetto ai dati registrati in **RUP**.

Il **Gestore** utilizza le informazioni comunicate dagli **UdD** per la definizione delle quantità offerte per la **fase di programmazione**.

Il **Gestore** si riserva di ridefinire la tempistica di comunicazione dei dati di cui alla presente sezione, dandone comunicazione sul proprio sito internet.

4.9.2 Definizione delle quantità offerte dalle unità di produzione per la fase di programmazione di MSD

Ai fini della **fase di programmazione**, il **Gestore** definisce le quantità offerte dalle **UP** a partire dai loro dati tecnici.

La quantità in vendita (quantità “a salire”) indica la massima quantità di energia oraria messa a disposizione nel **punto di immissione** per aumento di immissione o riduzioni di prelievo rispetto all’energia specificata per l’ora nei **programmi aggiornati cumulati dell’UP**.

La quantità in acquisto (quantità “a scendere”) indica la massima quantità di energia oraria messa a disposizione nel **punto di immissione** per riduzioni di immissione o incremento di prelievo rispetto all’energia specificata per l’ora nei **programmi aggiornati cumulati dell’UP**.

4.9.2.1 Offerte non predefinite

Il **Gestore** definisce le quantità orarie di energia messe a disposizione, in vendita ed in acquisto, dalle **UP** per la **fase di programmazione** sulla base dei dati tecnici, eventualmente aggiornati dagli **UdD** attraverso la procedura di cui al precedente paragrafo [4.9.1](#) (“Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate”)

Le quantità in vendita ed in acquisto sono pari a:

- (a) per le offerte di vendita, la differenza tra la potenza massima nel periodo orario e il **programma aggiornato cumulato di immissione o prelievo**;
- (b) per le offerte di acquisto, la differenza tra il **programma aggiornato cumulato di immissione o prelievo** e:

- (i) zero, per le **unità di produzione** termoelettriche che si sono dichiarate disponibili all'azzeramento dell'immissione;
- (ii) la potenza minima, per altre **unità di produzione**.

Con riferimento ad un periodo orario, le quantità offerte sono poste pari a zero:

- (a) se negative;
- (b) se la **UP** è indisponibile ai servizi di dispacciamento.

Per ciascun periodo orario, la potenza massima e minima faranno convenzionalmente riferimento, se variate, al valore definito all'inizio dell'ora.

Ad esempio per il primo periodo orario si farà riferimento a eventuali variazioni dei dati tecnici inserite dall'**UdD** in corrispondenza alle ore 0:00;; per il 24-mo periodo orario a quelle inserite in corrispondenza alle ore 23:00.

Le quantità orarie in vendita ed in acquisto indicate sulla piattaforma del **Gestore del mercato** non sono quindi tenute in considerazione dal **Gestore**, con l'eccezione della quantità a scendere per le **UP** termoelettriche, utilizzata per indicare la disponibilità all'azzeramento dell'immissione, come indicato nel paragrafo [4.8.4](#) ("Contenuto e vincoli delle offerte su MSD").

Limitatamente alle unità idroelettriche ed alle unità idroelettriche di produzione e pompaggio, saranno presi in considerazione i valori inseriti sulla piattaforma del **Gestore del mercato** relativi alla energia giornaliera che può essere immessa e, per le sole **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio, prelevata.

Qualora per le **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio non siano inseriti i valori per l'energia massima che può essere immessa o prelevata, si assumerà che l'energia corrispondente è senza limiti.

Qualora per le **UP** idroelettriche non sia inserito il valore per l'energia massima che può essere immessa, si assumerà che l'energia corrispondente è senza limiti.

Qualora per le **UP** idroelettriche non sia inserito il valore di energia minima che può essere immessa, si assumerà che l'energia corrispondente è pari a zero.

Qualora il valore comunicato dall'**UdD** per l'energia massima che può essere immessa o prelevata non sia congruente con i **programmi aggiornati cumulati di immissione o prelievo**, il **Gestore** modifica l'energia massima immessa o prelevata per quanto necessario a renderla congrua con il **programma aggiornato cumulato**.

Qualora il valore comunicato dall'**UdD** per l'energia minima che deve essere immessa dalle **UP** idroelettriche sia superiore al valore risultante dai **programmi aggiornati cumulati di immissione o prelievo**, il **Gestore** pone a zero tale energia minima.

4.9.2.2 *Offerte predefinite*

Per le offerte predefinite, si applica quanto sopra definito con le seguenti precisazioni:

- (a) il **Gestore** considera le **UP** termoelettriche disponibili all'azzeramento delle immissioni;
- (b) il **Gestore** calcola le energie giornaliere che possono essere immesse o prelevate dalla **UP** in modo tale da permettere la realizzazione dei **programmi aggiornati cumulati** di immissione e prelievo.

4.9.3 Selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento

Nella **fase di programmazione**, il **Gestore** utilizza le offerte presentate dagli **Utenti del Dispacciamento** delle **unità abilitate** alla fornitura di risorse per:

- (a) la risoluzione a programma delle **congestioni**;
- (b) la **riserva secondaria di potenza**;
- (c) la **riserva terziaria di potenza**;

allo scopo di:

- (i) coprire la propria previsione del fabbisogno di energia oraria;
- (ii) risolvere le **congestioni** sulla **rete rilevante**;
- (iii) coprire il fabbisogno di **riserva secondaria di potenza**, costituendo gli opportuni margini di **riserva secondaria di potenza**;
- (iv) coprire il fabbisogno di **riserva terziaria di potenza**, costituendo gli opportuni margini di **riserva terziaria di potenza**;

con l'obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Il processo di selezione delle offerte definisce il **programma finale cumulato** delle **unità di produzione abilitate**.

4.9.3.1 *Processo di costituzione dei margini di riserva*

Per la costituzione dei margini di **riserva terziaria di potenza** a salire, il **Gestore** può disporre l'ingresso o la permanenza in servizio per il giorno successivo di **UP abilitate** escluse dal **Mercato dell'energia**.

Per la costituzione dei margini di **riserva terziaria di potenza** a scendere, il **Gestore** utilizza prioritariamente le offerte a scendere presentate per le **UP** per le quali gli **Utenti del Dispacciamento** abbiano indicato la disponibilità all'azzeramento dell'immissione, compatibilmente con la localizzazione dell'unità e, se necessario, del successivo tempo di rientro in servizio. Qualora tali offerte non siano sufficienti, il **Gestore** può disporre lo spegnimento di **UP abilitate** che non abbiano indicato la disponibilità all'azzeramento, procedendo secondo l'ordine decrescente di prezzo "a scendere", della localizzazione delle unità e se necessario del successivo tempo di rientro in servizio.

Per la costituzione della opportuna **semibanda di riserva secondaria** a salire (a scendere) il **Gestore** riduce (incrementa) la produzione delle **unità abilitate** alla regolazione, variando di conseguenza la produzione delle unità non abilitate.

4.9.3.2 *Vincoli nel processo di selezione delle offerte*

Nel processo di selezione delle offerte della **fase di programmazione**, il Gestore considera per le **unità di produzione** i vincoli di seguito riportati:

- (a) rispetto delle quantità orarie offerte in vendita ed in acquisto, fatta salva la possibilità di spegnimento dell'unità;
- (b) rispetto della **semibanda di riserva secondaria** dichiarata in **RUP** o aggiornata tramite RUP dinamico;

- (c) nel caso di spegnimento dell'unità, la quantità da zero sino al minor valore tra la potenza minima e il **programma aggiornato cumulato** si intende indivisibile;
- (d) nel caso di accensione di unità termoelettriche di tipologia differente dai turbogas a ciclo aperto, il **Gestore** definisce la rampa di presa di carico per il raggiungimento della potenza minima, con le modalità appresso descritte. Detta H la prima ora della giornata in esame in cui il **programma finale cumulato** è maggiore o uguale della potenza minima:
 - (i) nell'ora H-1 della giornata in esame, viene accettata una quantità a salire pari a due terzi della potenza minima;
 - (ii) nell'ora H-2 della giornata in esame, viene accettata una quantità a salire pari a un terzo della potenza minima.

Nelle ore H-2 e H-1, il prezzo offerto a salire deve essere non superiore a quello offerto nell'ora H. Qualora tale condizione non sia rispettata, il **Gestore** non considera la rampa di avviamento;

- (e) rispetto del vincolo di gradiente a salire ed a scendere, limitatamente alle **UP** termoelettriche.

Per gradiente a salire si intende il maggior valore tra:

- (i) il valore di gradiente di potenza a salire dichiarato su **RUP/RUP** dinamico per il periodo orario preso in considerazione;
- (ii) la differenza tra il **programma aggiornato cumulato in fase di programmazione** relativo al periodo orario preso in considerazione e quello relativo al periodo orario precedente, moltiplicata per il fattore di conversione dimensionale 1/60;

per gradiente a scendere si intende il maggior valore tra:

- (i) il valore di gradiente di potenza a scendere dichiarato su **RUP/RUP** dinamico per il periodo orario preso in considerazione;
- (ii) la differenza tra il **programma aggiornato cumulato in fase di programmazione** relativo al periodo orario precedente a quello preso in considerazione e quello relativo al periodo orario preso in considerazione, moltiplicata per il fattore di conversione dimensionale 1/60;

per la valutazione del vincolo di gradiente nella prima ora della giornata in esame, si farà riferimento all'ultima ora del giorno precedente;

- (f) rispetto del vincolo di permanenza in servizio delle **UP** termoelettriche:
 - (i) turbogas a ciclo aperto: ingresso/uscita con durata minima in servizio di 4 ore, al di sopra della potenza minima;
 - (ii) altre unità termoelettriche: ingresso/uscita con durata minima in servizio al di sopra della potenza minima di 16 ore, con permanenza nello stesso assetto per blocchi di 4 ore consecutive, fatto salvo quanto specificato al successivo punto (g);
- (g) qualora sul **Mercato dell'energia** una **UP** termoelettrica risulti non accettata⁶ in un periodo orario e in tutti quelli precedenti, tale unità può essere posta in servizio solo a periodo di avviamento completato. Il periodo di avviamento:
 - (i) decorre dall'ora della comunicazione di avviamento da parte del **Gestore**. Tale comunicazione può essere costituita dalla pubblicazione dei **programmi finali cumulati** o da specifica comunicazione di preavviso con mezzi idonei (fax, e-mail);
 - (ii) è di durata pari al tempo di avviamento dichiarato dall'**UdD**;

⁶ In un dato periodo orario, si considerano non accettate dal **mercato dell'energia** quelle unità con **programma aggiornato cumulato** non superiore alla soglia di tolleranza, fissata pari a 1 MWh.

qualora il vincolo derivante dal tempo di avviamento dell'**UP**, di cui al punto presente, ed il vincolo di permanenza in servizio, di cui al precedente punto (f), non siano tra loro compatibili, il **Gestore** dà priorità:

- (i) al vincolo sul tempo di permanenza in servizio, per le **UP** termoelettriche che sono programmate in servizio nel 22° periodo orario ⁷ del giorno precedente a quello di programmazione, derogando pertanto dal vincolo sul tempo di avviamento;
- (ii) al vincolo sul tempo di avviamento, per le **UP** termoelettriche che non sono in servizio nel 22° periodo orario ⁸ del giorno precedente a quello di programmazione, derogando pertanto dal vincolo sul tempo di permanenza in servizio;
- (h) rispetto della massima energia giornaliera che è possibile immettere in rete o prelevare dalla rete da parte di **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio;
- (i) rispetto della massima e minima energia giornaliera che è possibile immettere in rete da parte delle **UP** idroelettriche.

4.9.4 ***Approvvigionamento del servizio di telescatto nell'ambito della fase di programmazione di MSD***

Gli **UdD**, titolari di **unità di produzione** dotate di dispositivo di telescatto, sono tenuti a comunicare al **Gestore** l'eventuale indisponibilità al servizio di telescatto delle medesime **unità di produzione** entro un'ora dal termine di presentazione delle informazioni preliminari al **Mercato del giorno prima**.

⁷ 21° e 23° periodo orario rispettivamente nei giorni di passaggio dall'ora solare all'ora legale e viceversa.

⁸ 21° e 23° periodo orario rispettivamente nei giorni di passaggio dall'ora solare all'ora legale e viceversa.

Le **unità di produzione** disponibili al servizio di telescatto, che risultano dispacciate in esito ai **Mercato dell'energia**, devono fornire il medesimo servizio per tutti i **periodi rilevanti** caratterizzati dall'incremento della **capacità di trasporto** tra la propria **zona** e quella interconnessa.

Il **Gestore** individua nelle varie **zone**, la potenza da assoggettare ai dispositivi di telescatto sulle **unità di produzione** disponibili al medesimo servizio, tale da assicurare la gestione in sicurezza del sistema **elettrico nazionale**.

Qualora in esito ai **Mercato dell'energia** risultino dispacciate più **unità di produzione** disponibili al servizio di telescatto nella stessa **zona**, e il **Gestore** ritenga sufficiente avvalersi del servizio di una sola di esse, il dispositivo di telescatto sarà reso attivo sull'**unità di produzione** che ha presentato la migliore offerta a scendere sul **MSD** e, in caso di parità, sull'**unità di produzione** che ha presentato l'offerta più alta a salire sul **MSD**.

Qualora l'esito dei **Mercato dell'energia** non preveda la presenza in servizio delle **unità di produzione** disponibili al telescatto, il **Gestore** può comunque selezionare, se necessario ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, tali unità sul **MSD** secondo l'ordine di merito economico delle offerte presentate dall'**UdD** titolare delle medesime unità.

4.9.5 ***Procedura di selezione delle offerte nella fase di programmazione***

Al fine della selezione delle offerte, il **Gestore** procede come descritto nel documento A.22 "Procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Tale documento descrive gli algoritmi, i modelli di rete e le procedure utilizzate per la selezione delle risorse nel **Mercato per il servizio di dispacciamento**, limitatamente alla **fase di programmazione**.

4.9.6 **Quantità accettate nella fase di programmazione e remunerazione**

Qualora, in esito al processo di selezione delle offerte, il **programma finale cumulato** sia maggiore del **programma aggiornato cumulato**, si intende che:

- (a) l'offerta di vendita è accettata per una quantità pari al valore assoluto della differenza dei due programmi;
- (b) l'offerta di acquisto è rifiutata.

Qualora il **programma finale cumulato** sia minore del **programma aggiornato cumulato**, si intende che:

- (a) l'offerta di vendita è rifiutata;
- (b) l'offerta di acquisto è accettata per una quantità pari alla differenza dei due programmi.

Qualora non ricorra alcuna delle precedenti condizioni, entrambe le offerte sono rifiutate.

Le offerte accettate sono valorizzate al prezzo di offerta.

4.9.7 Programmi finali cumulati e programmi vincolanti

4.9.7.1 Comunicazione dei programmi finali cumulati

Il **Gestore** comunica al **Gestore del Mercato** le quantità accettate da ciascuna offerta.

Il **Gestore del Mercato** rende disponibili agli **UdD** i **programmi finali cumulati** delle **UP** di propria competenza.

Il **Gestore** rende disponibile sul proprio sito internet agli **UdD** delle **UP** selezionate per la fornitura del servizio di **riserva secondaria di potenza**, l'indicazione della **semibanda di riserva secondaria** richiesta alle unità di loro competenza.

4.9.7.2 Definizione dei programmi vincolanti

A seguito della definizione dei **programmi finali cumulati**, il **Gestore** definisce i **programmi vincolanti** per tutte le **unità abilitate** al servizio di dispacciamento, secondo le condizioni descritte nel documento A.25 “Modalità di determinazione dei programmi vincolanti” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** rende disponibile sul proprio sito internet agli **UdD** il **programma vincolante** delle **unità abilitate** nella propria disponibilità, in esito alla **fase di programmazione del MSD**.

Il **Gestore** comunica altresì i **programmi vincolanti** delle **unità abilitate** al **Gestore del mercato**, che li rende disponibili sul proprio sito internet.

4.9.8 Definizione dei programmi vincolanti nel caso di mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima e del Mercato per il servizio di dispacciamento

4.9.8.1 Mancata comunicazione degli esiti del Mercato del giorno prima

Qualora ricorrano le condizioni di cui al paragrafo [4.7.11.1](#), il **Gestore** procede come segue:

- (a) considera valide le offerte predefinite per le **UP abilitate**, comunicate entro le ore 00:00 del giorno precedente quello cui le offerte fanno riferimento;

La precedente previsione, di cui al presente punto (a), entrerà in vigore al completamento delle procedure di supporto nei sistemi informatici del Gestore e transitoriamente si applica la seguente previsione:

considera valide le offerte economiche per le **UP abilitate** utilizzate per lo svolgimento del **MSD** immediatamente precedente;

- (b) considera pari a zero i **programmi aggiornati cumulati** delle **UP abilitate**;
- (c) calcola le quantità offerte per tutte le **UP abilitate** utilizzando i dati tecnici delle **unità abilitate**, registrati nel RUP, come eventualmente modificati a seguito delle comunicazioni di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);
- (d) considera i programmi di acquisto e vendita delle unità non abilitate pari a quelli definiti in esito al **Mercato dell'energia** per il giorno più prossimo a quello in considerazione e della stessa categoria:

- (i) festivo;
- (ii) feriale pre-festivo;
- (iii) feriale post-festivo;
- (iv) feriale, non appartenente alle precedenti categorie.

Il **Gestore** definisce sulla base delle precedenti assunzioni i **programmi cumulati finali**.

Il **Gestore** definisce in ciascun quarto d'ora i **programmi vincolanti** delle **unità abilitate**, secondo le consuete modalità.

Il **Gestore** rende disponibile sul proprio sito agli **UdD** delle **UP abilitate** i **programmi vincolanti** delle unità di propria competenza.

Il **Gestore** pubblica sul proprio sito il giorno di riferimento adottato per la definizione dei programmi di acquisto e vendita delle unità non abilitate.

Gli **UdD** delle unità non abilitate hanno l'obbligo di conformarsi a tali programmi, compatibilmente con lo stato di disponibilità delle proprie unità.

4.9.8.2 *Mancata comunicazione delle offerte del MSD*

La condizione di “mancata comunicazione delle offerte MSD” si verifica qualora il **Gestore del Mercato** non sia in grado di comunicare al **Gestore** le offerte del **MSD** di uno o più periodi orari del giorno cui queste fanno riferimento, entro 2 ore dal termine previsto dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

Il **Gestore** dà comunicazione dell'anomalia con la massima tempestività sul proprio sito internet.

Ai fini dello svolgimento del **MSD**, il **Gestore** considera valide le offerte predefinite per le **UP abilitate**, comunicate entro le ore 00:00 del giorno precedente quello cui le offerte fanno riferimento.

La precedente previsione entrerà in vigore al completamento delle procedure di supporto nei sistemi informatici del Gestore e transitoriamente si applica la previsione di cui al seguito.

Ai fini dello svolgimento del **MSD**, il **Gestore** considera valide le offerte economiche per le **UP abilitate** utilizzate per lo svolgimento del **MSD** immediatamente precedente.

4.9.8.3 *Mancata comunicazione degli esiti del Mercato per il servizio di dispacciamento*

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore** non sia in condizione di comunicare i **programmi finali cumulati** secondo le procedure definite alla presente sezione [4.9](#) (“Fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento”), il **Gestore** pone i medesimi **programmi finali cumulati** pari ai **programmi aggiornati cumulati** di immissione e prelievo (ovverosia i programmi in esito a **MA**).

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore** non sia in condizione di comunicare i **programmi vincolanti** delle **UP abilitate** secondo quanto previsto al paragrafo [4.9.7.2](#), i medesimi **programmi vincolanti** sono determinati dividendo per quattro l’energia elettrica corrispondente ai **programmi finali cumulati**, eventualmente definiti secondo quanto definito al precedente capoverso.

Qualora, a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore** non sia in condizione di rendere disponibili sul proprio sito l’indicazione della **semibanda di riserva secondaria di potenza** delle **UP**

abilitate, il **Gestore** provvede a comunicare agli **UdD** i medesimi dati per mezzo di idonei strumenti di comunicazione (e-mail, fax).

Qualora, a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore** non sia in condizione di rendere disponibili sul proprio sito i **programmi vincolanti** si considerano validi i **programmi vincolanti** pubblicati dal **Gestore del mercato** sul suo sito internet.

Di ogni anomalia il **Gestore** dà comunicazione con la massima tempestività sul proprio sito internet.

4.9.9 ***Obblighi informativi connessi alla fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento***

Il **Gestore** pubblica sul proprio sito il giorno successivo a quello di competenza della **fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento**:

- (a) le quantità complessive di energia elettrica oggetto di offerte di acquisto e di vendita accettate a valle della **fase di programmazione**;
- (b) i flussi di energia tra le **zone** risultanti in esecuzione dei **programmi finali cumulati**, quali indicatori dell'utilizzo della **rete rilevante**;
- (c) il valore medio orario dei prezzi delle offerte di acquisto e di vendita accettate a valle della **fase di programmazione**;
- (d) il prezzo dell'offerta di acquisto accettata a prezzo più alto e dell'offerta di vendita accettata a prezzo più basso a valle della **fase di programmazione**.

4.10 GESTIONE DELLE RISORSE PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

4.10.1 Obblighi di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate

Gli **UdD** delle **unità di produzione abilitate**, avvalendosi della procedura di cui al paragrafo [4.3.2.7 punto c](#), hanno l'obbligo di comunicare tempestivamente al **Gestore**, in tempo reale, eventuali:

- (a) variazioni temporanee dei dati tecnici registrati nel **RUP**;
- (b) indisponibilità al servizio di dispacciamento;

qualora ricorrano le condizioni di cui alla sezione [4.8.3](#) (“Esenzione dagli obblighi di offerta”) e secondo le modalità descritte nel paragrafo [4.3.2.7 punto c](#);

- (c) vincoli di energia giornaliera per **unità abilitate** idroelettriche di sola produzione e di produzione e di pompaggio.

Le **unità di produzione** abilitate nel periodo di variazione temporanea dei dati tecnici:

- (a) ricevono **ordini di dispacciamento** compatibili con le variazioni comunicate;
- (b) devono considerare variato il loro **programma vincolante modificato**, conformemente alle variazioni comunicate;
- (c) sono soggette allo sbilanciamento effettivo valorizzato in accordo a quanto previsto negli articoli 39 e 40 della delibera n. 111/06 dell'**Autorità**, nel caso in cui le variazioni comunicate comportino il mancato rispetto del **programma vincolante**.

Le **unità di produzione** abilitate nel periodo di indisponibilità:

- (d) non ricevono **ordini di dispacciamento**;
- (e) non ricevono alcuna remunerazione per la fornitura del servizio di **bilanciamento**;
- (f) devono considerare annullati gli **ordini di dispacciamento** precedentemente impartiti.

Al termine del periodo di indisponibilità tornano ad essere validi, al fine della determinazione del **programma vincolante modificato**, gli eventuali **ordini di dispacciamento** precedenti il periodo di indisponibilità.

4.10.2 Gestione delle risorse per il servizio di riserva secondaria di potenza

In presenza di squilibri tra immissioni e prelievi di energia, l'equilibrio viene ripristinato dall'azione automatica della **regolazione primaria di frequenza e secondaria di frequenza/potenza**.

Il servizio di **riserva secondaria di potenza** è gestito dal **Gestore** attraverso il sistema automatico di regolazione descritto nel documento A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli **UdD** delle **UP** selezionate per la fornitura del servizio di **riserva secondaria di potenza** nella **fase di programmazione** rendono autonomamente disponibile la **semibanda di riserva secondaria** loro comunicata ai sensi del paragrafo [4.9.7.1](#) ("Comunicazione dei programmi finali cumulati").

Il **Gestore** può richiedere in tempo reale a tali unità la sospensione o il ripristino del servizio di **riserva secondaria di potenza**, come approvvigionato nella **fase di programmazione del MSD**.

Qualora le **UP** selezionate nella **fase di programmazione del MSD** risultino indisponibili alla fornitura del servizio, per avarie dell'unità o malfunzionamenti dei dispositivi di regolazione, oppure qualora le condizioni del sistema elettrico richiedano una banda di regolazione maggiore di quella programmata, il **Gestore** può richiedere in tempo reale la fornitura del servizio di **riserva secondaria di potenza** anche alle **UP abilitate** e non selezionate in precedenza sulla **fase di programmazione**, secondo le medesime modalità di dettaglio.

Nelle ore in cui la **UP** non risulta selezionata in **fase di programmazione**, l'**UdD** è tenuto a mettere a disposizione la **semibanda di riserva secondaria** registrata in **RUP**, come eventualmente aggiornata in tempo reale.

Gli **UdD** sono obbligati ad attuare quanto richiesto dal **Gestore** in tempo reale in merito alla attivazione e alla disattivazione del servizio di riserva secondaria attiva.

Il **Gestore** impartisce agli **UdD** istruzioni in merito alla fornitura del servizio di riserva secondaria di potenza mediante comunicazioni predefinite il cui contenuto è descritto nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento" e il cui formato è specificato nel documento A.34 "Sistema Comandi: Formato Messaggi" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** memorizza le richieste di attivazione e di disattivazione della **regolazione secondaria frequenza/potenza** allo scopo di consentire le successive operazioni di settlement.

4.10.3 **Gestione del servizio di bilanciamento**

4.10.3.1 *Gestione delle risorse per il bilanciamento*

Il **Gestore** ricorre alle risorse per il **bilanciamento** in tempo reale per il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica; la risoluzione di **congestioni**; il ripristino di adeguati margini di **riserva secondaria di potenza**.

Le unità non abilitate immettono energia elettrica rispettando i propri **programmi finali cumulati**.

Le **unità abilitate** immettono energia elettrica rispettando i propri **programmi vincolanti**, sino alla ricezione di un **ordine di dispacciamento** con l'indicazione del comportamento richiesto all'unità.

Le **unità abilitate** e disponibili sono tenute a fornire se richieste:

- (a) per il **bilanciamento** a salire, l'incremento dal **programma vincolante in potenza** sino alla potenza massima dell'unità, tenuto conto delle limitazioni che all'**unità** si applicano, dettagliate nel seguito.
- (b) per il **bilanciamento** a scendere, nella riduzione dal **programma vincolante in potenza** alla potenza minima dell'unità, tenuto conto delle limitazioni che all'**unità** si applicano, dettagliate nel seguito. Qualora necessario, si considera disponibile la riduzione di potenza sino a zero della **UPA**.

Ai fini della fornitura delle risorse per il **bilanciamento** l'unità è soggetta alle limitazioni provenienti da:

- la **semibanda di riserva secondaria** approvvigionata nella **fase di programmazione del MSD**, come eventualmente ridotta a seguito di comunicazioni di variazioni temporanee dei dati tecnici, di cui al paragrafo [4.10.1](#) “Obblighi di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate”, ovvero il cui inserimento è stato richiesto in tempo reale;
- i vincoli di energia giornaliera eventualmente comunicati, di cui al paragrafo [4.10.1](#) “Obblighi di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate”;
- le limitazioni della potenza massima e minima, di cui al paragrafo [4.10.6.2](#).

Le modalità di calcolo delle risorse da fornire ai fini della gestione del bilanciamento sono dettagliate nel documento A.23 “Procedura per l’attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.3.2 *Selezione delle risorse per il bilanciamento*

Qualora sia necessario operare azioni di **bilanciamento**, il **Gestore** seleziona la risorsa per il **bilanciamento** più economica, per mezzo di un algoritmo, descritto nel documento A.23 “Procedura per l’attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo, che elabora l’ordine di merito delle **unità abilitate**. L’algoritmo seleziona le risorse minimizzando il costo delle operazioni di **bilanciamento** risultante dall’accettazione delle offerte a salire ed a scendere, sotto i seguenti vincoli:

- (a) rispetto dell'incremento/decremento di potenza richiesto per l'azione di **bilanciamento** in termini di:
 - (i) quantità;
 - (ii) limiti temporali;
 - (iii) localizzazione geografica;
- (b) rispetto delle caratteristiche tecniche delle **unità abilitate**:
 - (iv) rispetto della quantità a salire/scendere disponibile al **bilanciamento** di ciascuna unità;
 - (v) gradiente di potenza a salire/scendere;
 - (vi) punti interdetti di funzionamento;
 - (vii) tempi di risposta ai comandi.

Le **congestioni** di rete sono risolte in tempo reale tenendo conto:

- (a) della localizzazione delle unità rispetto a sezioni di rete congestionate nonché della direzione dei transiti nella sezione stessa;
- (b) della localizzazione della unità sulla rete e della differente efficacia delle unità nel rimuovere la **congestione**, nel caso di **congestioni** intrazonali;
- (c) del prezzo della risorsa utilizzata.

Il **Gestore** può in ogni caso derogare, ai fini della gestione in sicurezza del **sistema elettrico nazionale**, dall'ordine di merito economico anche tenuto conto, oltre che dei precedenti, anche dei seguenti fattori:

- (a) esigenza di disporre o ricostituire opportuni margini di riserva di pronta utilizzazione;

- (b) disponibilità di energia delle **UP** idroelettriche;
- (c) andamento del fabbisogno nelle ore successive, in particolare ai fini dell'ingresso in parallelo o del distacco dei turbogas a ciclo semplice.

Una volta selezionate le offerte costituenti la soluzione del problema di ottimo vincolato il sistema genera, per ognuna delle **UPA** interessate dalle offerte selezionate, un **ordine di dispacciamento**.

4.10.3.3 *Gestione delle unità di produzione e pompaggio strategiche*

Le **unità di produzione e pompaggio strategiche** di cui all'Allegato A.31 sono utilizzate dal **Gestore** allo scopo di:

- (a) perseguire il rapido ripristino dell'equilibrio tra produzioni e carichi soprattutto a fronte di perturbazioni improvvise, affiancandosi alla **riserva secondaria di potenza** e permettendo il bilancio in potenza, ovvero il reintegro della corrispondente banda di regolazione;
- (b) gestire gli scarti con l'estero mantenendoli entro i limiti previsti dalle raccomandazioni emesse dall'**UCTE** per le reti interconnesse durante le rampe di presa di carico giornaliera, e più in generale per assicurare il bilancio in potenza;
- (c) consentire il controllo dell'equilibrio tra produzioni e **carichi** nelle ore di basso fabbisogno (ore notturne) qualora, in tempo reale, la produzione termica complessiva ai minimi tecnici di funzionamento sia incompatibile con il fabbisogno (eccesso di produzione non allocabile);
- (d) realizzare un adeguato controllo delle tensioni in particolari aree del sistema elettrico.

Inoltre in condizioni di emergenza durante le ore notturne, i prelievi delle medesime unità rappresentano un **carico** distaccabile, assieme ai **carichi interrompibili** senza preavviso e prioritariamente rispetto all'utenza diffusa.

4.10.4 **Ordini di dispacciamento**

Gli **ordini di dispacciamento** sono riferiti alle **unità abilitate**.

L'**ordine di dispacciamento** contiene le seguenti indicazioni:

- (a) identificativo dell'unità;
- (b) tempo a cui deve essere iniziata l'esecuzione dell'ordine, T_{INI} ;
- (c) tempo a cui deve essere completata l'esecuzione dell'ordine, T_{FIN} ;
- (d) il **programma vincolante in potenza** al tempo T_{INI} , $PV(T_{INI})$;
- (e) la variazione di potenza rispetto al **programma vincolante in potenza** al tempo T_{INI} , $DP(T_{INI})$;
- (f) il **programma vincolante in potenza** al tempo T_{FIN} , $PV(T_{FIN})$;
- (g) la variazione di potenza rispetto al **programma vincolante in potenza** al tempo T_{FIN} , $DP(T_{FIN})$;
- (h) stato continuazione comando: "Stai" oppure "Mantieni differenza".

Durante l'esecuzione dell'ordine, ovvero nell'intervallo da T_{INI} a T_{FIN} , l'unità dovrà muoversi, proporzionalmente al tempo, dal **programma vincolante in potenza** incrementato algebricamente della variazione al tempo iniziale

$(PV(T_{INI}) + \Delta P(T_{INI}))$ al **programma vincolante in potenza** incrementato algebricamente della variazione al tempo finale $(PV(T_{FIN}) + \Delta P(T_{FIN}))$.

L'indicazione "Stai" significa che l'unità, raggiunto il valore di potenza corrispondente alla somma del **programma vincolante in potenza** e di $\Delta P(T_{FIN})$, si dovrà mantenere a quel valore fino ad un successivo **ordine di dispacciamento**, con le precisazioni ed eccezioni descritte nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

L'indicazione "Mantieni differenza" significa che l'unità, completato l'ordine, dovrà seguire un **programma vincolante in potenza** traslato della quantità $\Delta P(T_{FIN})$, compatibilmente con:

- (a) la propria potenza minima, eventualmente limitata alla potenza minima richiesta dal **Gestore**, incrementata della **semibanda di riserva secondaria** ove presente;
- (b) la propria potenza massima, eventualmente limitata alla potenza massima richiesta dal **Gestore**, decrementata della **semibanda di riserva secondaria** ove presente;

fino ad un successivo **ordine di dispacciamento**, con le precisazioni ed eccezioni descritte nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli **ordini di dispacciamento** "Stai" o "Mantieni differenza" il cui tempo di fine esecuzione (T_{FIN}) cada entro le ore 24.00 del giorno, rimangono validi sino alle ore 24.00 del medesimo giorno. A partire da tale istante le unità devono portarsi autonomamente al **programma vincolante in potenza** previsto per il giorno successivo, fino a nuovo ordine.

Gli **ordini di dispacciamento** "Stai" o "Mantieni differenza" inviati con T_{INI} inferiore alle ore 24.00 del giorno e T_{FIN} ricadente nel giorno successivo mantengono invece la loro validità oltre le ore 24. Le unità devono pertanto continuare a seguire l'**ordine di dispacciamento**, sino a nuovo ordine.

In deroga alle precedenti disposizioni, gli **ordini di dispacciamento** inviati alle **unità di produzione e pompaggio strategiche** il cui tempo di fine esecuzione (T_{FIN}) cade entro le ore 24.00 del giorno, rimangono validi sino alle ore 24.00 del giorno successivo, salvo nuovo ordine.

Il **Gestore** memorizza gli **ordini di dispacciamento** inviati alle **unità abilitate** allo scopo di consentire le successive operazioni di settlement.

Il **Gestore** si riserva il diritto di revocare **ordini di dispacciamento** precedentemente impartiti, dandone comunicazione all'**UdD** in anticipo rispetto al tempo in cui deve essere iniziata l'esecuzione dell'ordine stesso.

Il formato degli **ordini di dispacciamento** è presentato nel documento A.34 "Sistema Comandi: formato messaggi" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.4.1 *Comunicazione degli Ordini di dispacciamento*

Allo scopo di ottenere una pronta risposta agli **ordini di dispacciamento**, il **Gestore** comunica gli ordini direttamente ai **punti di controllo fisico** delle **UPA**.

Gli **ordini di dispacciamento** sono comunicati per via telematica ai predetti **punti di controllo fisico** delle **UPA**, mediante gli strumenti software descritti nel documento A.36 "Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)" di cui all'[Appendice A](#)

del presente capitolo, che operano attraverso una sessione di trasmissione punto-punto su rete informatica, perseguendo gli opportuni requisiti di sicurezza, autenticazione e tracciamento dei messaggi.

In caso di indisponibilità del sistema informatico per la comunicazione degli **ordini di dispacciamento** o qualora circostanze di urgenza lo richiedano, il **Gestore** comunica telefonicamente gli **ordini di dispacciamento** alle **UPA**, dandone successiva conferma per via telematica entro il più breve tempo possibile.

Gli **ordini di dispacciamento** devono essere eseguiti non appena notificati alla **UPA**, anche se solo per mezzo di comunicazione telefonica.

Gli **UdD** hanno facoltà di richiedere che siano trasmessi in copia presso le proprie sale di controllo societarie, gli **ordini di dispacciamento** inviati alle proprie **UPA**.

4.10.5 Programma Vincolante Modificato

Il **programma vincolante modificato** ad un dato tempo T , $PVM(T)$, è calcolato tenendo conto:

- (a) del **programma vincolante in potenza** al quarto d'ora al tempo T , $PV(T)$;
- (b) degli **ordini di dispacciamento** impartiti prima del tempo T nella giornata corrente o, limitatamente alle sole **unità di produzione e pompaggio strategiche**, nel giorno precedente, secondo quanto previsto al paragrafo [4.10.4](#) “Ordini di dispacciamento” del presente capitolo.

Anche in assenza di **ordini di dispacciamento**, il **programma vincolante modificato** PVM(T) è:

- (a) limitato all'intervallo di funzionamento ammissibile dell'unità, come descritto dalle fasce definite dall'**UdD** nel **RUP** o aggiornate per mezzo del RUP dinamico, eventualmente ristretto da limitazioni alla potenza minima o massima richieste dal **Gestore**;
- (b) oppure posto uguale a zero, poiché l'**UP** è considerata spenta.

Negli intervalli temporali in cui l'**UP** risulta indisponibile ai servizi di dispacciamento, il **programma vincolante modificato** è pari al **programma vincolante in potenza**.

Il **programma vincolante modificato** PVM(T) è calcolato attraverso l'algoritmo descritto nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.6 Comunicazioni agli UdD titolari di unità di produzione abilitate

Il **Gestore**, durante lo svolgimento della fase di gestione in tempo reale del **MSD**, può dare comunicazioni agli UdD titolari di unità di produzione abilitate.

Tali comunicazioni sono elencate al seguito, ad eccezione degli ordini di dispacciamento, la descrizione del loro contenuto è riportata nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento", e il formato è specificato nel documento A.34 "Sistema Comandi: formato messaggi" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.6.1 *Comunicazione di esclusione dal bilanciamento*

Tenuto conto della disponibilità complessiva delle risorse, il **Gestore** può comunicare l'esclusione dal servizio di **bilanciamento** alle **UPA** che mantengano stabilmente uno scostamento non giustificato e significativo tra la potenza immessa in rete ed il valore richiesto, secondo i criteri riportati nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento", di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** può altresì escludere dal **bilanciamento UPA**, per motivi di sicurezza del sistema elettrico, quali la presenza di **congestioni** di rete su cui l'**unità** è particolarmente influente.

L'esclusione dal **bilanciamento** si considera applicabile nel periodo di esclusione comunicato, ovvero fino a ricezione di una comunicazione di riammissione al **bilanciamento** e comunque non oltre il termine del giorno di comunicazione dell'esclusione stessa.

Le **UPA** escluse dal **bilanciamento** nel periodo di esclusione:

- (a) in generale non ricevono **ordini di dispacciamento**, ma sono comunque tenute ad eseguire eventuali **ordini di dispacciamento** ricevuti, ai fini della tutela della sicurezza del **sistema elettrico**;
- (b) mantengono gli **ordini di dispacciamento** precedenti il periodo di esclusione per il calcolo del **programma vincolante modificato**.

4.10.6.2 *Comunicazione di limitazione della potenza minima e massima*

Ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico, il **Gestore** può limitare l'intervallo di funzionamento delle **UPA** comunicando i valori di potenza massima e minima di immissione cui attenersi.

Le **UPA** nel periodo di limitazione sono tenute, nell'attuazione dei propri programmi e nell'esecuzione degli **ordini di dispacciamento**, a rispettare la limitazione comunicata.

La limitazione della potenza decade trascorso il periodo di limitazione o a seguito della comunicazione della revoca della limitazione da parte del **Gestore**.

4.10.7 **Quantità accettate per il servizio di bilanciamento e remunerazione**

La quantità accettata per il servizio di **bilanciamento** in un **periodo rilevante** (15') è pari al valore cumulato, per ciascun minuto di tale periodo, moltiplicato per il fattore di conversione dimensionale 1/60, della differenza:

- (a) tra il **programma vincolante modificato**, corretto per la variazione di potenza dovuta all'intervento della **riserva secondaria di potenza** limitatamente alle **UP** che prestano il servizio di **riserva secondaria di potenza**,
- (b) ed il **programma vincolante in potenza**;

al netto delle variazioni da apportare al **programma vincolante in potenza** per renderlo congruente con i dati tecnici dell'**unità di produzione** (potenza minima, potenza massima, limiti delle fasce di funzionamento).

Nei minuti del **periodo rilevante** in esame in cui tale differenza è positiva si intende che:

- (a) l'offerta di vendita è accettata per una quantità pari al valore assoluto della differenza;
- (b) l'offerta di acquisto è rifiutata.

Nei minuti del **periodo rilevante** in esame in cui tale differenza è negativa, si intende che:

- (a) l'offerta di vendita è rifiutata;
- (b) l'offerta di acquisto è accettata per una quantità pari al valore assoluto della differenza.

Nei minuti del **periodo rilevante** in esame in cui non ricorre alcuna delle precedenti condizioni, entrambe le offerte sono rifiutate.

Ai fini della remunerazione delle quantità accettate per il servizio di bilanciamento si definisce quantità accettata nella **fase di programmazione** del **MSD** nel **periodo rilevante**, una quantità pari ad un quarto della quantità oraria accettata nella **fase di programmazione**.

Le offerte di vendita accettate sono remunerate dal **Gestore**:

- (a) al prezzo offerto in acquisto, per il minor valore tra la quantità accettata in vendita per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in acquisto nella fase di programmazione nel periodo rilevante;
- (b) al prezzo offerto di vendita, per il saldo, ove positivo, tra la quantità accettata in vendita per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in acquisto nella fase di programmazione nel periodo rilevante.

Le offerte di acquisto accettate sono remunerate al **Gestore** dagli **UdD**:

- (c) al prezzo offerto in vendita, per il minor valore tra la quantità accettata in acquisto per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in vendita nella fase di programmazione nel periodo rilevante;

- (d) al prezzo offerto di acquisto, per il saldo, ove positivo, tra la quantità accettata in acquisto per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in vendita nella fase di programmazione nel periodo rilevante.

Le quantità accettate per il servizio di bilanciamento sono calcolate attraverso l'algoritmo descritto nel documento A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.8.1 *Correzione per la mancanza di raccordo tra giorni contigui*

La previsione di cui al presente punto entra in vigore dopo il completamento delle procedure informatiche di supporto.

Il Gestore ne comunica sul proprio sito l'entrata in vigore con preavviso di 2 settimane.

Nei casi in cui, per effetto dell'accettazione di offerte nella **fase di programmazione** o di gestione in tempo reale del **MSD**, si abbia un mancato raccordo tra i programmi di immissione in giorni contigui, il **programma vincolante modificato** del giorno successivo verrà opportunamente modificato per correggere tale mancanza limitatamente alla quota indotta dal **MSD** e tenendo conto dei vincoli di funzionamento delle **UP**.

Quanto sopra si applica ai fini del calcolo delle quantità accettate e del calcolo dello sbilanciamento effettivo.

4.10.9 Utilizzazione per il servizio di bilanciamento di risorse approvvigionate al di fuori dei meccanismi di mercato

4.10.9.1 Utilizzo del servizio di interrompibilità del carico

Nel caso in cui le risorse offerte nel **MSD** siano insufficienti:

- (a) al mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica;
- (b) alla risoluzione di **congestioni** di rete;

e più in generale al mantenimento della sicurezza di funzionamento ed alla prevenzione di condizioni di rischio del sistema, il **Gestore** può utilizzare il **servizio di interrompibilità del carico**, ricorrendo a risorse distaccabili in tempo reale, in tempo differito in emergenza o con preavviso a seconda delle esigenze dettate dal tempo di intervento disponibile e dalle condizioni di funzionamento della rete.

4.10.9.2 Unità di produzione non abilitate

Il **Gestore** può modificare in tempo reale i programmi di immissione anche di unità non abilitate qualora esigenze di sicurezza della rete lo richiedano, ad esempio per la presenza di **congestioni** di rete locali, e non possano essere utilizzate allo stesso scopo **unità abilitate al bilanciamento**.

Gli **ordini di dispacciamento** alle **unità di produzione** non abilitate sono comunicati telefonicamente e confermati per mezzo di fax o e-mail.

4.10.10 Gestione del servizio di telescatto delle UP

Il **Gestore** invia la richiesta di inserire o disinserire il dispositivo di telescatto al **punto di controllo fisico** dell'unità e, ove richiesto, alla sala di controllo societaria dell'**UdD** attraverso il medesimo canale di comunicazione telematica utilizzato per gli **ordini di dispacciamento**.

Qualora la richiesta del **Gestore** non indichi l'ora a cui termina il servizio richiesto, le comunicazioni di inserimento o disinserimento del dispositivo di telescatto restano in vigore sino ad ordine contrario, e pertanto anche oltre le ore 24:00 del giorno in cui sono emesse.

Qualora circostanze di urgenza lo richiedessero o qualora siano indisponibili i necessari strumenti informatici, il **Gestore** anticipa telefonicamente la propria richiesta.

E' obbligo dell'**UdD** adeguarsi a quanto richiesto dal **Gestore**, anche se solo per via telefonica.

Nei casi in cui intervenga il telescatto di **UP**, il **Gestore** inserisce nei propri archivi un **ordine di dispacciamento** fittizio con lo scopo di ridurre la produzione richiesta all'unità ed eliminare i conseguenti oneri di sbilanciamento.

4.10.11 Gestione del servizio di riserva reattiva

Il servizio di riserva reattiva secondaria è gestito dal **Gestore** attraverso il sistema automatico di regolazione descritto nel documento A.14

“Partecipazione alla regolazione di tensione” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Inoltre il **Gestore** può richiedere alle **unità di produzione** idonee alla fornitura del servizio di riserva reattiva, modalità specifiche di fornitura del medesimo servizio, mediante invio di comunicazioni il cui formato è predefinito contenuto è descritto nel documento A.34 “Sistema Comandi: formato messaggi” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.12 Gestione dei dispositivi per il controllo della tensione

Il **Gestore** definisce un piano per la gestione coordinata delle batterie di condensatori e dei reattori in derivazione, nella disponibilità dei gestori di reti, diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, con obbligo di connessione di terzi.

Qualora le condizioni di funzionamento del sistema elettrico presentino un degrado dei profili di tensione o un regime di tensioni elevate, il **Gestore** può:

- (a) disporre variazioni al suddetto piano previsto;
- (b) disporre, per i trasformatori dotati dei requisiti tecnici necessari, l'attuazione di modifiche ai valori delle tensioni di riferimento dei regolatori dei medesimi trasformatori nella disponibilità dei suddetti gestori di rete;
- (c) attuare autonomamente, mediante il banco manovra di emergenza (**BME**), distacchi di **carico**, su porzioni limitate della rete con obbligo di connessione di terzi, di opportuna entità per perseguire il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;

(d) procedere a modificare la topologia della **rete di trasmissione nazionale**, mediante l'inclusione o l'esclusione di elementi della medesima rete, al fine di controllare il profilo di tensione della rete.

I **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale** sono tenuti all'attuazione delle disposizioni elencate.

4.10.13 ***Responsabilità degli utenti del dispacciamento***

Gli **UdD** sono responsabili che l'attuazione dei programmi di immissione o prelievo e degli **ordini di dispacciamento** non comporti, in nessun caso, rischio alle maestranze, all'ambiente e agli impianti produttivi.

4.10.14 ***Disattivazione di elettrodotti ad alta tensione in occasione di incendi boschivi***

Al fine di poter ottemperare alla richiesta di disattivazione di linee aeree ad alta tensione effettuata da soggetti diversi dai proprietari (Protezione Civile, Corpo Forestale dello Stato, Vigili del Fuoco, etc.) in occasione di incendi boschivi, il **Gestore** adotta la procedura A.21 "Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi", di cui all'[Appendice A](#) del Capitolo 3 del presente Codice di rete, che definisce le linee di condotta per tutti i soggetti in essa coinvolti.

4.10.15 Gestione delle risorse in condizioni di mancata definizione dei programmi vincolanti o di emergenza

4.10.15.1 Gestione delle risorse di produzione in caso di mancata definizione dei programmi vincolanti

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore** non sia in condizione di definire i **programmi vincolanti** delle **unità di produzione**, il **Gestore** comunica tale evento agli **UdD** attraverso strumenti idonei (sito Internet, telefacsimile, e-mail, etc.).

Gli **UdD** in queste condizioni debbono attenersi alle disposizioni impartite dal **Gestore** attraverso idonei strumenti di comunicazione (telefono, telefacsimile, e-mail, etc.).

4.10.15.2 Gestione delle risorse in condizioni di emergenza

Il processo di controllo in condizioni di emergenza è orientato alla:

- (a) identificazione ed analisi delle possibili azioni correttive;
- (b) attuazione delle azioni correttive richieste.

Attraverso l'attuazione delle azioni correttive in tempo reale, il sistema elettrico può essere ricondotto in condizioni normali.

Nel caso in cui, invece, le azioni correttive non raggiungano l'esito previsto, lo stato del sistema elettrico può evolvere nelle seguenti fasi:

- (a) separazione di rete ed intervento automatico del **Piano di difesa** a seguito della perturbazione della frequenza;

- (b) spegnimento locale o nazionale del sistema elettrico e ripristino del sistema attraverso il **Piano di riaccensione**.

Le azioni istantanee che il **Gestore** ha facoltà di mettere in atto per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi sono quelle incluse nel documento A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

4.10.15.3 *Attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico*

Al fine di evitare interruzioni prolungate all'utenza in caso di deficit persistenti tra richiesta di potenza e capacità di produzione, il **Gestore** può attuare il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (**PESSE**) di cui all'Allegato A.20.

Le imprese distributrici adottano, per l'utenza da esse servita, piani di emergenza conformi a quello del **Gestore** in ottemperanza alla deliberazione del Comitato per la programmazione economica (CIPE) del 6 novembre 1979.

Il **Gestore** verifica che i documenti predisposti dalle imprese distributrici come piani di emergenza siano conformi alle indicazioni contenute nell'aggiornamento del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (**PESSE**), predisposto dal **Gestore** medesimo e approvato dal Ministero delle Attività Produttive.

La verifica di cui sopra non si estende:

- (a) alle modalità predisposte dalle **imprese distributrici** per assicurare il mantenimento, per quanto possibile, dei servizi pubblici essenziali e, più in generale alla tipologia di utenza selezionata;

- (b) all’assolvimento degli obblighi di comunicazione agli utenti in capo alle **imprese distributrici**.

4.10.15.4 *Attuazione del Piano di Difesa del Sistema Elettrico*

Nella fase di attuazione del **Piano di difesa del sistema elettrico** il **Gestore** coordina le manovre effettuate dagli operatori responsabili dell’esercizio delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e dagli **UdD** delle **UP** e **unità di consumo** e dispone l’attivazione delle procedure prescritte nel documento A.10 “Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale” di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

Nel caso non esistano i presupposti per l’applicazione del **Piano di riaccensione**, il **Gestore** coordina direttamente tutte le manovre da effettuare per riportare il sistema elettrico in condizione di normale funzionamento.

4.10.15.5 *Sospensione dell’ordine di merito*

In caso di incidente generalizzato o di grande estensione e/o impatto sulla rete, il **Gestore**, ha la facoltà di derogare in tempo reale dall’ordine di merito definito del mercato informando del provvedimento i soggetti interessati. attraverso strumenti idonei (telefono, sito Internet, telefacsimile, e-mail, etc.).

Gli **UdD** in queste condizioni devono attenersi alle disposizioni impartite dal **Gestore** attraverso idonei strumenti di comunicazione (telefono, telefacsimile, e-mail, etc.).

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico";
- A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale";
- A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione";
- A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza";
- A.16 "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione";
- A.20 "Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)".
- A.21 "Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi"
- A.22 "Procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento";
- A.23 "Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento";
- A.24 "Individuazione zone della rete rilevante";

- A.25 “Modalità di determinazione dei programmi vincolanti”;
- A.26 “Contratto tipo di dispacciamento”;
- A.27 “Unità di Produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico”;
- A.28 “Procedura tecnica di valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione”;
- A.29 “Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale”;
- A.30 “Metodologia per la valutazione probabilistica della riserva vitale”;
- A.31 “Unità di Produzione e pompaggio strategiche”;
- A.32 “Gestione del Registro Unità di Produzione”;
- A.33 “Sistema Comandi: variazione dati tecnici RUP”;
- A.34 “Sistema Comandi: formato messaggi”;
- A.35 “Gestione del Registro delle Unità di Consumo”;
- A.36 “Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)”;
- A.37 “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva primaria”;
- A.38 “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione”;
- A.39 “Proposta per la determinazione del compenso per il servizio di riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione”;

- A.40 “Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili”;
- A.41 “Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione”;
- A.42 “Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104”;
- A.60 “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico”;
- A.61 “Regolamento del sistema di garanzie di cui all’articolo 49 dell’allegato A alla delibera 111/06 dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas”;
- A.62 “Contratto tipo per l’erogazione del servizio di interrompibilità”.

CAPITOLO 5

SERVIZIO DI MISURA

INDICE

CAPITOLO 5 – SERVIZIO DI MISURA.....	3
5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE.....	3
5.2 SOGGETTI RESPONSABILI.....	4
5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA.....	6
5.3.1 <i>Punti di scambio</i>	6
5.3.2 <i>Punti di misura</i>	7
5.3.3 <i>Apparecchiature di Misura</i>	7
5.3.4 <i>Localizzazione dei punti di misura</i>	8
5.3.5 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad impianti di generazione</i>	9
5.3.6 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad Impianti e reti di distribuzione</i>	10
5.3.7 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti</i>	11
5.3.8 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo di clienti finali</i>	12
5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE DATI.....	13
5.4.1 <i>Sistema di acquisizione principale</i>	14
5.4.2 <i>Sistema di acquisizione secondario</i>	15
5.4.3 <i>Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure</i>	16
5.4.4 <i>Riservatezza e integrità delle misure</i>	17
5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA.....	19
5.5.1 <i>Modalità di acquisizione</i>	19
5.5.2 <i>Acquisizione diretta ed indiretta</i>	20
5.5.3 <i>Collegamento</i>	21
5.5.4 <i>Interfacce e protocolli di comunicazione</i>	22
5.5.5 <i>Periodicità dell'acquisizione</i>	24
5.5.6 <i>Rilevazioni facoltative</i>	24
5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA.....	25
5.6.1 <i>Convalida dei dati di misura</i>	26

5.6.2	<i>Algoritmi di impianto</i>	26
5.6.3	<i>Ricostruzione delle misure</i>	27
5.6.4	<i>Discrepanze tra misure acquisite</i>	29
5.6.5	<i>Informazioni contenute nel SAPR</i>	29
5.7	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA NEI PUNTI DI PRELIEVO NON TRATTATI SU BASE ORARIA	30
5.8	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE AI FINI DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	31
5.9	PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI	32
APPENDICE	33
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	33
B	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA	34
1	<i>Ambito di applicazione</i>	34
2	<i>Generalità</i>	34
3	<i>Classe di precisione dei complessi di misura</i>	35
4	<i>Periodo di integrazione delle misure</i>	36
5	<i>Compensazione delle perdite</i>	36
6	<i>Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura</i>	37
7	<i>Alimentazione delle Apparecchiature di Misura</i>	37
8	<i>Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura</i>	38
9	<i>Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione</i>	38
10	<i>Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura</i>	39
11	<i>Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione</i>	39
12	<i>Apparecchiature di Misura di ridondanza</i>	40
13	<i>Installazione e verifiche</i>	41

CAPITOLO 5 – SERVIZIO DI MISURA

5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

5.1.1 Oggetto del presente capitolo è la definizione:

- (a) delle disposizioni tecniche relative alle **apparecchiature di misura** (di seguito: **AdM**) dell'energia elettrica, ivi comprese le modalità di installazione ed attivazione delle **AdM**;
- (b) dell'architettura del sistema di acquisizione dati;
- (c) delle modalità di elaborazione dei dati di misura;

ai fini del computo dei quantitativi di energia elettrica per quanto attiene ai servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Le disposizioni contenute nel presente capitolo si applicano ai soggetti responsabili, sulla base della normativa vigente, dell'installazione e manutenzione dei misuratori, e della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica.

5.1.2 Ai fini del servizio di dispacciamento, il **Gestore** eroga, nel rispetto della normativa vigente, il servizio di misura nei confronti dei **produttori** per le unità di produzione direttamente connesse alla RTN.

5.1.3 Ai fini del servizio di trasmissione, i soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure consentono al **Gestore** di rilevare le misure:

- (i) dei punti di interconnessione con **RTN** ed in particolare delle **stazioni di trasformazione** direttamente e non direttamente connesse alla **RTN**;

- (ii) degli impianti di generazione allacciati in AAT/AT;
- (iii) dei clienti finali allacciati in AAT/AT;
- (iv) degli scambi in AT tra reti di distribuzione e altre reti con obbligo di connessione di terzi ivi inclusi gli impianti nella titolarità della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999.

Le rilevazioni del **Gestore** sono da intendersi quali misure di controllo e verifica dei dati forniti al **Gestore** dalle **imprese distributrici** direttamente connesse alla **RTN**. Detti aspetti sono disciplinati nelle convenzioni stipulate tra il **Gestore** e le **imprese distributrici** di cui al Capitolo 7, sezione [7.2](#), del presente Codice di rete.

5.2 SOGGETTI RESPONSABILI

5.2.1 Ai sensi della normativa vigente, i soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione dei **misuratori** sono:

- (a) per i **punti di immissione** relativi ad un **impianto di generazione di energia elettrica**, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
- (b) per i **punti di prelievo** e i punti di interconnessione con la **RTN**, l'**impresa distributtrice** competente per territorio;
- (c) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
- (d) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono su reti non **RTN**, l'**impresa distributtrice** sulla cui rete tali punti si trovano;

- (e) per i punti di interconnessione tra reti di distribuzione l'**Impresa distributrice** che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

5.2.2 Ai sensi della normativa vigente, i soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica sono:

- (a) per i **punti di immissione** situati su una **rete con obbligo di connessione di terzi**, il soggetto che gestisce la medesima rete;
- (b) per i **punti di prelievo** ed i punti di interconnessione con la **RTN**, l'**impresa distributrice** competente territorialmente;
- (c) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
- (d) per i punti di interconnessione con l'estero che ricadono su reti non **RTN**, l'**impresa distributrice** sulla cui rete tali punti si trovano;
- (e) per i punti di interconnessione tra reti di distribuzione l'**Impresa distributrice** che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

5.2.3 Ai sensi della delibera dell'**Autorità** n. 118/03 i soggetti responsabili dell'elaborazione e della determinazione delle misure dei prelievi di energia elettrica relativa a **punti di prelievo non trattati su base oraria** sono le imprese distributrici.

5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

Nel presente paragrafo sono definiti i criteri e le prescrizioni tecniche cui deve conformarsi il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

Dette disposizioni tecniche si applicano:

- (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) ai punti di interconnessione tra le **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) ai circuiti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**.

5.3.1 *Punti di scambio*

Il punto di scambio è il punto ove si verifica la separazione tra rete con obbligo di connessione di terzi e impianti elettrici di produzione e di consumo, (vale a dire, rispettivamente punti di immissione e punti di prelievo), ovvero equivale al punto di interconnessione tra le reti.

Il punto di scambio è relativo all’assetto d’impianto utilizzato nell’ordinario esercizio. Punti di scambio di emergenza causati da **disservizi della rete** per cause accidentali o impreviste ovvero per interventi di manutenzione saranno comunque riferiti convenzionalmente al punto di scambio ordinario.

5.3.2 ***Punti di misura***

Il **punto di misura** è il punto fisico di una **rete** nel quale viene installata una **AdM** dell’energia elettrica.

5.3.3 ***Apparecchiature di Misura***

In ogni **punto di misura** deve essere installata almeno una **AdM**.

Le **AdM** devono essere conformi o essere conformate entro 1 anno dall’entrata in vigore del Codice di rete, alle specifiche tecniche del **Gestore** “Caratteristiche tecniche delle **Apparecchiature di misura**” di cui all’[Appendice B](#) del presente capitolo. Sono possibili, ai sensi del Capitolo 14, sezione [14.3](#) del presente Codice di rete, ulteriori deroghe da parte del **Gestore** in relazione a difficoltà impiantistiche certificate.

Le **apparecchiature di misura** si distinguono in **AdM principali** e **di riserva**.

5.3.4 Localizzazione dei punti di misura

Ad ogni punto di scambio deve essere connessa almeno una **AdM** onde consentire la rilevazione e la registrazione dell'energia in transito.

Il **Gestore** autorizza, dietro esplicita proposta del responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, che la misura venga effettuata in **punti di misura** non coincidenti con i punti di scambio, nei casi in cui questo comporti:

- (a) minimizzazione dei costi di installazione, esercizio e manutenzione delle **AdM** e, compatibilmente con l'adozione delle tecniche e tecnologie più recenti, salvaguardando quelle **AdM** tra quelle esistenti che, pur non conformi ai criteri di localizzazione di cui al presente paragrafo, siano tali da permettere il calcolo dell'energia all'esatto punto di scambio;
- (b) contenimento della durata dei disservizi all'**utenza** dovuta all'installazione di **AdM** in nuovi **punti di misura** e alla sostituzione di **AdM** esistenti non conformi alle specifiche del presente Codice di rete;
- (c) stabile localizzazione dei **punti di misura** dell'energia elettrica nei confronti delle eventuali modificazioni dei punti di scambio a seguito di variazioni dell'ambito della **RTN**.

5.3.4.1 In particolare, nei casi in cui la misura viene effettuata in punti interni ad impianti elettrici di produzione, di consumo e di reti senza obbligo di connessione di terzi diversi dai punti di immissione, di prelievo o di interconnessione l'esatto valore dell'energia elettrica al punto di scambio deve essere calcolato mediante la definizione di un algoritmo di riporto dell'energia misurata, tenendo conto sia delle perdite dei componenti di

impianto (trasformatori, conduttori, ecc.) sia di altre AdM e di misura presenti e del particolare assetto di impianto.

L'algoritmo di calcolo ed i coefficienti di perdita per correggere la misura in relazione del diverso posizionamento delle **AdM** all'interno dello stesso impianto, vengono concordati tra il **Gestore** e il soggetto responsabile per l'installazione della **AdM**. In particolare, per gli **impianti di produzione** la definizione dell'algoritmo di calcolo e dei coefficienti di perdita è condizione necessaria per la registrazione delle **unità di produzione** all'interno del **Registro Unità di Produzione**. La definizione dell'algoritmo è parte integrante del **contratto per il servizio di dispacciamento per punti di immissione**.

5.3.4.2 In tutti gli altri casi diversi da quelli menzionati nel paragrafo [5.3.4.1](#) si applicano i coefficienti di perdita previsti dall'Autorità.

5.3.5 *Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad impianti di generazione*

Le **AdM** installate nei **punti di immissione** devono rispondere, oltre al rispetto delle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti di seguito indicati.

L'acquisizione delle misure deve consentire la misura dell'energia immessa in rete dall'impianto al netto dei servizi ausiliari di centrale, e se necessario delle **utenze** interne.

I **punti di misura** devono consentire la rilevazione dell'energia scambiata con la rete per singola **unità di produzione** definita nel **RUP**. Tale

condizione è vincolante ai fini della qualificazione di tali **unità di produzione** all'interno del registro.

Per gli impianti per i quali occorra discriminare l'energia prodotta dai diversi **generatori** presenti in impianto, i **punti di misura** devono consentire la rilevazione dell'energia scambiata con la rete per ogni singolo **generatore**.

Le **AdM** devono essere installate per ogni UP:

(a) all'esatto punto di scambio con la rete;

ovvero

(b) alle uscite dei gruppi, nei punti di prelievo dei servizi ausiliari (SA) e nei punti di prelievo delle utenze interne di impianto.

Nel caso (b) occorre applicare un algoritmo di calcolo per ricavare la misura all'esatto punto di scambio.

5.3.6 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi ad Impianti e reti di distribuzione***

Le **AdM** installate nei punti di scambio tra **RTN** e **reti di distribuzione** o altre **reti con obbligo di connessione di terzi** devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo ai requisiti qui di seguito indicati.

L'installazione delle **AdM** deve essere tale da consentire il calcolo dell'energia complessiva scambiata tra la **RTN** e le **reti di distribuzione** o altre **reti con obbligo di connessione di terzi**.

Le **AdM** principali devono essere installate:

- (a) nei punti di prelievo in AT e AAT;
- (b) nei punti di scambio tra reti di distribuzione e tra reti di distribuzione e altre reti con obbligo di connessione di terzi;
- (c) nei punti di interconnessione con RTN o in corrispondenza di stazioni di trasformazione.

5.3.7 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti***

Le **AdM** installate nei punti di scambio tra **RTN** e reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalle reti di distribuzione devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

In tutti i punti di scambio con le reti interconnesse devono essere installate **AdM principali** e, se richiesto dal **Gestore**, **AdM di riserva**, aventi caratteristiche conformi a quanto prescritto al paragrafo [5.3.3](#).

Nel caso di interconnessione con reti estere, le **AdM** devono essere installate nell'impianto italiano più vicino al confine.

5.3.8 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo di clienti finali***

Le **AdM** installate:

- (a) nei punti di prelievo di clienti finali, inclusi gli impianti nella titolarità della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999, direttamente connessi alla **RTN** stessa (o comunque in **AAT** o in **AT** qualora sia necessario per la valutazione dell'energia prelevata dalla **RTN** da parte di porzioni di **reti di distribuzione**);
- (b) nei **punti di prelievo** dell'energia destinata al prelievo degli **impianti di produzione**;

devono rispondere, oltre che alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

Le **AdM principali** vanno installate, a qualunque livello di tensione, nei **punti di prelievo**.

È ammessa l'installazione delle **AdM** a valle di eventuali trasformatori d'impianto del **cliente finale**. In tal caso è necessario tenere conto delle perdite del trasformatore stesso e dei conduttori, secondo quanto definito al paragrafo [5.3.4](#).

Nel caso in cui il **punto di prelievo** sia all'interno di un impianto di terzi, il prelievo si intenderà eseguito dalla rete cui è connesso l'impianto stesso.

5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE DATI

Il sistema di acquisizione dei dati di misura è costituito dai seguenti elementi fondamentali:

- (a) **Sistema di Acquisizione Principale** (nel seguito “SAPR”): sistema del **Gestore** deputato all’acquisizione diretta o indiretta dei dati di misura, alla loro convalida e ricostruzione, alla loro memorizzazione ed elaborazione;
- (b) **Sistema di Acquisizione Secondario** (nel seguito “SAS”): sistemi di proprietà dei soggetti responsabili della manutenzione ed installazione e della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica, deputati alla acquisizione dei dati di misura, alla loro elaborazione, alla loro memorizzazione, ed al successivo invio dei dati di misura al SAPR;
- (c) *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*: sistemi del **Gestore** deputati all’acquisizione indiretta dei dati di misura resi disponibili dai soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica secondo quanto riportato al paragrafo [5.4.3](#).

Le modalità di acquisizione dei dati di misura sono dettagliate nella sezione [5.5](#).

La descrizione dettagliata dei sistemi è riportata nei documenti A.43, A.44, A.48 di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.4.1 **Sistema di acquisizione principale**

Tale sistema viene utilizzato per l'acquisizione diretta e indiretta della misura dell'energia elettrica relativa:

- (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) ai punti di interconnessione tra la **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) ai punti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore e tra reti AT delle imprese distributrici**.

Nel SAPR sono memorizzati i seguenti dati:

- (a) anagrafica dell'**Utente**;
- (b) dati dei **misuratori**, schemi elettrici ed accordi tecnici sugli algoritmi da utilizzare per il riporto delle misure al punto di scambio;
- (c) algoritmi di calcolo;
- (d) dati di misura originali dei **contatori**;
- (e) dati di misura elaborati.

Le caratteristiche del SAPR sono descritte nei documenti A.44, A.46 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.4.2 **Sistema di acquisizione secondario**

Tale sistema è utilizzato per l'acquisizione indiretta della misura dell'energia elettrica relativa:

- (a) alle immissioni in rete delle **Unità di Produzione** sia rilevanti che non, connessi alle **reti di distribuzione** e alla **RTN**;
- (b) ai prelievi di **clienti finali** direttamente o indirettamente connessi alla **RTN** o alle **reti di distribuzione** (es. **clienti idonei** in **AAT/AT**, impianti della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999 etc.);
- (c) ai prelievi del **distributore** da propri impianti (es. **cabine primarie**) direttamente e indirettamente connessi alla **RTN** e scambi in AT tra imprese distributrici.

Le principali funzionalità dei SAS sono:

- (a) acquisizione ed elaborazione giornaliera dei dati di misura dalle **AdM**;
- (b) trasferimento via file al SAPR dei dati di misura.

Le modalità di invio dei file sono descritti nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Le modalità di interfacciamento del SAS con il SAPR, nonché la periodicità di invio dei dati di misura, devono essere concordate con il **Gestore**.

I soggetti proprietari dei SAS hanno la responsabilità dell'acquisizione, dell'installazione, della gestione e della manutenzione dei SAS devono inoltre prevenire alterazioni accidentali o fraudolente dei dati di misura memorizzati sui SAS stessi.

È obbligo dei proprietari dei SAS:

- (a) dotarsi delle necessarie **misure** minime di sicurezza nel rispetto di quanto stabilito dalla normativa in materia di trattamento dei dati personali;
- (b) avere un sistema di supervisione e di controllo degli accessi logici e fisici a protezione delle informazioni;
- (c) rispettare le norme per la prevenzione e la rilevazione dei virus informatici;
- (d) adottare direttive al proprio interno per la continuità del servizio offerto;
- (e) provvedere all'adeguata formazione del personale in materia di sicurezza e riservatezza dei dati.

5.4.3 *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*

Tali sistemi sono utilizzati per l'acquisizione indiretta delle misure dell'energia elettrica relativa:

- (a) ai punti di dispacciamento per unità di consumo (**UC**) e alle **unità di produzione** non rilevanti ai fini del servizio di aggregazione delle misure ai fini della regolazione del servizio di dispacciamento;
- (b) agli scambi tra **RTN** e reti delle **imprese distributrici**, nonché alle immissioni degli impianti di produzione ai fini della regolazione del servizio di trasmissione.

I soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica sono tenuti a comunicare mensilmente al **Gestore** le misure

di cui sopra con modalità e tempistiche definite dal **Gestore** nel [Capitolo 6](#) e nel [Capitolo 7](#).

5.4.4 Riservatezza e integrità delle misure

I dati di misura hanno carattere riservato, e vengono trattati in conformità a quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Il **Gestore** mantiene l'integrità dei dati dal momento in cui pervengono presso le proprie sedi secondo le modalità di trasmissione stabilite nel presente Codice di rete.

I responsabili dell'installazione e manutenzione delle **AdM** hanno la responsabilità di garantire l'integrità dell'intera **AdM** e dei dati in essa contenuti.

L'**AdM**, dopo la messa in servizio non dovrà subire alcuna riprogrammazione (locale e/o remota), a parte l'impostazione dell'ora legale e la sincronizzazione periodica dell'orologio. Eventuali attività di riprogrammazione diverse da quelle citate dovranno essere comunicate al **Gestore** in accordo alle modalità di scambio dati con gli operatori elettrici di cui alla sezione [5.9](#) del presente capitolo.

L'apposizione di sigilli monouso numerati (con codifica univoca non riproducibile) è a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dei **misuratori**. Questi deve registrare su un apposito registro per ogni impianto d'**utenza**, sia il codice del sigillo sia il punto di installazione, e fornire tali informazioni al **Gestore** se richiesto. Deve altresì comunicare al **Gestore** eventuali variazioni in caso di intervento nell'impianto d'**utenza** (riparazione guasti, manutenzione, sostituzione componenti).

Il **Gestore** ha facoltà di apporre propri sigilli nei seguenti casi:

- (a) una verifica in campo abbia riscontrato una violazione dell'integrità dell'installazione, ovvero una manomissione dei dati o a una riprogrammazione del **contatore** senza preventivo preavviso al **Gestore** stesso, ovvero a rottura dei sigilli o ad una non corrispondenza tra numero sigillo installato e numero sigillo comunicato al **Gestore** e memorizzato sul registro di impianto;
- (b) l'installazione in campo sia tale da essere esposta ad atti vandalici o a manomissioni da parte di terzi.

I responsabili della rilevazione dei dati di misura hanno la responsabilità di garantire che i dati di **misura** giungano integri al **Gestore**.

Al fine di verificare che le informazioni e i dati registrati nelle **AdM** corrispondano a quelli ricevuti, e che le **AdM** installate in campo siano esenti da manomissioni e siano corrispondenti ai dati impiantistici dichiarati dai responsabili delle AdM , il **Gestore** si riserva, in ogni momento, di effettuare verifiche in campo sulle **AdM**, secondo le modalità indicate nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Fermo restando l'obbligo di riservatezza, i dati di misura, opportunamente aggregati e resi anonimi e privi di informazioni commerciali, possono essere usati e pubblicati dal **Gestore** per l'elaborazione di bilanci e di statistiche, secondo quanto previsto nei successivi Capitoli [8](#) e [9](#) del presente Codice di rete.

5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) descrizione delle diverse modalità e tipologie di acquisizione dei dati di misura;
- (b) descrizione del **sistema di telecomunicazione** da impiegare nel caso di **telelettura** diretta delle **AdM** e nel caso di impiego dei SAS;
- (c) interfacce e protocolli di comunicazione;
- (d) periodicità di acquisizione.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** e degli **Utenti** nei reciproci rapporti per la violazione degli obblighi ad essi demandati, ai sensi di legge o del presente Codice, è limitata a eventuali danni materiali che siano diretta conseguenza del loro comportamento, intendendosi esclusa ogni responsabilità per danni indiretti o lucro cessante, salvo quanto previsto nei singoli contratti.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** è inoltre espressamente limitata ai casi di dolo e/o colpa grave.

5.5.1 **Modalità di acquisizione**

L'acquisizione dei dati di misura di un'**AdM** da parte del SAPR, può essere:

- (a) diretta, quando l'**AdM** viene teleletta per il tramite di una rete di telecomunicazione e senza interposizione di un SAS;

- (b) indiretta, quando avviene mediante una rete di telecomunicazione per il tramite di un SAS o di ulteriori sistemi di trasmissione dati.

Nei casi in cui l'**AdM** non risulti raggiungibile dal SAPR, il **Gestore** richiede al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale** e/o **visiva**.

Le **letture locali** delle **AdM** sono impiegate, su indicazione del **Gestore**, nel caso in cui non sia temporaneamente possibile eseguire le letture remote.

Le **letture visive** possono essere utilizzate solo temporaneamente e in caso non siano possibili le **letture locali**, a causa di guasti della porta di comunicazione locale.

L'inoltro al **Gestore** dei dati acquisiti tramite **letture locali/visive** deve essere effettuato, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, tramite file e con la stessa periodicità d'acquisizione di cui al paragrafo [5.5.5](#), e comunque concordemente a quanto prescritto nella sezione [5.9](#).

Nei casi in cui esista ragionevole dubbio sulla correttezza del dato rilevato attraverso **telelettura** diretta e/o indiretta, il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale** addizionale, senza determinare vincolo sulla successiva utilizzazione di dette letture da parte del **Gestore**.

5.5.2 *Acquisizione diretta ed indiretta*

Il **Gestore** acquisisce i dati di misura direttamente dalle **AdM** installate:

- (a) negli **impianti di generazione** connessi alla **RTN**;

(b) nei punti di interconnessione tra **RTN** e reti estere.

Il **Gestore**, acquisisce i dati di misura indirettamente dalle **AdM** installate per misurare:

- (a) le immissioni in rete degli **impianti di generazione** sia rilevanti che non, connessi alle **reti di distribuzione**;
- (b) i prelievi dei **clienti finali su AAT e AT**;
- (c) i prelievi del **distributore da RTN**;
- (d) scambi in AT tra reti di imprese distributrici.

5.5.3 **Collegamento**

a) Telelettura diretta delle AdM da parte del SAPR

Ogni **AdM** deve essere univocamente identificata in qualsivoglia rete di telecomunicazioni utilizzata.

Non sono previsti dispositivi di memorizzazione intermedi tra **AdM** e SAPR.

L'impiego di dispositivi di interfaccia di telecomunicazione intermedi quali instradatori telefonici e similari, che comunque devono essere trasparenti ai dati in transito (cioè non devono inviare dati memorizzati sia pure temporaneamente al loro interno), deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

Nel caso di collegamento diretto tra SAPR e **AdM** può essere utilizzata una qualsiasi rete di telecomunicazione, il cui impiego deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**, che ne valuterà l'adottabilità.

Allo stato attuale, il **collegamento** diretto tra SAPR e **AdM** è previsto tramite la rete telefonica pubblica commutata (PSTN) ovvero tramite la rete telefonica pubblica cellulare (standard GSM o DCS1800).

Il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** l'impiego di reti di telecomunicazione alternative, laddove disponibili, eventualmente basate su standard diversi da quelli sopra citati (es. reti IP).

b) Telelettura indiretta delle AdM da parte del SAPR e degli altri Sistemi

Nel caso di collegamento indiretto tra SAPR, gli altri sistemi e SAS, come pure per il trasferimento al SAPR delle **letture locali** o **visive**, è previsto l'impiego di un file in formato XML, trasferito via internet, secondo le modalità descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli oneri di installazione e manutenzione dei dispositivi necessari per l'interfacciamento con le reti di telecomunicazioni (modem e similari) nonché gli oneri di telecomunicazioni per l'acquisizione diretta ed indiretta dei dati di misura sono a carico del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

5.5.4 **Interfacce e protocolli di comunicazione**

a) Collegamento diretto tra SAPR e AdM

I servizi che i protocolli di comunicazione, utilizzati per il **collegamento** diretto tra SAPR e **AdM**, devono rendere disponibili sono i seguenti:

- (i) lettura dei **dati di misura** relativi ad un periodo temporale specificato;

- (ii) lettura dei registri interni;
- (iii) lettura di data e ora dell'orologio interno dell'**AdM**;
- (iv) lettura dei valori dei parametri di configurazione dell'**AdM**;
- (v) lettura dello stato dell'**AdM**.

I protocolli prescritti per il collegamento diretto sono:

- (i) IEC 1107;
- (ii) IEC 870-5-102 (come prescritto nel documento A.51 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo);
- (iii) DLMS-COSEM,

La messa a disposizione dei driver e delle eventuali interfacce con il sistema, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione. L'utilizzo di protocolli diversi deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

b) Collegamento indiretto tra SAPR e SAS

Il protocollo di comunicazione utilizzato per il collegamento indiretto tra SAPR e SAS deve rendere disponibile il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

c) *Letture locali / visive*

Il servizio che il protocollo di comunicazione utilizzato per il trasferimento al SAPR delle **letture locali / visive** deve rendere disponibile è il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.5.5 *Periodicità dell'acquisizione*

I dati di misura devono poter essere acquisiti, da parte del sistema di acquisizione, ed in particolare dal SAPR, su base giornaliera, senza limitazioni di orario.

Sono ammesse, anche su richiesta del **Gestore**, rilevazioni aggiuntive sulle stesse **AdM** destinate alla misura, da effettuarsi con modalità non in contrasto con quanto prescritto nel presente documento.

Nel caso in cui le **misure** vengano trasmesse al **Gestore** attraverso sistemi di acquisizione e concentrazione interposti, i responsabili di questi ultimi devono assicurare la messa a disposizione dei dati di misura secondo quanto richiesto dal **Gestore**.

5.5.6 *Rilevazioni facoltative*

I soggetti responsabili della installazione e manutenzione dell'**AdM** possono effettuare, sui propri impianti, rilevazioni facoltative aggiuntive con le stesse

AdM destinate alla misura. Tale facoltà è ammessa per esigenze specifiche quali, esemplificativamente, il controllo dell'immissione o del prelievo di energia elettrica su intervalli temporali diversi da quelli prescritti nel presente documento per la misura dell'energia elettrica.

Le rilevazioni di cui al presente documento non devono alterare i requisiti e le prestazioni né il comportamento delle **AdM** installate, né debbono comportare modifiche di **misuratori** già installati.

5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) convalida dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la convalida dei dati di misura;
- (b) algoritmi di impianto: definizione degli algoritmi necessari per riportare le misure delle **AdM** dal **punto di misura** al punto di scambio;
- (c) ricostruzione dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la ricostruzione dei dati di misura;
- (d) sicurezza degli accessi ai sistemi, integrità e riservatezza delle informazioni.

5.6.1 **Convalida dei dati di misura**

Tutti i dati di misura pervenuti al SAPR e non ancora sottoposti alle procedure di convalida, vengono considerati preliminari.

L'effettuazione della convalida spetta al soggetto responsabile della rilevazione dei dati di misura.

Il **Gestore** applica le procedure di convalida, automatiche o manuali, alle misure provenienti da **AdM** principali, di riserva e di riscontro in ordine di priorità. Le procedure di convalida applicate dal **Gestore** sono descritte nel documento A.44 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Qualora, in seguito all'applicazione delle procedure di convalida e di eventuali verifiche sul campo, si individui un malfunzionamento dell'**AdM principale, di riserva o di riscontro**, il relativo responsabile della manutenzione ha l'obbligo di ripristinarne il corretto funzionamento secondo quanto prescritto al paragrafo [13 lettera c\)](#) di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo.

I dati di misura provenienti da SAS o da ulteriori sistemi di trasmissione sono convalidati dai soggetti responsabili della rilevazione della misura.

5.6.2 **Algoritmi di impianto**

Gli algoritmi di impianto sono previsti, in accordo a quanto previsto al paragrafo [5.3.4.1](#) nei seguenti casi:

- (a) riporto all'esatto punto di scambio della misure acquisite dalla AdM installata in un punto diverso;

- (b) aggregazione delle misure acquisite dalle diverse **AdM** installate in impianto per il calcolo dell'energia all'esatto punto di scambio;

Eventuali rielaborazioni che si dovessero rendere necessarie in caso di ricostruzioni e/o correzioni di dati errati, saranno effettuate secondo quanto prescritto al paragrafo [5.6.3](#).

5.6.3 Ricostruzione delle misure

Le ricostruzioni si applicano ai dati provenienti dalle **AdM**.

Il responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica è responsabile anche della ricostruzione delle misure di energia elettrica in caso di malfunzionamento delle **AdM**.

Di seguito vengono descritte le modalità di ricostruzione svolte dal **Gestore**.

Qualora un dato di misura di energia proveniente da un'**AdM principale** non sia considerato valido secondo quanto indicato al paragrafo [5.6.1](#), ovvero non ne sia stata possibile l'acquisizione diretta, indiretta, locale o visiva, entro i termini previsti, il **Gestore** procederà alla determinazione di possibili valori sostitutivi, utilizzando, nell'ordine:

- (i) il dato di misura fornito dall'**AdM di riserva**, se disponibile e "convalidato";
- (ii) il dato di misura fornito dall'**AdM di riscontro** (oppure il dato calcolato mediante bilancio energetico del sito di connessione), se disponibile e "convalidato".

La mancata applicabilità dei suddetti due criteri causa la determinazione di un valore ricostruito.

Il valore ricostruito viene determinato in base ai seguenti criteri, in ordine di priorità:

a) *misure alternative*

il valore ricostruito è il valore ricavato in base a misure provenienti da eventuali altri sistemi disponibili in campo (ad esempio, dal sistema di controllo in linea)

b) *interpolazione*

nel caso debbano essere sostituiti più dati di misura temporalmente consecutivi (per un intervallo di tempo non superiore ad 1 ora), i valori ricostruiti sono calcolati mediante algoritmi di interpolazione a partire dai dati di misura adiacenti a quelli mancanti;

c) *criteri storico-statistici*

nel caso debbano essere sostituiti più dati di misura temporalmente consecutivi (per un intervallo di tempo superiore ad 1 ora), i valori sostitutivi vengono determinati prendendo come riferimento i dati di misura relativi a periodi passati ritenuti comparabili, tenendo conto di ogni altro elemento disponibili (es. **contatori** UTF).

L'indisponibilità della misura è ammessa nei tempi limite concessi per la riparazione o la sostituzione delle **AdM**.

Qualora si siano verificate irregolarità di funzionamento nel **misuratore** in seguito a verifiche in campo, vengono applicati i criteri di ricostruzione con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata (se determinabile), ovvero, se non determinabile, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata.

Qualora il soggetto responsabile della rilevazione e della ricostruzione delle misure proceda alla ricostruzione dei dati di misura per guasti tecnici al **misuratore** o al sistema di rilevazione, dovrà inviare tempestiva

comunicazione all' **Utente della rete** interessato nonché al **Gestore** dell'avvenuta ricostruzione dei dati di misura in sostituzione del dato reale indisponibile, fornendo il dato di misura ricostruito.

Le modalità di scambio dati tra **Gestore** e l'**Utente** ai fini della ricostruzione / sostituzione dei dati, deve avvenire secondo quanto indicato nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.6.4 ***Discrepanze tra misure acquisite***

Qualora le misure ottenute da ripetute **teleletture** dello stesso contatore (anche con interposizione di un **sistema di telecomunicazione** qualsiasi) diano luogo a valori diversi tra di loro, si dovrà procedere ad una **lettura locale** del **contatore**. Il dato così ottenuto sarà convalidato.

5.6.5 ***Informazioni contenute nel SAPR***

Hanno accesso alle informazioni trattate dal SAPR i soggetti interessati alle misure per quanto di loro competenza, ossia il **Gestore** e tutti i soggetti da questi autorizzati. L'accesso alle informazioni trattate dal SAPR avviene nel rispetto dei principi di tutela della riservatezza di cui al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Le informazioni e i dati di misura, opportunamente aggregati, resi anonimi, saranno usati dal **Gestore** ad integrazione di dati provenienti da altri sistemi per l'elaborazione di bilanci energetici e per altri fini statistici, fermo restando gli obblighi di riservatezza di cui al paragrafo [5.4.4](#).

5.7 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA NEI PUNTI DI PRELIEVO NON TRATTATI SU BASE ORARIA

La determinazione delle misure dei prelievi di energia elettrica relativa a **punti di prelievo non trattati su base oraria** è effettuata con la metodologia del Load Profiling.

La misura dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria per ciascun punto di dispacciamento per **unità di consumo** è calcolata convenzionalmente per ciascuna area di riferimento e per ciascuna ora moltiplicando il consumo complessivo dei punti di prelievo non trattati su base oraria dell'area (prelievo residuo d'area - PRA) per un coefficiente convenzionale di ripartizione (CRP).

Il prelievo residuo d'area è calcolato dalle **imprese distributrici di riferimento** ed è dato dalla differenza, in ciascuna ora e per ciascuna area di riferimento, tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata riferita a punti trattati su base oraria; il calcolo include i dati omologhi provenienti dalle **imprese distributrici sottese**.

La quota di PRA attribuita al mercato vincolato viene calcolata, per ogni ora e per ogni area di riferimento, a saldo delle quote di PRA attribuita a tutti gli **altri utenti del dispacciamento**.

La quota di PRA attribuita al mercato vincolato in ogni area di riferimento viene suddivisa tra l'impresa **distributrice di riferimento** e le **imprese distributrici sottese** secondo le modalità stabilite dalla delibera n. 118/03.

Il **Gestore** calcola le misure attribuite alle **unità di consumo** per ogni area di riferimento, moltiplicando PRA per CRP, e successivamente aggrega le misure per area sulle zone ottenendo in questo modo la misura **dell'unità di consumo (UC)** per la parte non oraria.

In caso di cambiamento di perimetro della rete di competenza di un **distributore** (per es. cessione di parte della propria rete ad un altro **distributore**), ai fini del Load Profiling rimane la precedente configurazione dell'area di riferimento fino al mese successivo a quello di modificazione. Il **distributore** uscente ha l'obbligo di fornire al **distributore** entrante le informazioni necessarie al calcolo dei CRP, relativamente ai periodi di sua competenza. Gli obblighi di comunicazione al **Gestore**, invece, ricadono comunque sul **distributore** entrante.

Alla fine di ogni anno, tramite la lettura delle energie effettivamente assorbite dai singoli **punti di prelievo** fisici nell'intero anno, il **Gestore** effettua il conguaglio rispetto all'energia attribuita con la metodologia di Load Profiling.

5.8 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE AI FINI DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Ai fini della applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasmissione, il Gestore determina:

- (a) in qualità di soggetto responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica per i punti di immissione situati sulla **RTN**, la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli **impianti di produzione** sulla base delle misure rilevate dai propri sistemi di misura;
- (b) la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli **impianti di produzione** situati su altre reti sulla base delle misure rilevate e registrate dagli altri soggetti di cui al paragrafo [5.2.2](#). In tal caso tali soggetti sono tenuti a fornire le misure con i tempi e le modalità previste nel Capitolo 6, sezione [6.3.2](#) del presente Codice di rete.

5.9 PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono riportate le procedure operative che il **Gestore** segue per poter mantenere aggiornato il sistema di misura con la realtà impiantistica, nonché le procedure informative tra **Gestore** ed i seguenti soggetti:

- (i) **soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione delle AdM per gli impianti di produzione;**
- (ii) **soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione delle AdM per gli impianti di distribuzione e per i clienti finali;**
- (iii) gestori di porzioni limitate di **RTN** e proprietari di **RTN** diversi dal **Gestore**, per gli impianti di cui al paragrafo [5.3.7](#).

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono inoltre riportate le modalità con le quali i suddetti soggetti ed il **Gestore**:

- (a) interagiscono per lo scambio dei dati tecnici di impianto al fine di mantenere il sistema di misura del **Gestore** allineato con quanto realmente installato in campo;
- (b) interagiscono per lo scambio dei dati di misura;
- (c) scambiano informazioni per la ricostruzione dei dati di misura in caso di **disservizi della rete di telecomunicazione** e/o di variazioni impiantistiche.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.43 “Specifiche funzionali generali”;
- A.44 “Specifica tecnica funzionale del sistema di acquisizione principale del Sistema di Misura dell'energia elettrica di interesse del Gestore”;
- A.45 “Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura”;
- A.46 “Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica”;
- A.47 “Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura”;
- A.48 “Specifica tecnica per i Sistemi di Acquisizione Secondari (SAS)”;
- A.49 “Procedure operative per la gestione delle informazioni e dei dati nell'ambito del sistema di misura”;
- A.50 “Compensazione delle perdite”;
- A.51 “Caratteristiche del protocollo di comunicazione e delle modalità di scambio dati tra SAPR e AdM”.

B CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

1 Ambito di applicazione

1.1 Nella presente Appendice sono riportate le prestazioni fondamentali che devono soddisfare le **AdM** installate presso:

- (a) le **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse a **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse a **reti interne di utenza**;
- (b) i punti di interconnessione tra la **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) i punti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**.

2 Generalità

In ogni **punto di misura** è obbligatoria la sussistenza di almeno una **AdM**.

Le caratteristiche generali, funzionali, realizzative e di prova, sono individuate nel dettaglio nelle specifiche tecniche A.43, A.45 e A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

I **misuratori** devono essere di marca e modello approvato dal **Gestore** e da questo teleleggibile.

I **complessi di misura** devono essere in grado di misurare entrambi i versi dell'energia attiva (entrante ed uscente) e i relativi versi dell'energia reattiva (entrante ed uscente per ciascuno dei due versi dell'energia attiva), per un totale di sei valori per periodo di integrazione.

Nei soli casi in cui, in assenza di **guasto**, il flusso di energia attiva non può essere bidirezionale neanche temporaneamente, sono ammessi **misuratori** unidirezionali per l'energia attiva e con discriminazione dell'energia reattiva, per un totale di tre valori per periodo di integrazione.

3 ***Classe di precisione dei complessi di misura***

Tutte le **AdM** devono soddisfare i seguenti requisiti funzionali minimi:

- (a) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica attiva e dei **trasformatori di tensione e corrente**, qualora non diversamente specificato, deve essere uguale o migliore di 0,5. Qualora la classe di precisione di anche uno solo dei suddetti componenti sia di classe 1, deve essere verificato che il **complesso di misura** possa essere considerato riconducibile alla **AdM** prescritta, dal punto di vista della precisione, applicando il principio di equivalenza di cui alla norma CEI 13-4;
- (b) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica reattiva deve essere almeno pari a 2.

Il **Gestore**, con le modalità previste al Capitolo 14, sezione [14.3](#), del presente Codice di rete, può concordare con il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**, qualora il flusso di energia in

transito nel punto di scambio sia tale da giustificarlo, l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelli sopra prescritti (in particolare classe 0,2 per i trasformatori di misura e per l'energia attiva del **misuratore**). Il **Gestore**, qualora lo ritenga necessario, può comunque imporre l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelle sopra prescritte.

4 ***Periodo di integrazione delle misure***

I dati di misura dell'energia devono risultare dall'integrazione delle grandezze elettriche in un periodo (impostabile) con granularità almeno pari a 15 min. ed essere registrati in forma numerica.

5 ***Compensazione delle perdite***

Le **AdM** devono essere installate in corrispondenza del punto di scambio. Se, nei casi previsti al paragrafo [5.4.4](#), l'installazione è avvenuta in altro punto è necessario riportare le misure all'esatto punto di scambio mediante algoritmo che tenga conto delle perdite introdotte dagli elementi elettrici interposti (trasformatori, conduttori, ecc.). La **compensazione delle perdite** è prevista centralizzata a livello del sistema di acquisizione e di elaborazione del soggetto responsabile della rilevazione della misura.

Alternativamente, le **AdM** possono compensare, mediante algoritmi interni, le perdite tra **punti di misura** e punti di scambio, senza degrado della classe di precisione rispetto a quella che si otterrebbe effettuando la misura esattamente al punto di scambio stesso. In tal caso, le stesse **AdM** devono restituire sia le misure compensate, sia le misure originali.

Le **AdM** in grado di effettuare la **compensazione delle perdite**, nonché gli algoritmi utilizzati, devono essere approvate dal **Gestore**.

La **compensazione delle perdite** dovrà avvenire compatibilmente a quanto prescritto nel documento A.50 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

6 *Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura*

Le grandezze elettriche rilevate dalle **AdM** non devono essere alterate e i dati di misura registrati dalle **AdM** non devono essere modificabili o alterati.

A tal fine, tutti i componenti delle **AdM**, inclusi i cablaggi e le morsettiere, devono essere dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiscano detti componenti da possibili manomissioni.

In particolare, le interfacce di programmazione locale e/o remota dovranno essere dotate di un sistema di codici di accesso che limitino le funzioni di programmazione, mentre l'interfaccia di programmazione locale dovrà essere dotata di blocco meccanico.

7 *Alimentazione delle Apparecchiature di Misura*

L'alimentazione delle **AdM** deve essere conforme alla specifica tecnica A.45 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Deve inoltre essere possibile alimentare le **AdM** da una sorgente ausiliaria ad alta disponibilità. Per gli impianti non presidiati e di difficile raggiungibilità, deve essere prevista la doppia alimentazione esterna/interna.

L'**AdM** deve essere dotata di alimentazione ausiliaria che mantenga in funzione il **contatore** ed il modem anche in caso di **disalimentazione** del montante (ad esempio in caso di apertura prolungata del montante). L'**AdM** può non essere dotata di alimentazione ausiliaria qualora, in caso di mancanza prolungata di alimentazione, il **contatore** mantenga inalterati i dati e garantisca continuità alla misura dell'**energia elettrica**.

8 Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura

Le **AdM** devono essere sincronizzate dal responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, mediante una sorgente PRC (Primary Reference Clock), con grado di stabilità conforme alla norma ITU-T G.811 e, comunque, in grado di contenere l'errore temporale rispetto all'UTC (Universal Time Coordinated) entro 10 s.

9 Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione

Le **AdM** devono memorizzare i dati forniti dai **complessi di misura** e dall'eventuale **dispositivo di elaborazione**. I dati di misura ed eventualmente quelli da questi originati per elaborazione interna devono essere disponibili nell'**AdM** per almeno 60 giorni.

10 Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura

Le attività di programmazione remota delle **AdM** devono essere limitate alle seguenti impostazioni:

- (a) sincronizzazione oraria;
- (b) impostazione ora legale;
- (c) modifica delle fasce orarie.

Non devono essere possibili altre impostazioni da remoto.

Ogni attività di riprogrammazione deve essere memorizzata in un registro interno accessibile in sola lettura.

Eventuali diverse necessità dovranno essere preventivamente comunicate al **Gestore**.

11 Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione

Il **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** dell'**AdM** con il sistema di telecomunicazione deve consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura e delle informazioni forniti dall'**AdM**.

Questo dispositivo, previo parere positivo del **Gestore**, può essere comune a più **AdM** installate nello stesso impianto.

12 **Apparecchiature di Misura di ridondanza**

La misura deve consentire il raggiungimento di adeguati livelli di disponibilità che deve essere ottenuta mediante:

- (i) elevata qualità degli apparati utilizzati;
- (ii) predisponendo opportune ridondanze delle **AdM** ed, eventualmente, dei **punti di misura**.

L'esistenza di opportune ridondanze permette la ricostruzione dei dati di misura in caso di disservizio della **Apparecchiatura di Misura** .

Le **AdM** di ridondanza vengono classificate in **AdM di riserva** e **AdM di riscontro**.

a) *Riserva*

L'installazione di **AdM di riserva** è a discrezione del responsabile dell'**AdM**.

Le **AdM di riserva** devono avere la medesima classe di precisione delle **AdM principali** ed, eventualmente, dividerne i trasformatori di misura (**TA** e **TV**).

b) *Riscontro*

Le **AdM di riscontro** (qualora presenti), installate anche in punti diversi dai punti di installazione delle **AdM principali**, sono utilizzate per controllare il funzionamento del sistema di misura e ricostruire o stimare, insieme ad altri elementi (quali statistiche o **contatori** fiscali), i dati di misura mancanti.

Le **AdM di riscontro** possono avere una classe di precisione diversa dalle **AdM principali**.

Le stesse **AdM di riserva** possono essere utilizzate dal **Gestore** a fini di riscontro.

13 **Installazione e verifiche**

a) *Installazione e messa in servizio*

L'installazione e la messa in servizio delle **AdM** sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

I componenti costituenti le **AdM** si intendono tarati dall'origine.

L'obiettivo di attendibilità delle misure deve essere perseguito in tutte le fasi del processo di acquisizione delle misure, ed in particolare attraverso:

- (i) la scelta di apparati qualificati e di componenti di qualità;
- (ii) la cura nell'installazione, con garanzie di tipo antifrode;
- (iii) la verifica periodica da parte di personale qualificato;
- (iv) il controllo di validità delle misure in linea.

b) *Taratura e verifica delle AdM*

Le **AdM** sono sottoposte a verifiche iniziali e periodiche, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, con le seguenti scadenze:

- (i) trasformatori di misura: cadenza massimo quindicennale (dieci anni per i **TV** capacitivi);
- (ii) **contatori**: cadenza almeno triennale

o comunque secondo le modalità prescritte nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** controlla le attività di verifica, riservandosi di presenziare alle relative operazioni, alle quali sono ammessi anche i soggetti interessati alla misura.

Gli oneri relativi alle attività di verifica sono a carico del responsabile dell'installazione dell'**AdM**, il quale eventualmente può delegare l'attività di verifica ad un soggetto terzo tra quelli indicati dal **Gestore** di cui al successivo punto (e).

Le attività di verifica dovranno essere svolte in conformità con le specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Sono ammesse verifiche estemporanee, al di fuori della periodicità prescritta. Le richieste relative potranno essere di iniziativa del **Gestore** o dei soggetti interessati dalla misura. Qualora l'**AdM** risulti corrispondente a quanto per essa prescritto, l'onere della verifica estemporanea sarà a carico del richiedente, mentre sarà a carico del responsabile dell'**AdM** in caso contrario.

I componenti risultati difettosi durante una verifica sono oggetto di riparazione o sostituzione in conformità con quanto prescritto al successivo punto c).

c) *Riparazione e/o sostituzione delle Apparecchiature di Misura*

In caso di **guasto**, le **AdM**, o i loro componenti costituenti, devono essere riparati, o sostituiti a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

Le modalità di sostituzione devono seguire le prescrizioni descritte nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Nel caso non siano disponibili **AdM di riserva o di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione del **contatore** principale dovrà essere realizzata entro il tempo massimo di 48 ore, salvo casi eccezionali dipendenti dalla continuità del servizio elettrico o in caso di punto di scambio non attivo.

Nel caso siano disponibili **AdM di riserva o di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione delle **AdM principali**, salvo casi particolari da valutare con il **Gestore**, deve avvenire con le seguenti modalità:

- (i) il termine massimo per la sostituzione e/o riparazione del **contatore** e/o del **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** è di una settimana;
- (ii) il termine massimo per la sostituzione/riparazione dei trasformatori di misura è di un mese. Tale termine può essere esteso a due mesi, qualora il nuovo trasformatore di misura sia di qualità superiore a quello da sostituire.

Quando la sostituzione si realizzi su richiesta, questa deve comunque effettuarsi in conformità a quanto prescritto nel presente documento, ad esclusivo onere e cura del richiedente.

d) *Certificazioni delle verifiche*

Il responsabile delle **AdM**, a valle delle verifiche iniziali, periodiche e/o di sostituzioni e riparazioni delle **AdM**, dovrà fornire al **Gestore** documentazione degli avvenuti interventi secondo quanto indicato nelle specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

e) *Soggetti certificatori*

Il **Gestore** si riserva di pubblicare l'elenco dei soggetti certificatori che, in possesso dei requisiti tecnici e di qualità, operino nel campo della misura e delle verifiche secondo la regola dell'arte.

CAPITOLO 6

SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE

INDICE

<i>CAPITOLO 6 – SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE</i>	2
6.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	2
6.2 SOGGETTI RESPONSABILI.....	2
6.3 DETERMINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA O PRELEVATA	3
6.3.1 <i>Determinazione dell'energia immessa o prelevata</i>	3
6.3.2 <i>Determinazione dell'energia elettrica immessa da unità di produzione non rilevanti</i>	5
6.3.3 <i>Determinazione dell'energia elettrica prelevata</i>	6
6.3.4 <i>Determinazione dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo trattati su base oraria</i>	7
6.4 CORRISPETTIVI PER L'AGGREGAZIONE DELLE MISURE	7
<i>APPENDICE</i>	8
A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	8

CAPITOLO 6 – SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE

6.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Oggetto del presente Capitolo è la definizione dei criteri e delle modalità per lo svolgimento del servizio di aggregazione delle misure relative al servizio di dispacciamento.

Il presente capitolo si applica:

- (a) al **Gestore** quale soggetto responsabile del servizio di aggregazione delle misure;
- (b) ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica di cui al Capitolo 5 sezione [5.2.2](#).

6.2 SOGGETTI RESPONSABILI

Il **Gestore** è responsabile del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi per il servizio di **dispacciamento**.

Per lo svolgimento del servizio di aggregazione delle misure, il **Gestore** si avvale di soggetti terzi individuati nel rispetto della normativa vigente.

Per il periodo regolatorio 2004-2007, ai fini dello svolgimento del servizio di aggregazione, il **Gestore** si avvale dell'opera delle **Imprese Distributrici**. A tal fine il **Gestore** stipula con le **imprese distributrici** una convenzione per regolare il servizio di aggregazione delle misure in conformità alla

convenzione tipo (Allegato A.58 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo) quale parte integrante del presente Codice di rete.

6.3 DETERMINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA O PRELEVATA

6.3.1 *Determinazione dell'energia immessa o prelevata*

L'energia elettrica immessa/prelevata in un **punto di dispacciamento** per **unità di produzione/consumo** in un periodo rilevante è pari alla somma dell'energia elettrica immessa/prelevata nei **punti di immissione/prelievo** appartenenti al predetto **punto di dispacciamento**.

Il **Gestore**, quale responsabile del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, determina l'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete per ciascun **punto di dispacciamento** per **unità di produzione e di consumo** e per ciascun **periodo rilevante**.

Tale attività si basa, in parte, su misure acquisite direttamente dal **Gestore** ed, in parte, su misure inviate dal responsabile della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica, di cui al Capitolo 5 sezione [5.2.2](#), o dai soggetti di cui si avvale il Gestore per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure.

In particolare il **Gestore**:

- (a) per le **unità di produzione rilevanti** determina l'energia elettrica immessa in rete utilizzando le misure rilevate direttamente dai propri sistemi di misura;
- (b) per le **unità di produzione non rilevanti** aggrega le misure delle immissioni di energia elettrica ricevute dai soggetti responsabili della registrazione e rilevazione misure, nonché delle immissioni di energia elettrica relative ai **punti di immissione** ubicati sulla **RTN** ed appartenenti ad un medesimo **punto di dispacciamento per unità di immissione (UP)** rilevate direttamente dai propri sistemi di misura;
- (c) per le **unità di consumo (UC)**, aggrega le misure dei prelievi di energia comunicate dai soggetti di cui si avvale per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure per i punti di prelievo trattati su base oraria e dalle **Imprese Distributrici** di riferimento per i punti di prelievo non trattati su base oraria, quali responsabili dell'attività di Load Profiling di cui al Capitolo 5 sezione [5.7](#).

Le misure fornite al **Gestore** dai soggetti di cui esso si avvale per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure, devono rispettare i seguenti requisiti. In particolare, devono essere:

- (i) fornite con dettaglio orario; qualora non rilevate con misuratore orario devono essere riportate al dettaglio orario applicando le modalità specificate dalla normativa vigente;
- (ii) riferite al punto di scambio con la **rete con obbligo di connessione di terzi**;
- (iii) per l'energia prelevata, previa applicazione dei coefficienti di perdita appositamente definiti dall'**Autorità**;

- (iv) per l'energia immessa, senza l'applicazione dei coefficienti di perdita appositamente definiti dall'**Autorità**;
- (v) specificate al kWh senza cifre decimali.

6.3.2 ***Determinazione dell'energia elettrica immessa da unità di produzione non rilevanti***

Al fine di consentire al **Gestore** di aggregare le **misure** di cui al paragrafo [6.3.1 lettera b](#)):

- (a) i soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure di energia elettrica, di cui al Capitolo 5 sezione [5.2.2](#), entro il giorno 15 del mese successivo a quello di competenza, comunicano al **Gestore** le misure delle immissioni di energia elettrica, senza applicazione delle perdite, relative ad ogni singola **unità di produzione** non rilevante ubicata nel proprio ambito di competenza;
- (b) il **Gestore** provvede ad aggregare per **punto di dispacciamento** le misure dell'energia elettrica immessa in rete dalle **unità di produzione** non rilevanti comunicate dalle **Imprese distributrici**, nonché delle immissioni relative ad unità di produzione ubicate su **RTN** e caratterizzate dall'appartenere alla medesima **zona**, dal medesimo **Utente del dispacciamento** e dalla medesima tipologia.

6.3.3 **Determinazione dell'energia elettrica prelevata**

La determinazione dell'energia elettrica prelevata in ciascun punto di dispacciamento per **unità di consumo** in un periodo rilevante avviene in due fasi distinte:

- (a) acquisizione ed elaborazione dell'energia elettrica prelevata nei **punti di prelievo trattati su base oraria**;
- (b) acquisizione ed elaborazione dell'energia elettrica prelevata nei **punti di prelievo non trattati su base oraria**.

Il **Gestore** determina l'energia elettrica prelevata in ciascun **punto di dispacciamento** per **unità di consumo (UC)** per ciascun **periodo rilevante** come somma:

- (a) della **misura** aggregata dell'energia elettrica prelevata nei **punti di prelievo trattati su base oraria** comunicata dai soggetti di cui si avvale il **Gestore** per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure, appartenenti al medesimo **punto di dispacciamento** per **unità di consumo (UC)** con le modalità indicate al successivo paragrafo [6.3.4](#);
- (b) della misura oraria dell'energia elettrica attribuita ai **punti di prelievo non trattati su base oraria** appartenenti al medesimo **punto di dispacciamento** per **unità di consumo (UC)** determinata sulla base dei dati (PRA e CRP) calcolati e comunicati dalle **Imprese distributrici** di riferimento con le modalità riportate nel Capitolo 5 sezione [5.7](#).

6.3.4 ***Determinazione dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo trattati su base oraria***

Ai fini della determinazione dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo trattati su base oraria relativi a ciascun punto di **dispacciamento** per **unità di consumo (UC)** e per ciascun **periodo rilevante**, i soggetti di cui si avvale il **Gestore** per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure, entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza, aggregano e comunicano al **Gestore** le misure d'energia elettrica relative a **punti di prelievo trattati su base oraria** aggregati per utente del dispacciamento insistenti sulla rete di competenza di ciascun **Distributore di riferimento** e dei suoi relativi **Distributori sottonesi**.

6.4 **CORRISPETTIVI PER L'AGGREGAZIONE DELLE MISURE**

Il **Gestore** della rete paga alle **Imprese distributrici** aventi sulla propria rete di distribuzione punti di prelievo trattati su base oraria, un corrispettivo a remunerazione dell'attività prestata dalle medesime imprese ai sensi della normativa vigente.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.58 “Convenzione tipo per il servizio di aggregazione misure ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas n. 168/03”

CAPITOLO 7

REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

INDICE

CAPITOLO 7 - REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	2
7.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	2
7.2 REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	3
7.2.1 Servizio di trasmissione per le imprese distributrici	3
7.2.2 Servizio di trasmissione per gli impianti di produzione	4
7.3 REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	4
7.3.1 Dettagli per la determinazione delle partite economiche per il servizio di dispacciamento	5

CAPITOLO 7 - REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

7.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

7.1.1 Oggetto del presente capitolo è la regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

7.1.2 Le disposizioni contenute nel presente capitolo si applicano:

- (a) agli **Utenti del dispacciamento** per la regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento;
- (b) alle **Imprese distributrici** direttamente connesse alla **RTN** e ai titolari di impianti di produzione per la regolazione delle partite economiche relative al servizio di trasmissione.

7.2 **REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE**

7.2.1 ***Servizio di trasmissione per le imprese distributrici***

Fermi restando gli obblighi previsti nella presente sezione il **Gestore** stipula con le **imprese distributrici** direttamente connesse alla **RTN** convenzioni per disciplinare il servizio di trasmissione. Tali convenzioni definiscono modalità e tempistiche per lo scambio dei dati, la fatturazione ed il pagamento del corrispettivo di trasmissione da parte delle **Imprese distributrici**.

Le **imprese distributrici** direttamente connesse alla **RTN** sono tenute a comunicare con cadenza mensile, sulla base dei formati e strumenti indicati dal **Gestore**, nonché con il dettaglio da questo fissato, la misura:

- (a) dell'energia elettrica netta prelevata dall'**impresa distributrice** dalla **RTN**; dove per energia netta si intende il saldo mensile per fascia tra energia prelevata ed immessa in tutti i punti di connessione. Si precisa, inoltre che, i prelievi effettuati da **clienti finali** direttamente collegati alla **RTN** si intendono come effettuati dall'**impresa distributrice** competente per territorio con la quale hanno stipulato il contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione. Alla misura dell'energia elettrica si applicano i coefficienti di perdita appositamente definiti dall' **Autorità**;
- (b) dell'energia elettrica prodotta da **impianti di produzione** connessi alla rete **AT** del **Distributore**, aumentata di un fattore percentuale definito dall'**Autorità** per tenere conto delle perdite.

Il **Gestore** si riserva il diritto di effettuare autonomamente la **telelettura** dei **contatori** e ogni altro controllo tecnico sugli stessi (anche a campione) allo scopo di verificare i dati autocertificati.

7.2.2 Servizio di trasmissione per gli impianti di produzione

I titolari degli **impianti di produzione** connessi ad una **rete con obbligo di connessione di terzi** sono tenuti a versare al **Gestore** per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia prodotta e immessa in rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne d'utenza, e rilevata con le modalità indicate al Capitolo 5, sezione [5.8](#), la componente tariffaria determinata dall'Autorità.

Le modalità e tempistiche per la fatturazione e il pagamento del corrispettivo di trasmissione sono regolate nel **contratto per il servizio di dispacciamento** per punti di immissione.

7.3 REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

La regolazione delle partite economiche relative al servizio di **dispacciamento** per punti di **immissione** e per **prelievo** nei confronti degli **utenti del dispacciamento** è effettuata dal **Gestore** con le modalità previste dalle vigenti delibere dell'**Autorità** e dai contratti tipo di dispacciamento, sulla base dell'energia elettrica immessa e prelevata determinata come descritto nel [Capitolo 6](#).

7.3.1 *Dettagli per la determinazione delle partite economiche per il servizio di dispacciamento*

Si riportano di seguito alcuni dettagli per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di **dispacciamento**.

7.3.1.1 *Determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento*

Le partite economiche ed i corrispettivi relativamente alle attività di dispacciamento sono determinati ai sensi della delibera 111/06 come successivamente modificata ed integrata.

In particolare, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 40 della delibera n. 111/06 ai fini del bilanciamento in tempo reale:

- (a) è considerata offerta di vendita accettata il solo saldo, ove positivo, tra la quantità accettata in vendita per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in acquisto nella **fase di programmazione** nel **periodo rilevante** valorizzato al prezzo offerta di vendita;
- (b) è considerata offerta di acquisto accettata il solo saldo, ove positivo, tra la quantità accettata in acquisto per il servizio di bilanciamento e la quantità accettata in vendita nella **fase di programmazione** nel **periodo rilevante** valorizzato al prezzo offerto di acquisto.

7.3.1.2 *Remunerazione delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio*

Per ciascuna delle **unità idroelettriche di produzione e pompaggio strategiche** la differenza tra il programma vincolante e l'energia immessa in ciascun periodo rilevante è remunerata al prezzo di offerta su **MSD**, qualora almeno uno dei gruppi di generazione associati alla medesima unità stia

fornendo il servizio di riserva secondaria di potenza attiva, come attestato dai telesegnali di regolazione secondaria acquisiti dal sistema di controllo del **Gestore**.

7.3.1.3 *Remunerazione dei vincoli di offerta provenienti da indisponibilità di elementi di rete*

In caso di mancato rispetto da parte degli **UdD** dei vincoli di offerta applicati alle **unità rilevanti** nella loro titolarità, provenienti da indisponibilità di elementi di rete, comunicati secondo le modalità e i tempi di cui al Capitolo 4, paragrafo [4.7.2](#), il **Gestore** può apportare modifiche contestualmente allo svolgimento del **MSD** al programma di immissione dell'unità per renderlo compatibile con il vincolo comunicato, anche per unità non abilitate.

Per ciascun **periodo rilevante** la suddetta modifica del programma di immissione dell'**unità di produzione** è valorizzata:

- (a) al prezzo marginale delle offerte accettate in verso opposto nella **fase di programmazione del MSD** nella macrozona di localizzazione dell'**unità**, qualora la modifica avvenga nella **fase di programmazione del MSD**;
- (b) al prezzo di sbilanciamento della zona di localizzazione dell'**unità**, qualora la modifica avvenga nella fase di gestione in tempo reale del **MSD**.

Le suddette valorizzazioni sono da intendersi come saldo finale di un apposito corrispettivo e della valorizzazione prevista per le quantità accettate sul **MSD** da **unità abilitate**, di cui al Capitolo 4, paragrafi [4.9.6](#) e [4.10.7](#), ovvero della remunerazione delle modifiche ai **programmi aggiornati cumulati** richiesti alle unità non abilitate in tempo reale, di cui al successivo paragrafo [7.3.1.4](#).

Qualora in caso di indisponibilità di elementi di rete sopraggiunte non in tempo utile per la comunicazione dei vincoli di offerta di cui al Capitolo 4,

paragrafo [4.7.2](#), il **Gestore** debba modificare contestualmente allo svolgimento del **MSD** il programma di immissione di una **UP** non abilitata al **MSD**, tale modifica è valorizzata al prezzo del **MGP** della **zona** in cui l'**UP** è localizzata, per ciascun **periodo rilevante** di applicazione del vincolo.

7.3.1.4 *Remunerazione delle modifiche ai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo delle up non abilitate richiesti in tempo reale*

Qualora il **Gestore** modifichi in tempo reale i programmi di immissione o prelievo di **UP** non abilitate, rispetto ai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo, le corrispondenti variazioni sono valorizzate al prezzo del mercato del giorno prima, per la zona in cui è localizzata l'unità ed il periodo orario d'interesse.

7.3.1.5 *Oneri di Sbilanciamento*

Mancata fornitura del servizio di telescatto

Qualora una **unità di produzione** abilitata al servizio di telescatto comunichi la sopraggiunta indisponibilità del servizio successivamente ai termini temporali previsti al Capitolo 4, sezione [4.9.4](#) del presente Codice di rete, le conseguenti riduzioni di immissione dell'**UP** richieste dal **Gestore**, nella fase di programmazione o in tempo reale, al fine di eliminare le conseguenti congestioni di rete, anche potenziali, sono valorizzate al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel **Mercato del Giorno Prima** nel periodo orario e nella zona in cui è localizzata l'unità.

Unità in collaudo

Per le **UP** in collaudo, per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore a un anno, si applica quanto segue:

- (a) per un periodo iniziale, sino a tre mesi per ciascun assetto, l'energia prodotta in eccesso (in difetto) rispetto al programma finale cumulato di immissione e prelievo è valorizzata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel **Mercato del Giorno Prima** nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzata l'unità;
- (b) per il successivo periodo, sino a tre mesi per ciascun assetto, l'energia prodotta in eccesso (in difetto) rispetto al programma finale cumulato di immissione e prelievo è valorizzata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel **Mercato del Giorno Prima** nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzata l'unità, ridotta (incrementata) di una quota percentuale stabilita dall'**Autorità**.

Condizioni di emergenza

Nei periodi rilevanti in cui le condizioni di funzionamento del sistema elettrico non consentano, con riferimento ad un insieme di punti di immissione o punti di prelievo, per effetto di disservizi di rete, il rispetto dei programmi vincolanti di immissione e di prelievo, il **Gestore** può sospendere la validità delle modalità per la determinazione degli oneri di sbilanciamento che sono definiti, con riferimento a tali periodi rilevanti ed ai medesimi punti, in via amministrativa.

La remunerazione dell'energia fornita dalle unità di produzione durante la fase di dispacciamento in condizioni di emergenza viene stabilita dall'**Autorità**.

CAPITOLO 8

BILANCIO ENERGIA

INDICE

<i>CAPITOLO 8 – BILANCIO ENERGIA</i>	2
8.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	2
8.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI RIFERIMENTO.....	3
8.3 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI SOTTESE	4
8.4 FORMATI E SCAMBIO DATI.....	5

CAPITOLO 8 – BILANCIO ENERGIA

8.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Oggetto del presente Capitolo è la individuazione degli obblighi in capo alle **imprese distributrici, quali soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure**, ai fini della definizione da parte del **Gestore** dei bilanci di energia sulla **RTN** e sull'intero **sistema elettrico italiano**.

L'elaborazione dei bilanci consente di effettuare l'analisi del **mercato elettrico**, distinto tra libero e vincolato, per **zona** e per area e di avere uno strumento di controllo tempestivo in corso d'esercizio. Tale attività si distingue pertanto da quella descritta al [Capitolo 9](#) del presente Codice di rete che ha finalità di tipo statistico quali fornire agli organi istituzionali e a tutti gli **Utenti della rete** un quadro generale dell'evoluzione del sistema elettrico italiano.

I bilanci che il **Gestore** elabora sono:

- (a) bilancio fisico sulla **RTN**;
- (b) bilancio fisico Italia;
- (c) bilancio commerciale Italia.

Il **Gestore** compila e pubblica il bilancio fisico sulla **RTN** e il bilancio fisico Italia con cadenza mensile riferito a due mesi precedenti a quello di pubblicazione, a carattere provvisorio, e pubblica il bilancio fisico sulla **RTN** e il bilancio fisico Italia a livello annuale, a carattere definitivo.

Il bilancio fisico sulla **RTN** registra i quantitativi di energia attiva immessa e prelevata in tutti i punti di connessione alla **RTN** (perimetro **RTN**), e per differenza determina le perdite sulla rete stessa.

Il bilancio fisico Italia fa riferimento all'intero territorio nazionale (incluse le reti isolate e le **reti interne di utenza**) e registra i quantitativi di energia attiva complessivamente prodotta e consumata, nonché quella scambiata tra reti. Esso si basa sui bilanci per Area di riferimento effettuati dalle **imprese distributrici di riferimento**, con l'applicazione delle perdite convenzionali calcolate con i coefficienti appositamente definiti dall'**Autorità**.

Il bilancio commerciale Italia determina i quantitativi di energia approvvigionati e consumati dai **clienti finali** suddivisi tra mercato libero e mercato vincolato.

Il bilancio commerciale Italia considera i valori sia al netto che al lordo delle perdite convenzionali consentendo un riscontro con il bilancio fisico nazionale e con i dati di pertinenza dell'**Acquirente Unico**.

Per l'effettuazione dei citati bilanci il **Gestore**, oltre ad utilizzare dati la cui rilevazione è di propria competenza in base alla normativa di riferimento, riceve periodicamente dai soggetti responsabili della misurazione i dati di misura, sia puntuali che aggregati come descritto nei seguenti paragrafi.

8.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI DI RIFERIMENTO

Ciascuna **impresa distributtrice di riferimento** fornisce al **Gestore**, relativamente alla propria Area di riferimento, come definita dalla normativa vigente, le seguenti tipologie di dati di misura:

- (a) energia elettrica scambiata con **RTN**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (b) energia elettrica scambiata con altre reti, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (c) energia elettrica scambiata con altri **distributori**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (d) energia elettrica immessa in rete da ogni **impianto di produzione** localizzato sulla rete di propria competenza, specificandone la titolarità, il livello di tensione, la tipologia di impianto, la taglia di potenza, il tipo di misuratore, il trattamento su base oraria;
- (e) energia elettrica prelevata dai **clienti finali** connessi alla **rete di distribuzione**, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato, distinta tra quelli trattati su base oraria e non; le **misure** dei **clienti** non trattati su base oraria vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling;
- (f) energia elettrica prelevata da **clienti finali** su **RTN** ed altre reti nell'ambito di competenza (inclusi i consumi degli impianti di pompaggio e dei servizi ausiliari degli **impianti di generazione**), suddivisa per livello di tensione e per qualifica di libero o vincolato.

8.3 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI SOTTESE

Ciascuna **impresa distributrice sottesa** fornisce al **Gestore**, relativamente alla propria area di competenza territoriale, le seguenti tipologie di dati di misura:

- (a) energia elettrica scambiata con altri **distributori**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (b) energia elettrica immessa in rete da **impianti di produzione** localizzati sulla rete di propria competenza, distinta per livello di tensione, per tipologia e per taglia di potenza;
- (c) energia elettrica prelevata da **clienti finali**, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato distinta tra quelli trattati su base oraria e non; le misure dei clienti non trattati su base oraria vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling.

8.4 FORMATI E SCAMBIO DATI

I dati per i bilanci energetici sono forniti per via telematica, su modelli standardizzati appositamente elaborati dal **Gestore**. La cadenza di invio è mensile, mentre la granularità richiesta è per **fascia oraria**. Il **Gestore** si riserva di modificare la granularità, dandone comunicazione preventiva ai soggetti interessati, in funzione dell'evoluzione tecnica, normativa ed organizzativa del settore.

Il **Gestore** aggiorna i modelli, i formati e le procedure di scambio dati sulla base dell'evoluzione del mercato e della regolamentazione nonché dell'esperienza maturata. Il **Gestore** invia i modelli ai soggetti interessati avendo cura di uniformare, per quanto possibile, le richieste informative ai fini di bilanci energetici con le richieste di dati per altre procedure relative agli stessi soggetti.

CAPITOLO 9

STATISTICHE

INDICE

<i>CAPITOLO 9 – STATISTICHE</i>	2
9.1 OGGETTO.....	2
9.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
9.3 RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI	3
9.4 STATISTICHE MENSILI ED ANNUALI	4

CAPITOLO 9 – STATISTICHE

9.1 OGGETTO

9.1.1 Il presente capitolo descrive i criteri e le modalità sulla base dei quali il **Gestore** effettua l'elaborazione delle statistiche del settore elettrico nazionale, l'analisi dell'evoluzione della domanda di energia elettrica e la sua previsione mensile ed annuale conformemente a quanto previsto al successivo paragrafo [9.4.5](#).

9.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

9.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) titolari di **impianti di generazione**;
- (b) titolari di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**;
- (c) **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi**;
- (d) titolari di **reti interne di utenza** e di **linee dirette**;
- (e) **clienti grossisti**;
- (f) **Gestore della rete**.

9.3 **RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI**

9.3.1 Il **Gestore** raccoglie ed elabora tutte le informazioni ed i dati sul settore elettrico considerati necessari per lo svolgimento delle proprie attività, sia per esigenze interne che per conto di istituzioni pubbliche, nazionali ed internazionali.

La raccolta di informazioni è ispirata a principi di tutela della riservatezza e trasparenza.

Ai fini della raccolta delle informazioni il **Gestore** utilizza una metodologia di acquisizione basata su un programma informatico il cui accesso è riservato ai soggetti addetti alle statistiche presso gli operatori elettrici.

9.3.2 L'attività di raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale è prevista dalle seguenti norme:

- (a) *Direttiva del Ministero dell'Industria del 21.01.2000* che affida al **Gestore** il compito di assicurare la raccolta dei dati statistici di produzione e consumo dell'intero settore elettrico nazionale.
- (b) *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 12.03.2002* che ha incluso l'ufficio di statistica del **Gestore** nel Sistema Statistico Nazionale (SISTAN). Il SISTAN, istituito con il Decreto Legislativo 6.09.1989 n. 322 e coordinato dall'ISTAT, è la rete di soggetti pubblici e privati italiani che fornisce l'informazione statistica ufficiale. Tale organismo programma l'attività statistica di interesse pubblico attraverso il Programma Statistico Nazionale (PSN). Il PSN che ha valenza triennale ed è aggiornato annualmente con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, individua le rilevazioni, le elaborazioni e gli studi progettuali che uffici, enti ed organismi del SISTAN sono chiamati a realizzare per soddisfare il fabbisogno informativo del Paese.

(c) *Deliberazione dell’Autorità n. 250/04* nella parte relativa agli obblighi informativi, di cui agli articoli 57, 58, 61 e 62.

9.3.3 L’ufficio di statistica del **Gestore**, in quanto membro del SISTAN, propone ed effettua rilevazioni, che costituiscono la base statistica ufficiale relativa al settore elettrico nel quadro del PSN.

9.3.4 I soggetti di cui al paragrafo [9.2.1](#) sono tenuti a fornire dati statistici ed informazioni su richiesta del **Gestore** in virtù dell’obbligo sancito dall’art. 7 del decreto legislativo n. 322/89.

9.4 STATISTICHE MENSILI ED ANNUALI

9.4.1 In conformità a quanto previsto al paragrafo [9.3.2](#) il **Gestore** elabora, su base mensile, un Rapporto sul sistema elettrico contenente un’analisi sintetica della congiuntura elettrica nonché i risultati tecnici di esercizio del mese analizzato.

9.4.2 Il **Gestore** pubblica annualmente un documento recante "*Dati statistici sull’energia elettrica in Italia*" recante il quadro completo della produzione e dei consumi di energia elettrica in Italia.

9.4.3 Per la redazione dei citati documenti e per l’analisi, a livello nazionale e regionale, dei bilanci elettrici, i soggetti di cui al paragrafo [9.2.1](#) sono tenuti a comunicare al **Gestore** i seguenti dati calcolati su base annuale (entro il 30 marzo di ogni anno) e mensile (entro il ventesimo giorno del mese successivo rispetto al mese di riferimento).

(a) Dati di Produzione

(i) *Disponibilità*

- Produzione Lorda (dati mensili):
 - per gli *impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici*
 - ✓ produzione lorda dell'impianto (kWh).
 - per gli *impianti termoelettrici*
 - ✓ produzione lorda di ciascun gruppo di produzione (kWh) disaggregata per ogni tipo di combustibile utilizzato;
 - ✓ quantità metrica del combustibile utilizzato (m³, kg) in ciascun gruppo termico.
- Consumi dei servizi ausiliari della produzione (kWh) dell'intero impianto, comprensivi delle perdite dei trasformatori elevatori di centrale.

(ii) *Destinazione della produzione di ciascun impianto (kWh)*

- autoconsumata in loco e servizi ausiliari;
- destinata al mercato elettrico;
- destinata ad altri impianti nella disponibilità di soggetti facenti parte del medesimo gruppo societario;
- ceduta ai sensi dell'art. 3 comma 12 del d. lgs. 79/99.

(iii) *Invasi*

- riserva utile (migliaia di m³): riserva utile in acqua esistente in quell'istante nel sistema di serbatoi, in assenza di apporti naturali e di perdite;
- riserva in energia elettrica lorda (MWh): quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta negli impianti idroelettrici interessati dall'invaso mediante l'utilizzo completo dell'acqua disponibile.

(b) Dati di consumo

(i) *Disponibilità (kWh)*

- energia ricevuta da altri operatori elettrici italiani od esteri, dettagliata per:
 - operatore elettrico fornitore;
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**.

(ii) *Utilizzi (kWh)*

- energia ceduta ad altri operatori elettrici italiani od esteri, non utilizzatori finali, dettagliata per:
 - operatore elettrico acquirente;
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**;

- energia ceduta ad utilizzatori finali (kWh e numero utenti), dettagliata per:
 - provincia di consumo;
 - codice merceologico di utilizzo (codifica ATECUE95);
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**.

(iii) *Prezzi dell'energia elettrica:*

- componenti di prezzo dell'energia elettrica di un campione statisticamente significativo di clienti del mercato libero;
- prezzi medi per diversi livelli di aggregazione e per classi merceologiche forniti dai **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi**.

9.4.4 Al fine di definire la consistenza del parco di produzione nazionale, i titolari degli **impianti di generazione** sono tenuti a comunicare al **Gestore**, entro il 30 marzo di ogni anno, i dati di seguito indicati disaggregandoli sia per tipologia di impianto sia per regione.

(a) Dati anagrafici:

- (i) sito dell'impianto (Provincia e Comune);
- (ii) nome dell'impianto;
- (iii) data di entrata in servizio;
- (iv) quota di possesso dell'impianto;
- (v) tipo e/o categoria.

(b) Dati tecnici:

(i) Per gli *impianti a fonti rinnovabili*:

- potenza nominale dei generatori in kVA;
- potenza dei motori primi in kW;
- potenza efficiente lorda in kW;
- potenza efficiente netta in kW;
- producibilità lorda media annua da apporti naturali in MWh.

(ii) Per i soli *impianti di pompaggio*:

- producibilità lorda media annua da pompaggio volontario in MWh;
- producibilità lorda media annua da pompaggio di gronda in MWh.

(iii) Per i *gruppi termoelettrici* (un impianto termoelettrico può essere composto da più gruppi o unità di produzione):

- potenza nominale dei generatori in kVA;
- potenza dei motori primi in kW;
- potenza efficiente lorda in kW;
- potenza efficiente netta in kW;

- combustibili utilizzati. Per ciascun combustibile utilizzato dal gruppo è necessario inoltre specificare:
 - potere calorifico inferiore;
 - consumo specifico teorico per la produzione di energia elettrica. Per i soli gruppi a cogenerazione va considerato infine il consumo specifico teorico termico totale per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

9.4.5 I dati raccolti ai fini del PSN vengono utilizzati in forma aggregata ed anonima nelle modalità previste dalla legge sia dal **Gestore** (per scopi di programmazione della rete, di simulazione del comportamento del parco impianti, di immagine, per analisi congiunturali, ecc.) sia da istituzioni pubbliche e private, nazionali ed estere.

I dati raccolti possono essere utilizzati anche per le previsioni della richiesta di energia elettrica e della richiesta in potenza sulla rete italiana, di breve (due - tre anni) e medio (fino a dieci anni) termine, ai fini della elaborazione del **PdS** della **RTN**, come indicato nel [Capitolo 2](#) del presente Codice di rete.

CAPITOLO 10

SALVAGUARDIA DELLA SICUREZZA

INDICE

CAPITOLO 10 – SALVAGUARDIA DELLA SICUREZZA	2
10.1 OGGETTO.....	2
10.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
10.3 OBBLIGHI GENERALI	3
10.4 DIFESA DEL SISTEMA ELETTRICO	6
10.4.1 Definizione delle contingenze	6
10.4.2 Definizione degli stati di funzionamento.....	6
10.4.3 Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC)	9
10.4.3.1 Procedure di riconoscimento	9
10.4.3.2 Obblighi.....	10
10.4.4 Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento.....	10
10.4.4.1 Stato di funzionamento Allarme o Normale Insicuro	10
10.4.4.2 Stato di funzionamento Emergenza.....	11
10.4.4.3 Stato di funzionamento Interruzione.....	12
10.4.4.4 Stato di funzionamento Ripristino.....	12
10.4.4.5 Modalità di registrazione delle comunicazioni	13
10.4.5 Procedure applicabili e prestazioni dei sistemi di controllo e comunicazione.....	13
10.4.6 Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione	14
10.4.6.1 Sistemi di controllo.....	14
10.4.6.2 Sistemi di telecomunicazioni.....	15
10.4.6.3 Sistemi di teleconduzione	16
10.4.6.4 Obblighi degli Utenti della rete.....	16
10.5 VERIFICHE PERIODICHE	16
APPENDICE	19
A PIANO DI RIACCENSIONE.....	19
B DETTAGLI DI PROCEDURE DI GESTIONE.....	21
C DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	28

CAPITOLO 10 – SALVAGUARDIA DELLA SICUREZZA

10.1 OGGETTO

10.1.1 Il presente capitolo definisce le norme per la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del **Sistema Elettrico Nazionale (SEN)**. A tal fine le condizioni di funzionamento e le azioni del **Gestore** si riferiscono alla parte di sistema che il **Gestore** osserva e controlla in tempo reale, nel seguito indicato come **Sistema Elettrico Controllato (SEC)**.

10.1.2 In particolare sono descritti gli obblighi e le linee di condotta, per i soggetti di cui alla successiva sezione [10.2.1](#) al fine di permettere al **Gestore** di svolgere le sue attività istituzionali in condizioni di sicurezza, con l'obiettivo di fronteggiare situazioni di emergenza o legate alla temporanea **indisponibilità** delle infrastrutture di trasmissione e di ripristinare le condizioni di normale **esercizio**.

10.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

10.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) **Utenti della rete;**
- (b) **Titolari di porzioni di RTN;**
- (c) **Gestore della rete.**

10.2.2 Obiettivo della sicurezza è la prevenzione e la minimizzazione delle conseguenze dei **disservizi di rete**, con particolare riguardo a quelli che possono comportare la perdita del controllo del **SEC**. Il **Gestore** persegue l'obiettivo della sicurezza ai sensi del presente Codice di Rete, con tutti gli strumenti ed i mezzi di cui è dotato.

10.3 **OBBLIGHI GENERALI**

Per le finalità di cui al presente capitolo vengono qui di seguito riportati gli obblighi generali in capo ai soggetti di cui al paragrafo [10.2.1](#).

10.3.1 **Il Gestore:**

- (a) gestisce il **SEC** in sicurezza applicando i criteri di esercizio, le procedure indicate nel presente Codice di Rete e avvalendosi anche del macchinario e delle apparecchiature rese disponibili dai soggetti di cui al paragrafo [10.2.1](#);
- (b) vincola l'esercizio del **SEN** alle esigenze di sicurezza in tutte le fasi delle **attività di trasmissione e dispacciamento**, ivi incluso il coordinamento dei programmi di indisponibilità;
- (c) tiene conto delle esigenze di sicurezza nelle **attività di sviluppo** della **RTN**;
- (d) stabilisce i criteri di protezione e le strategie di taratura degli apparati;
- (e) definisce e coordina la realizzazione del Piano per il miglioramento della sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale di cui all'art. 1 - *quinquies*, comma 9 della legge n. 290/03, ivi inclusi i provvedimenti di contenimento degli effetti di eventi straordinari;

- (f) predispone ed aggiorna periodicamente, anche sulla base delle risultanze del Piano di cui alla precedente lettera (e), norme, procedure di esercizio e di controllo, regole per l'utilizzazione di mezzi automatici e/o manuali necessari alla salvaguardia della sicurezza;
- (g) mantiene la riservatezza su tutti i dati sensibili necessari alle valutazioni di sicurezza in conformità a quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete;
- (h) stipula accordi con i gestori di rete estera confinanti (TSO), al fine di stabilire:
 - (i) procedure operative condivise tra i propri centri e quelli del gestore di rete estera confinante per il ripristino immediato delle condizioni di sicurezza delle interconnessioni e per la gestione delle situazioni d'emergenza;
 - (ii) procedure per la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri di controllo e di quelli del gestore di rete estera confinante;
 - (iii) regole per la gestione coordinata delle reti ed in ogni caso secondo gli standard di riferimento **UCTE**.

Nel caso di mancata stipula degli accordi di cui al punto (h) il **Gestore** si riserva di adottare le misure più opportune atte a garantire la sicurezza.

10.3.2 Gli **Utenti** eseguono gli ordini che il **Gestore** impartisce ai fini della sicurezza. In particolare tali soggetti:

- (a) si attengono a tutte le limitazioni di produzione ed assorbimento conseguenti le azioni necessarie alla salvaguardia della sicurezza nelle **attività di trasmissione e dispacciamento**;

- (b) mettono a disposizione del **Gestore** tutti i dati, inclusi i tassi d'indisponibilità accidentale e le informazioni strumentali alle valutazioni preventive sulla sicurezza;
- (c) mantengono nella massima efficienza il macchinario, le strumentazioni, i sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità dedicati alla sicurezza ed al controllo in emergenza e ne certificano, ai sensi del DPR 445/00, gli avvenuti collaudi e controlli periodici in base alle procedure operative stabilite dal **Gestore**;
- (d) assicurano adeguato addestramento del personale preposto alle manovre in tutte le situazioni di esercizio ed in particolare in emergenza;
- (e) garantiscono la comunicazione continua tra il proprio personale operativo e i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**.

10.3.3 I Titolari di porzioni di RTN:

- (a) assicurano la protezione ed il monitoraggio degli impianti nella propria disponibilità e la trasmissione delle informazioni ai centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (b) garantiscono la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri ed i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** e gli impianti degli **Utenti della rete**;
- (c) operano nel rispetto di quanto previsto nella **Convenzione Tipo**.

10.4 DIFESA DEL SISTEMA ELETTRICO

10.4.1 Definizione delle contingenze

Con riferimento a porzioni di **SEC** il **Gestore** assume le seguenti definizioni per le contingenze considerate nella verifica di sicurezza di cui al presente paragrafo.

10.4.1.1 Contingenze Singole (CS), per la verifica della **sicurezza N-1** sono a titolo esemplificativo:

- (a) perdita di una qualsiasi linea a singola terna;
- (b) perdita di una qualsiasi linea a doppia terna;
- (c) perdita di un qualsiasi trasformatore d'interconnessione;
- (d) perdita di una sezione di generazione equivalente ai gruppi di maggiore taglia;
- (e) perdita di una **unità di produzione**;

10.4.1.2 Contingenze Multiple (CM) sono a titolo esemplificativo:

- (a) perdita di una sbarra di stazione;
- (b) perdita di una stazione a doppia sbarra;
- (c) perdita di più linee di interconnessione.

10.4.2 Definizione degli stati di funzionamento

A seconda delle condizioni di esercizio contingenti, possono individuarsi nel **SEC** porzioni, di perimetro variabile da caso a caso, soggette a stati di

funzionamento diversi tra loro. Con riferimento a ciascuna di tali aree si definiscono gli stati di funzionamento di cui ai successivi punti.

10.4.2.1 **Normale o Normale sicuro (ST1)**, durante il quale si verifica che:

- (a) la porzione di **SEC** è in una condizione di funzionamento stabile ed in regime permanente;
- (b) tutti i **carichi** sono alimentati dai **punti di connessione** della **RTN**;
- (c) tutti i componenti dell'area elettrica sono eserciti nei propri limiti operativi in frequenza, tensione e corrente;
- (d) i sistemi di protezione e controllo sono attivi;
- (e) le condizioni di **sicurezza N-1 preventiva** sono soddisfatte a fronte di una qualsiasi contingenza di tipo CS mentre non sono necessariamente garantiti gli standard di sicurezza per le Contingenze Multiple

oppure

le condizioni di **sicurezza N-1 correttiva** sono soddisfatte a fronte di una qualsiasi contingenza di tipo CS, ad eccezione dei casi di configurazione in antenna, e l'operatore del **Gestore** ha a disposizione un tempo di reazione di almeno 20 minuti per evitare evoluzioni in stati degradati o per disporre telescatti automatici in grado di modificare i flussi mediante riduzione di generazione;

- (f) i margini operativi (riserve) sono sufficienti a coprire l'avaria del gruppo di taglia maggiore, tenuto conto dell'errore di fabbisogno all'istante corrente proiettato alla prossima punta.

10.4.2.2 **Allarme o Normale insicuro (ST2)**, durante il quale si verifica che:

- (a) la porzione di **SEC** è nella stessa condizione di funzionamento di cui nello stato ST1 fatta eccezione per gli standard di sicurezza che non

sono garantiti a fronte di contingenze del tipo CS e per la possibile interruzione dei **carichi interrompibili** e degli impianti di pompaggio;

- (b) i margini operativi (riserve) sono sufficienti a coprire l'avaria del gruppo di taglia maggiore, tenuto conto dell'errore di fabbisogno all'istante corrente proiettato alla prossima punta.

10.4.2.3 **Emergenza** (ST3), durante il quale si verifica che:

- (a) la porzione di **SEC** è nella stessa condizione di funzionamento di cui nello stato ST2 ad eccezione del fatto che tutti i componenti sono eserciti entro i propri limiti di progetto in frequenza, tensione, corrente, ma uno o più di essi funziona al di fuori dei propri limiti operativi, inclusi quelli per compatibilità elettromagnetica.

10.4.2.4 **Interruzione** (ST4), durante il quale si verifica che:

- (a) la porzione di **SEC** è caratterizzata dalla **disalimentazione** di uno o più **punti di connessione**;
- (b) possono essere presenti:
 - (i) perdite di generazione;
 - (ii) indisponibilità accidentali di elementi di rete;
 - (iii) separazione del **SEC** all'interno del territorio nazionale o dall'estero lungo sezioni interne o esterne allo stesso;
 - (iv) degni del controllo del **SEC**, a seconda dell'estensione dell'area interessata, del tipo di disservizio e della disponibilità di informazioni sugli impianti coinvolti in Italia e all'estero.

10.4.2.5 **Ripristino** (ST5), vale a dire la condizione di funzionamento transitorio necessaria a riportare il servizio dallo **stato d'interruzione** (ST4) allo **stato normale sicuro** (ST1), durante la quale:

- (a) dopo aver localizzato il disservizio viene avviata la rialimentazione dei **carichi** o, nel caso di un disservizio esteso (**black out**), la procedura di **riaccensione**;
- (b) la porzione di **SEC** è progressivamente rialimentata;
- (c) anche nelle zone limitrofe alla porzione di **SEC** in via di ripristino, possono verificarsi degni della qualità del servizio.

10.4.3 Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC)

10.4.3.1 Procedure di riconoscimento

Il **Gestore** riconosce le condizioni di funzionamento del **SEC** o di una singola porzione di esso attraverso:

- (a) il monitoraggio della riserva disponibile nell'arco temporale di riferimento;
- (b) le misure circa il funzionamento degli elementi di rete;
- (c) la stima delle conseguenze delle contingenze più critiche e più probabili.

Per i punti (a) e (b) il **Gestore** si avvale in generale delle indicazioni riportate nel sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) e delle segnalazioni dei sistemi di difesa entrambi disponibili all'operatore del **Gestore** che controlla il **bilanciamento**, le tensioni, la frequenza ed i transiti.

Per il punto (c) il **Gestore** effettua la valutazione di situazioni potenzialmente a rischio mediante strumenti di calcolo numerico per l'analisi di rete, che attiva periodicamente o su evento.

Il **Gestore** si avvale inoltre delle informazioni dalle strutture operative esterne e dalle sale controllo di **Distributori, Produttori**, TSO esteri.

10.4.3.2 *Obblighi*

I diversi soggetti interessati sono tenuti ad osservare e ad attuare le disposizioni del **Gestore** nei limiti degli obblighi generali di cui alla precedente sezione [10.3](#).

10.4.4 **Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento**

Ai fini del mantenimento della sicurezza il **Gestore** gestisce il **SEC** come segue nei vari stati di funzionamento sopra classificati, con l'obiettivo di contrastare prioritariamente il degrado verso stati più critici e immediatamente dopo ritornare allo stato ST1.

In tale attività il **Gestore** si avvale delle stesse informazioni disponibili per il riconoscimento degli stati di funzionamento del sistema di cui al precedente paragrafo [10.4.3.1](#).

10.4.4.1 *Stato di funzionamento Allarme o Normale Insicuro*

Nello stato ST2 il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure di contenimento degli effetti delle cause che hanno provocato lo stato d'allarme (limiti di correnti e/o di tensione) con l'obiettivo duplice di evitare che la porzione di **SEC** evolva verso lo stato ST3 o ST4 e di ripristinare le condizioni proprie dello stato ST1:

- (a) ordini ai **produttori** di esercire le **unità di produzione** alla massima eccitazione;
- (b) inserimento dei dispositivi di telescatto delle **unità di produzione** nelle centrali asservite;
- (c) modifica della topologia di rete;
- (d) ordini ai **distributori** per la variazione della tensione di riferimento dei trasformatori delle **cabine primarie** (variazione del set - point);
- (e) utilizzo delle risorse di dispacciamento disponibili per la riserva e la risoluzione delle **congestioni**;
- (f) riduzioni/aumenti dello scambio con l'estero con procedure concordate con gli stessi TSO;
- (g) distacchi di **carico** tramite **BMI**;
- (h) distacchi di gruppi di unità di pompaggio in fase d'accumulo.

10.4.4.2 *Stato di funzionamento Emergenza*

Nello stato di emergenza ST3, al quale il **SEC** può pervenire da ST1 o da ST2, il **Gestore** adotta, fermo restando quanto previsto al paragrafo [10.4.4.1](#), una o più delle seguenti misure per tornare in ST1 evitando che la porzione di **SEC** degradi verso lo stato ST4 d'interruzione:

- (a) applicazione di contromisure concordate con i TSO confinanti;
- (b) esecuzione automatica di distacchi di **carico** provocati da **EDA** ed **EAC**;
- (c) esecuzione di distacchi manuali di **carico** e/o impianti in pompaggio da **BME** e **PESSE**;

- (d) superamento transitorio della **NTC**.

10.4.4.3 *Stato di funzionamento Interruzione*

Nello stato di interruzione ST4, il **Gestore** adotta, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.4.1](#) e [10.4.4.2](#), una o più delle seguenti misure per tornare in ST1:

- (a) localizzazione del disservizio;
- (b) individuazione del perimetro dell'area disalimentata;
- (c) manovre di circoscrizione della zona affetta da **guasto** permanente.

10.4.4.4 *Stato di funzionamento Ripristino*

Durante la permanenza nello stato di ripristino ST5, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.4.1](#) e [10.4.4.2](#) e [10.4.4.3](#), il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure per tornare in ST1:

- (a) avvio delle procedure di ripristino;
- (b) attuazione del **Piano di riaccensione**, in caso di **black-out**, compatibilmente con la disponibilità degli impianti;
- (c) rialimentazione progressiva dei **punti di prelievo** e dei servizi ausiliari;
- (d) rimagliatura progressiva della rete.

10.4.4.5 *Modalità di registrazione delle comunicazioni*

Le comunicazioni scambiate nei vari stati di funzionamento sono registrate con le seguenti modalità:

- (a) con i **produttori** tramite il Sistema Comandi;
- (b) con i gestori esteri tramite fax o registrazione vocale;
- (c) con i soggetti interessati all'applicazione del **PESSE** tramite fax;
- (d) con i soggetti titolari di contratto d'interrompibilità tramite fax o tramite Banco Manovra Interrompibili.

Le comunicazioni di cui alle precedenti lettere, in una qualsiasi situazione critica o nei casi d'indisponibilità dei mezzi di comunicazione predisposti, nonché le comunicazioni non comprese nelle precedenti lettere che comunque avvengano tra **Gestore** e operatori esterni, possono essere effettuate per telefono ricorrendo motivi di urgenza.

In tal caso non appena possibile e comunque al ripristino delle condizioni normali, le informazioni rilevanti sono confermate a mezzo fax e riportate sinteticamente in appositi registri tenuti dal **Gestore** e dagli operatori interessati.

10.4.5 ***Procedure applicabili e prestazioni dei sistemi di controllo e comunicazione***

- 10.4.5.1 I soggetti interessati sono tenuti ad osservare o ad attuare, oltre alle prescrizioni rilevanti ai fini della sicurezza contenute nel presente Codice di rete, quanto contenuto nei seguenti documenti, identificati nell'[Appendice C](#) di cui al presente capitolo:

- a) per tutti gli stati di funzionamento: A.23
- b) per lo stato di funzionamento ST2: A.6; A.13
- c) per lo stato di funzionamento ST3: A.6; A.13; A.40; A.41; A.42; A.52
- d) per lo stato di funzionamento ST4: A.6; A.13; A.40; A.41; A.42; A.52; A.53
- e) per lo stato di funzionamento ST5: A.6; A.10; A.13;

10.4.6 Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione

10.4.6.1 Sistemi di controllo

I sistemi per il controllo della rete e la conduzione degli impianti sono dotati di adeguate riserve calde per assicurare la continuità delle funzioni operative in tutte le condizioni di funzionamento del **SEC** citate, nonché in condizioni di **guasto** o anomalie interne dei sistemi stessi.

In particolare ciascun sistema di controllo, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, è dotato di una propria riserva automatica computerizzata secondo procedure di recovery predefinite.

Inoltre, in caso di completa indisponibilità dell'intero **sistema di controllo**, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, per cause esterne, è prevista la presa in carico delle operazioni dagli altri sistemi di controllo presenti nel territorio nazionale.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla rete elettrica e da un gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento del **SEC** negli stati ST4 e ST5.

10.4.6.2 *Sistemi di telecomunicazioni*

Per tutte le condizioni di funzionamento citate i sistemi di telecomunicazione sono sempre dotati di collegamenti ridondati, ove possibile con vie di connessione fisicamente diverse, al fine di garantire gli elevati obiettivi di disponibilità e affidabilità (99,99%). Le reti utilizzate presentano caratteristiche standard (frame relay, ATM), con protocollo di trasporto TCP/IP.

In particolare la rete di telecomunicazioni che interconnette tra di loro i vari centri di raccolta delle informazioni e i sistemi di controllo stessi, adotta una configurazione magliata con tecniche di instradamento automatico delle connessioni. I protocolli di routine devono garantire che il trasferimento delle informazioni non sia influenzato dalle eventuali congestioni, secondo il criterio N-1 applicato ai sistemi per la trasmissione dati.

Le comunicazioni telefoniche operative tra le diverse sedi dei sistemi di controllo e le sedi rilevanti degli **Utenti della rete** devono adottare soluzioni di riserva (es. connessione satellitare, su reti ISDN o su reti convogliate), che consentano la continuità del servizio anche in caso di indisponibilità o di congestione della rete primaria di telefonia.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla rete elettrica e da un gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento negli stati ST4 e ST5.

Il sistema di trasmissione dati deve essere separato dalle reti informatiche di tipo gestionale e dotato di sistemi di protezione/autenticazione che impediscono l'accesso indesiderato e riducano il rischio di attacchi informatici.

10.4.6.3 Sistemi di teleconduzione

Il sistema di teleconduzione deve assicurare lo svolgimento da remoto delle manovre e la gestione delle informazioni e degli allarmi degli impianti del **SEC** in tutti gli stati di funzionamento citati, in particolare durante lo **stato di ripristino**.

Oltre ai requisiti previsti al paragrafo [10.4.6.1](#) per i sistemi di controllo, detto sistema è dotato di postazioni decentrate per la conduzione da remoto anche in condizioni di fuori servizio e inagibilità dei centri principali (teleconduzione in emergenza).

È altresì assicurata la possibilità di eseguire le manovre sugli impianti tramite l'intervento del personale reperibile direttamente in locale.

10.4.6.4 Obblighi degli Utenti della rete

Gli **Utenti della rete** nonché i **Titolari di RTN** devono garantire la connessione dei propri impianti con i sistemi di concentrazione adibiti dal **Gestore** per l'accesso ai centri di controllo.

Le caratteristiche di connessione, i protocolli impiegati e le modalità di sicurezza formano oggetto dei documenti tecnici A.6 e A.13 di cui all'[Appendice C](#) del presente capitolo.

10.5 VERIFICHE PERIODICHE

10.5.1 Al fine di accertare l'affidabilità degli impianti coinvolti nel **Piano di Difesa** e nel **Piano di Riaccensione**, il **Gestore** definisce procedure per la verifica delle funzioni di *ripartenza autonoma* e di **rifiuto di carico**.

10.5.2 I soggetti interessati dalle verifiche di cui sopra sono tenuti a cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle verifiche anche consentendo l'accesso agli impianti nel rispetto e con le modalità della procedura A.19 di cui all'[Appendice C](#) del presente capitolo.

10.5.3 *Criteria e finalità delle verifiche*

10.5.3.1 Prove d'applicazione del **Piano di riaccensione**

Il **Gestore** richiede e coordina le prove periodiche che consistono nella esecuzione controllata delle sequenze di manovra che formano il Piano.

Il **Gestore** dà comunicazione, con congruo anticipo, della data di inizio e della durata delle suddette prove, ai **Titolari di porzioni di RTN**, ai **distributori** e ai **produttori** interessati dalle suddette prove periodiche.

L'esecuzione delle prove è effettuata con adeguata assistenza di personale qualificato e contenendo il disturbo all'utenza.

Durante l'esecuzione delle prove il **Gestore** non garantisce gli standard di sicurezza e di qualità nella porzione di sistema interessato.

Scopo principale delle prove è la verifica della fattibilità delle direttrici di riaccensione ed in particolare sotto il profilo delle capacità di avviamento autonomo delle centrali di prima riaccensione, delle regolazioni, della capacità dei gruppi termoelettrici di mantenere i servizi ausiliari e di riconnettersi stabilmente all'isola di carico, del coordinamento tra unità, dell'addestramento degli operatori.

10.5.3.2 Prove di ripartenza autonoma e di **rifiuto di carico**

Le unità di prima riaccensione sono oggetto di verifica periodica anche al di fuori delle prove di cui sopra. A tal fine il **Gestore** richiede ai **produttori**, secondo modalità stabilite dal **Gestore** stesso, di pianificare e documentare in appositi registri le prove eseguite a loro cura.

APPENDICE

A PIANO DI RIACCENSIONE

- 1.1 Il **Piano di Riaccensione (PdR)** del sistema elettrico è costituito dall'insieme delle informazioni e delle disposizioni necessarie al **Gestore** per ripristinare rapidamente le normali condizioni di alimentazione dell'utenza a seguito di una disalimentazione molto estesa.
- 1.2 La ripresa del servizio è coordinata dal **Gestore** dai propri centri di controllo e teleconduzione tenendo conto di:
- (a) cause origine del disservizio e loro chiara identificazione;
 - (b) isole di carico spontanee o predefinite;
 - (c) disponibilità di generazione funzionante sui servizi ausiliari;
 - (d) disponibilità di generazione ferma in grado di fornire il servizio di **black start up**;
 - (e) disponibilità di telecomando delle stazioni;
 - (f) disponibilità delle telecomunicazioni;
 - (g) possibilità di avviare le direttrici di rialimentazione, di riaccensione e i nuclei di ripartenza come predefinito nel **Piano di riaccensione**.

- 1.3 I tempi di ripristino del sistema dipendono da fattori contingenti quali la gravità ed estensione del disservizio, l'entità dei danni causati al sistema elettrico e la complessità delle manovre.
- 1.4 Nell'ambito delle attività previste nel **Piano di riaccensione** il **Gestore**:
- (a) definisce il **Piano di riaccensione**;
 - (b) coordina le manovre sulla **RTN** ed il progressivo bilanciamento del **SEN**;
 - (c) gestisce il ripristino della tensione sulla **RTN** sino ai **punti di consegna** degli **Utenti della rete**.
- 1.5 I **Titolari di porzioni di RTN** sono responsabili dell'esecuzione delle manovre sui propri impianti.
- 1.6 I **produttori** sono responsabili della tempestiva partecipazione dei propri **impianti di generazione** alla rialimentazione del **SEN** secondo le disposizioni impartite dal **Gestore**.
- 1.7 I **distributori** sono responsabili:
- (a) dell'esecuzione delle manovre sui propri impianti;
 - (b) della tempestiva disponibilità del **carico** necessario al **bilanciamento**, ed in particolare di quello c.d. **carico zavorra**.
- 1.8 A tutti i soggetti di cui ai punti 1.5, 1.6 e 1.7 è fatto obbligo di partecipare a prove di riaccensione periodiche previste.

B **DETTAGLI DI PROCEDURE DI GESTIONE**

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo si riporta nel seguito una sintesi delle procedure predisposte dal **Gestore**, le quali costituiscono un riferimento tecnico per gli operatori.

2.1 *Pentalateral Procedure*

In caso di violazioni di sicurezza sulla rete di confine il **Gestore** o uno dei TSO confinanti procede ad attivare riduzioni del programma di scambio complessivo del **Gestore** con l'estero. La ripartizione della riduzione viene imputata ai TSO confinanti su base proporzionale in funzione delle quote di capacità di trasporto assegnate sulla frontiera italiana.

2.2 *Procedura d'urgenza Gestore-RTE-ETRANS*

Il **Gestore** disciplina con la presente procedura il processo di scambio delle informazioni con i TSO confinanti alla frontiera nord-occidentale in caso di situazioni di emergenza.

2.3 *Procedura per l'esercizio coordinato dei PST*

Il **Gestore** ed RTE (Réseau de Transport d'Electricité) coordinano l'esercizio dei rispettivi PST (Phase Shifting Transformers) installati presso la frontiera per ottimizzare il controllo dei flussi di potenza sull'interconnessione comune ai fini della sicurezza d'esercizio.

2.4 *Italy-Switzerland Interconnection: Gestore-ETRANS Operational Procedure*

Il **Gestore** ed ETRANS applicano azioni di controllo coordinato, in **condizioni di emergenza** della rete di confine, al fine di ripristinare lo **stato normale**.

2.5 *Package Creso*

CRESO è un sistema integrato di programmi per la simulazione del comportamento di sistemi elettrici in regime stazionario e per l'ottimizzazione delle produzioni di potenza attiva e reattiva.

2.6 *Procedura Day Ahead Congestion Forecast (DACF)*

Il **Gestore** adotta la procedura DACF, in accordo con la Policy 4 dell'Operational Handbook dell'**UCTE** per la verifica della sicurezza statica in fase di programmazione.

Dalla stessa procedura estrae il modello di rete europeo che integra con il modello della propria rete ed utilizza per le stesse valutazioni di sicurezza in tempo reale.

Il **Gestore** adatta le proprie procedure all'evoluzione della Policy 4 dell'**UCTE**.

2.7 *Procedura per la Gestione Operativa del servizio di telescatto*

2.7.1 *Fase di Programmazione (giorno D-1)*

In linea con quanto indicato nel [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete, la procedura dettaglia le modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di telescatto, contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti, e gli obblighi di fornitura.

2.7.2 *Fase di Attuazione (giorno D)*

In modo coerente con le direttive presenti nel [Capitolo 4](#) del presente Codice la procedura descrive le modalità operative in tempo reale per l'attivazione del servizio di telescatto e la comunicazione di eventuali indisponibilità al servizio stesso.

2.8 *Gestione delle riduzioni di carico per la sicurezza del sistema elettrico nazionale - fase di programmazione D-1*

In linea con quanto indicato nel [Capitolo 4](#) del presente Codice la procedura descrive le modalità operative del **Gestore** in fase di programmazione e, in caso di insufficienza di produzione disponibile, le azioni di controllo programmate per il giorno D dal **Gestore** per il contenimento del fabbisogno nel seguente ordine: sospensione delle eventuali forniture di energia non garantita dal **Gestore**, interruzione della fornitura ai clienti interrompibili con preavviso, applicazione del **PESSE**.

Il distacco dei clienti interrompibili in tempo reale non è programmabile in quanto finalizzato a fornire riserva pronta di ultima istanza per fronteggiare eventi inattesi durante l'esercizio del sistema elettrico nel giorno D.

2.9 *Gestione delle riduzioni di carico per la sicurezza del sistema elettrico nazionale - fase di attuazione (tempo reale)*

Il **Gestore**, nel giorno D in tempo reale, valuta in ciascuna ora (h) l'ammontare della riserva operativa. Se l'ammontare della riserva operativa è insufficiente a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, il **Gestore** attua le azioni di controllo nel seguente ordine: richiesta in parallelo di gruppi turbogas freddi, richiesta della riserva in comune alla Francia, riduzione di eventuali forniture di energia non garantita dal **Gestore**, interruzione della fornitura ai clienti interrompibili con preavviso; applicazione del **PESSE** e/o interruzione della fornitura ai clienti interrompibili in tempo reale. L'ordine di attuazione delle sopraindicate azioni può essere modificato in ragione della severità delle condizioni di esercizio e dei tempi di reazione necessari.

I distacchi possono interessare una o più porzioni di **SEN**, in caso di necessità di azione di controllo localizzata.

2.10 *Procedura per l'applicazione del PESSE*

Ai sensi della deliberazione CIPE 6 novembre 1979 è predisposto un **Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico (PESSE)** che coinvolge l'utenza diffusa a media e bassa tensione e, per le ore serali, l'utenza industriale non interessata da contratti con clausola di interrompibilità.

L'utenza diffusa è suddivisa in gruppi a ciascuno dei quali è assegnato un Turno di Rischio di disalimentazione. Nel caso più gravoso, ogni gruppo può essere interrotto per un massimo di 3 ore al giorno suddivise in due intervalli da 1,5 ore.

Tutte le utenze diffuse sono incluse in 5 Livelli di Severità. Ad ogni Livello di Severità è associata una potenza prescritta per la singola Area.

In caso di applicazione del Piano, il **Gestore** dà indicazione del Livello di Severità, dell'ora d'inizio, della durata e dell'area di applicazione.

Nella stagione invernale l'applicazione dei distacchi per l'utenza diffusa può iniziare alle ore 7:30 e deve concludersi alle ore 16:30.

Nella stagione estiva l'applicazione dei distacchi per l'utenza diffusa deve essere traslata di 1.5 ore rispetto al periodo invernale con un possibile inizio alle ore 9:00 e fine alle ore 18:00.

Le utenze industriali partecipano ai turni di rischio serali del Piano non coperti dai turni relativi alle utenze diffuse, cioè dopo le ore 16:30 d'inverno e dopo le ore 18:00 in estate.

In applicazione della citata delibera CIPE e delle indicazioni delle autorità competenti, sarà assicurato, per quanto possibile, il mantenimento dei servizi pubblici essenziali.

2.11 *Manuale Operatore per BMI & Sezione Estero - Manuale operativo del servizio di telescatto*

Manuali a disposizione degli operatori della Sala Controllo per l'utilizzo dell'interfaccia Man-Machine del dispositivo **BMI**.

2.12 *Gestione dei variatori di rapporto sotto carico contro il collasso di tensione*

Quando i livelli di tensione non risultano adeguati al mantenimento della sicurezza, dopo aver utilizzato tutte le risorse di generazione di potenza attiva e reattiva disponibili ed efficaci nell'area, nell'ambito del **Mercato dei**

servizi per il dispacciamento, il **Gestore** può richiedere alle **imprese distributrici** di agire sui regolatori di tensione sotto carico dei trasformatori delle **cabine primarie**, inserite tra la **rete rilevante** (380-220-150-132 kV) e le reti a media tensione (MT), per eseguire due possibili azioni:

- (a) il blocco degli automatismi (blocco Variatori Sotto Carico - VSC) per i trasformatori della **RTN** al variare delle tensione della **rete rilevante**;
- (b) l'impostazione conservativa del loro riferimento di tensione (riduzione percentuale del set point), vale a dire il mantenimento in funzione degli automatismi detti sopra, ma ad un valore di riferimento più basso.

L'effetto di queste azioni di controllo, applicate ad aree prestabilite o a tutto il sistema elettrico, è quello di un miglioramento del livello delle tensioni della **rete rilevante**, al quale si accompagnano riduzioni collaterali della tensione per la rete a media e bassa tensione e di assorbimenti di potenza attiva.

Pertanto, nell'applicare tale procedura, le **imprese distributrici** devono adeguatamente motivare sotto la propria responsabilità l'esclusione dal provvedimento di quelle aree in cui le riduzioni di tensione possono influenzare in modo più negativo i **carichi** (ad esempio, le aree in cui siano già presenti valori di tensione non ottimali). Le stesse imprese dovranno tener presente al riguardo che l'impostazione prescelta per i set point dei VSC deve garantire il rispetto dei livelli di tensione minimi indicati nelle **Regole Tecniche di Connessione**, anche provocando una riduzione della qualità del servizio elettrico.

Le azioni descritte consentono generalmente di mitigare la criticità di talune situazioni di emergenza, sino ad evitare l'adozione di misure di riduzione del **carico** più consistenti. Tuttavia, in caso di mancato arresto del degrado della tensione (instabilità), è necessario procedere a riduzioni di **carico** locali più efficaci ai fini del contrasto del degrado di tensione, nel seguente ordine:

carichi interrompibili con preavviso, **BME**, applicazione del **PESSE** e **carichi interrompibili** senza preavviso.

C DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizione dati”;
- A.10 “Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale”;
- A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”;
- A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico”;
- A.20 “Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)”;
- A.23 “Procedura per l’attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento”;
- A.40 “Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al banco manovra interrompibili”;
- A.41 “Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione”;
- A.42 “Unità periferica distacco carichi. Profilo del protocollo IEC 870-5-104”;
- A.52 “Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione”;
- A.53 “Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”.

CAPITOLO 11

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

INDICE

<i>CAPITOLO 11 – QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE</i>	2
11.1 OGGETTO.....	2
11.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
11.3 OBBLIGHI GENERALI	3
11.4 CLASSIFICAZIONE E REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI	6
11.5 RILEVAZIONE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	9
11.6 INDICI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO	10
11.7 LIVELLI ATTESI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	12
11.8 POTENZA DI CORTO CIRCUITO	13
11.9 INCIDENTI RILEVANTI	14
11.10 CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RETE.....	14
11.11 SERVIZIO DI INTERROMPIBILITÀ.....	14
11.12 DATI E INFORMAZIONI RIGUARDANTI LA RTN.....	15
11.13 SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITA'	15
11.14 COMPARTECIPAZIONE DEL GESTORE AI RIMBORSI AI CLIENTI CONNESSI A RETI DI DISTRIBUZIONE MT E BT	16
<i>APPENDICE</i>	18
A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	18

CAPITOLO 11 – QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

11.1 OGGETTO

11.1.1 Il presente capitolo ha ad oggetto la qualità del servizio di trasmissione.

11.1.2 Il mantenimento di un elevato standard qualitativo del servizio di trasmissione e dispacciamento rappresenta un obiettivo costante del **Gestore**. La qualità del servizio può essere definita in relazione alla continuità del servizio e alla qualità della tensione.

11.1.3 La continuità del servizio va intesa come mancanza di **interruzioni** nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

11.1.4 La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli **Utenti della rete** direttamente connessi alla **RTN**.

11.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

11.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, oltre al **Gestore della rete**, agli **Utenti della rete** direttamente connessi alla **RTN**, ed in particolare, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) **Produttori** (o titolari di **unità di produzione**);
- (b) **Clients finali** (o titolari di **unità di consumo**);

- (c) **Distributori** (o **imprese distributrici**);
- (d) **Gestori di reti interne di utenza.**

11.3 OBBLIGHI GENERALI

11.3.1 Poiché la rete elettrica va considerata come sistema unico, una migliore qualità del servizio è conseguenza non solo dell'attività dei soggetti operanti nella produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, ma anche di una corretta progettazione, installazione, gestione e manutenzione di impianti ed apparecchiature che utilizzano l'energia elettrica.

11.3.2 **Il Gestore della rete:**

- (a) definisce le modalità di connessione alla **RTN**, anche tenendo conto delle caratteristiche dell'impianto dichiarate degli **Utenti** in sede di richiesta di connessione, secondo i criteri e le modalità riportate nel [Capitolo 1](#) del presente Codice di rete;
- (b) gestisce la **RTN** nei limiti delle prestazioni indicate nel [Capitolo 1](#), avvalendosi dei servizi di regolazione di cui al [Capitolo 4](#) e dei mezzi di compensazione della potenza reattiva disponibili;
- (c) vincola il funzionamento della **RTN** alle esigenze di qualità del servizio, ad eccezione delle zone in cui la sicurezza è prioritaria come riportato al [Capitolo 10](#);
- (d) stabilisce i criteri di protezione ed elabora i piani di taratura dei sistemi di protezione della **rete rilevante** come riportato al [Capitolo 3](#);
- (e) stabilisce i criteri e le procedure di regolazione della frequenza e della tensione come riportato al [Capitolo 1](#) ed al [Capitolo 4](#);

- (f) elabora piani per l'installazione di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** per il miglioramento del regime di tensione come riportato al [Capitolo 1](#).

11.3.3 I **Distributori** interoperanti con la **RTN** hanno l'obbligo di:

- (a) definire le modalità di collegamento degli **Utenti** alla propria rete in modo da contenere l'immissione dei disturbi sulla **RTN** nei limiti indicati nel [Capitolo 1](#);
- (b) realizzare, esercire e mantenere la loro rete nel rispetto delle prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al [Capitolo 1](#) e di quanto riportato nel **Contratto di Servizio** nei casi in cui quest'ultimo è applicabile;
- (c) rispettare i piani di inserzione e disinserione delle batterie di condensatori di rifasamento come riportato nel Capitolo1, paragrafo [1B.6.4](#), del presente Codice di rete;
- (d) trasferire le necessarie obbligazioni ai **produttori** ed ai **clienti finali**; in particolare gli utenti devono contenere l'assorbimento di **potenza reattiva** nei periodi di **carico** elevato e limitare la produzione della stessa potenza nei periodi di basso **carico**, come indicato nel Capitolo 1, sezione [1B.6.4](#), del presente Codice di rete;
- (e) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore della rete** come riportato al Capitolo 3, paragrafo [3.3.11](#) del presente Codice di rete;
- (f) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio come riportato al Capitolo 3, paragrafo [3.3.12](#), del presente Codice di rete;

- (g) concludere le convenzioni di cui all'art. 6 della Deliberazione 250/04 dell'**Autorità** al fine di garantire l'adempimento delle disposizioni del Codice di rete da parte dei soggetti **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diversi dal **Gestore** e dalle **imprese distributrici**.

11.3.4 I **Produttori** hanno l'obbligo di:

- (a) eseguire gli ordini di dispacciamento relativi alle regolazioni di tensione e di frequenza come riportato nel Capitolo 4, sezione [4.4](#), del presente Codice di rete;
- (b) mantenere in efficienza gli apparati di regolazione di tensione e frequenza dei propri **impianti di produzione** come riportato nel Capitolo 4, sezione [4.4](#), del presente Codice di rete;
- (c) realizzare, esercire e mantenere i propri impianti nel rispetto delle prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al [Capitolo 1](#) e di quanto riportato nel **Contratto di Servizio**, nei casi in cui quest'ultimo è applicabile;
- (d) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore della rete** come riportato nel Capitolo 3, sezione [3.3.11](#), del presente Codice di rete;
- (e) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio.

11.3.5 I **Clienti finali** ed i gestori di **reti interne di utenza** connesse alla RTN hanno l'obbligo di:

- (a) rispettare le prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al [Capitolo 1](#);
- (b) mantenere in funzione le parti di impianto preposte a limitare l'immissione di disturbi in rete nei limiti dichiarati all'atto della connessione come riportato al Capitolo 1, sezione [1B.7.1](#);

- (c) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore della rete** come riportato al Capitolo 3, sezione [3.3.11](#);
- (d) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio come riportato al Capitolo 1, sezione [1B.7.3.2](#).

11.4 CLASSIFICAZIONE E REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI

11.4.1 Il **Gestore della rete** classifica le **interruzioni** che si verificano sulla rete di propria competenza con riferimento a:

- (a) tipo di **interruzione**:
 - (i) **interruzioni lunghe** (durata > 3 min);
 - (ii) **interruzioni brevi** (1s < durata ≤ 3 min);
 - (iii) **interruzioni transitorie** (durata ≤ 1 s).

Le **interruzioni transitorie** sono registrate limitatamente agli **Utenti** direttamente connessi alla **RTN** e sulle cui linee di alimentazione sono installate richiuse automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata inferiore o uguale a 1 secondo.

- (b) origine della **interruzione**:
 - (i) rete **AAT** a 380 kV;
 - (ii) rete **AAT** a 220 kV;
 - (iii) rete **AT** a 132-150 kV;
 - (iv) reti estere interconnesse;
 - (v) altre reti.

Per ogni rete inoltre l'origine della **interruzione** è disaggregata con riferimento alla linea o all'impianto, su cui è originata l'**interruzione**, ed al proprietario di detta linea o di detto impianto.

- (c) causa della **interruzione**, relativamente a:
- (i) cause di insufficienza di sistema, distinte per:
 - intervento dei sistemi di difesa a fronte di perturbazioni con origine sulla rete interconnessa europea e applicazione del **PESSE** con preavviso;
 - intervento dei sistemi di difesa per insufficienza di **generazione** del sistema elettrico nazionale o della capacità di interconnessione e di trasmissione e applicazione del **PESSE** in tempo reale;
 - (ii) cause di forza maggiore, per eventi naturali eccezionali (ad esempio frane, alluvioni, terremoti, maremoti, eruzioni vulcaniche);
 - (iii) cause esterne, per perturbazioni provocate dagli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, nonché per eventi generati da terzi quali a titolo esemplificativo danneggiamenti, contatti accidentali con mezzi meccanici, attentati, attacchi intenzionali, furti e sabotaggi o interruzioni su ordine di pubblica autorità (ad es. in caso di incendi);
 - (iv) altre cause, non comprese nei punti precedenti, inclusi anche gli interventi non selettivi dei relè di protezione e il superamento della portata di sicurezza degli elementi di rete;
- (d) numero ed elenco degli utenti che hanno subito l'interruzione.

11.4.2 Il **Gestore della rete** classifica le **disalimentazioni**, oltre che sulla base di quanto previsto al precedente sezione [11.4.1](#), anche in relazione a:

- (a) lo stato di configurazione della rete all'istante immediatamente precedente l'inizio della **interruzione**, relativamente a:
 - (i) rete magliata;
 - (ii) alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T";
 - (iii) alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti;
 - (iv) alimentazioni radiali per ragioni contingenti di esercizio;
 - (v) rete isolata;
- (b) per ciascun utente disalimentato l'istante di inizio e l'istante di fine della disalimentazione e la potenza interrotta al momento della disalimentazione.

11.4.3 Nell'allegato A.54 "Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono definite le modalità di registrazione e di documentazione delle registrazioni, ed in particolare la documentazione da conservare per la dimostrazione degli elementi non documentabili tramite sistemi automatici di rilevazione e telecontrollo.

11.4.4 Il **Gestore** adotta le misure necessarie a coordinare il proprio sistema di registrazione delle **interruzioni** con quelli degli esercenti delle **reti di distribuzione** in alta tensione direttamente connesse alla **RTN**, ove possibile in base all'estensione e all'integrazione funzionale dei sistemi di telecontrollo o, ove ciò non sia possibile, anche attraverso procedure non automatiche, con particolare riferimento a:

- (a) la registrazione completa delle aperture degli interruttori, anche laddove non diano luogo a **disalimentazione** o a **interruzione transitoria**, e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi ai gestori delle reti le cui linee si attestano su **siti di connessione** della **RTN**;

- (b) la registrazione completa delle aperture degli interruttori anche laddove non diano luogo a **disalimentazione** o a **interruzione transitoria** di eventi da parte di gestori delle reti sui cui impianti si attestano linee della **RTN** e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi al **Gestore della rete**;
- (c) la rilevazione dell'istante di inizio e dell'istante di fine e l'attribuzione dell'origine e delle cause per le **disalimentazioni** provocate da scatti contemporanei sulla **RTN** e sulle **reti di distribuzione** in alta tensione, nonché per le **disalimentazioni** di utenti delle **reti di distribuzione** in alta tensione provvisoriamente alimentati solo dalla **RTN** o viceversa;
- (d) la rilevazione della potenza interrotta per i **siti di connessione** non direttamente telecontrollati.

11.4.5 La disciplina della registrazione delle **disalimentazioni** si applica a tutta la **RTN** e **agli Utenti direttamente e indirettamente connessi** nei limiti di cui all'allegato A.54 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

11.5 RILEVAZIONE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE

11.5.1 Le caratteristiche della tensione sono:

- (a) le variazioni della tensione a frequenza industriale;
- (b) i **buchi di tensione**, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, tripolare);
- (c) la **fluttuazione della tensione** a breve e a lungo termine (**flicker**);
- (d) la **distorsione armonica**;
- (e) il grado di asimmetria della tensione trifase;
- (f) le variazioni della frequenza;
- (g) le interruzioni transitorie.

- 11.5.2 Nell'allegato A.55 "Caratteristiche di tensione sulla RTN: criteri di misura", di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, sono definite le modalità di rilevazione delle caratteristiche di cui sopra.
- 11.5.3 Le grandezze di cui sopra sono rilevate a campione mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli **Utenti della rete** direttamente connessi alla **RTN**.
- 11.5.4 Gli **Utenti della rete** hanno la facoltà di richiedere di partecipare alle campagne di misura, contribuendo ai costi di installazione e gestione degli apparecchi di registrazione, così come definiti dal **Gestore della rete**. Le registrazioni ottenute con tali strumenti di registrazione possono essere utilizzate ai fini di cui alla successiva sezione [11.10](#).

11.6 INDICI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO

- 11.6.1 Ai fini della definizione della qualità del servizio di trasmissione sono qui indicate le modalità di determinazione dei seguenti indici:
- (a) indici di continuità, ed in particolare:
 - (i) numero medio di disalimentazioni brevi (SAIFI) e lunghe (MAIFI) per utente;
 - (ii) energia non fornita per le disalimentazioni (ENS);
 - (iii) energia non ritirata dalle **unità di produzione** (ENR);
 - (iv) tempo medio di **disalimentazione** di sistema (AIT);
 - (v) durata media delle disalimentazioni lunghe per utente (DMI).
 - (b) indici di qualità della tensione di cui al paragrafo [11.5.1](#).

- 11.6.2 Gli indici di continuità di cui al paragrafo precedente sono calcolati secondo le modalità riportate nell'allegato A.54 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo di norma per tutti i livelli di tensione su base mensile e annuale separatamente:
- (a) per l'intero sistema;
 - (b) per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali del **Gestore della rete**;
 - (c) per tipologia di utente;
 - (d) per origine delle **disalimentazione**;
 - (e) per causa delle **disalimentazione**;
 - (f) per tipo di **interruzione**, tale calcolo è effettuato esclusivamente con riguardo al numero medio ed alla durata delle **disalimentazioni**.
- 11.6.3 Il Gestore rende disponibili gli indici di continuità a ciascun utente con le modalità di cui all'allegato A.54 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo. Il **Gestore** pubblica un rapporto annuale sul sito internet (sezione Sistema Elettrico / Qualità del Servizio di Trasmissione) nel quale evidenzia gli interventi attuati e previsti per il miglioramento di tali indici. Sulla medesima sezione del sito internet, il **Gestore della rete** rende disponibile un sistema di interrogazione degli indici qualità della tensione al quale possono accedere i soggetti interessati dalle campagne di misura.
- 11.6.4 Con cadenza annuale entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento, il **Gestore della rete** comunica a ciascun utente l'elenco completo delle **interruzioni** da cui è stato interessato, con indicazione per ciascuna **interruzione** degli elementi di cui al paragrafo [11.4.1](#) del presente capitolo.

11.7 LIVELLI ATTESI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

11.7.1 Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione di cui al paragrafo [11.5.4](#), il **Gestore della rete** definisce i livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione, relativamente a:

- (a) valore massimo, per singolo utente, del numero annuo di **interruzioni transitorie**;
- (b) valore massimo, per singolo utente, del numero di **buchi di tensione**, separatamente per fasce di durata e di abbassamento di tensione;
- (c) valore massimo del livello di **distorsione armonica totale**;
- (d) valore massimo del grado di asimmetria della tensione trifase;
- (e) valore massimo degli indici di severità della fluttuazione della tensione a breve e lungo termine;
- (f) variazioni lente delle frequenza;
- (g) variazioni lente della tensione.

11.7.2 Nel rapporto annuale di cui al paragrafo [11.6.3](#), il **Gestore della rete** confronta i livelli effettivi degli indici di qualità della tensione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi; nello stesso rapporto, il **Gestore della rete** indica per quale area non sono rispettati i livelli attesi di qualità della tensione.

11.7.3 Il **Gestore della rete** definisce, almeno, i livelli massimo e minimo del valore efficace della tensione per il 100% del tempo in condizione di esercizio normale e di allarme, per ciascun **sito di connessione** alla rete di trasmissione nazionale. Il **Gestore della rete** può definire i livelli massimo e minimo della tensione in relazione alla tensione nominale o alla tensione contrattuale.

11.8 **POTENZA DI CORTO CIRCUITO**

11.8.1 Nei singoli nodi della **RTN** la **potenza di corto circuito (Pcc)** convenzionale è calcolata con la seguente espressione (norma CEI 11-25):

$$P_{cc} = \sqrt{3} * V * I_{cc} \quad (\text{MVA})$$

dove:

V = tensione concatenata nominale della rete (kV)

I_{cc} = corrente di corto circuito trifase convenzionale nel nodo (kA)

11.8.2 I criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo di corrente di corto circuito trifase convenzionale, in conformità con le norme tecniche vigenti, sono riportati nell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

11.8.3 Il valore della **potenza di corto circuito** per ciascun **sito di connessione** deve essere superiore o uguale per il 95% delle ore dell'anno al valore minimo convenzionale. Tale soglia è posta pari al 90% per gli anni 2005 e 2006.

11.8.4 Il **Gestore della rete** rende disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della **potenza di corto circuito** convenzionali per ciascun **sito di connessione**.

11.8.5 Nel rapporto annuale di cui al paragrafo [11.6.3](#), il **Gestore della rete** indica i livelli previsionali di **potenza di corto circuito** massima e minima convenzionale a cinque anni ai diversi livelli di tensione, i programmi mirati all'innalzamento della **potenza di corto circuito** nelle situazioni più critiche e i tempi di realizzazione di detti programmi.

11.9 INCIDENTI RILEVANTI

- 11.9.1 Una **disalimentazione** costituisce un **incidente rilevante** se comporta un livello di energia non servita superiore a 250 MWh. Più incidenti, che avvengono in momenti successivi e sono imputati ad uno stesso evento, sono considerati appartenenti al medesimo incidente rilevante.
- 11.9.2 Il **Gestore della rete** invia all'**Autorità** un rapporto per ogni **incidente rilevante** sulla **RTN entro 90 giorni dall'evento che ha comportato l'incidente rilevante**. Il rapporto contiene, oltre altri indicatori di continuità precedentemente elencati, una descrizione dettagliata dell'evento con l'indicazione degli effetti, delle azioni messe in atto per fronteggiare la situazione e ridurre le conseguenze dell'incidente nonché l'allocazione delle responsabilità.
- 11.9.3 Nel rapporto annuale di cui al paragrafo [11.6.3](#) il **Gestore della rete** indica gli **incidenti rilevanti** sulla **rete di trasmissione nazionale**, gli effetti di tali incidenti, le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi.

11.10 CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RETE

- 11.10.1 Il **Gestore della rete** ha la facoltà di sottoporre agli **Utenti della rete** contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate agli articoli 55 e 56 della deliberazione dell'**Autorità** 19 dicembre 2007, n. 333/07.

11.11 SERVIZIO DI INTERROMPIBILITÀ

- 11.11.1 Le modalità di gestione dei clienti interrompibili sono riportate nel Capitolo 4, paragrafo [4.4.6](#), del presente Codice di rete.

11.11.2 Le **interruzioni** gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità sono computate come **interruzioni** solo nel caso accidentale in cui provochino **interruzione** ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità.

11.11.3 Con cadenza annuale il **Gestore della rete** indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

11.12 DATI E INFORMAZIONI RIGUARDANTI LA RTN

11.12.1 Il **Gestore della rete** comunica annualmente all'**Autorità** entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento:

- (a) l'elenco completo delle **disalimentazioni** registrate;
- (b) i risultati delle campagne di misura delle caratteristiche della tensione;
- (c) i livelli minimo e massimo della **potenza di corto circuito** trifase convenzionale per ogni **sito di connessione**;
- (d) i livelli di minimo e massimo del valore efficace della tensione per ogni **sito di connessione**;
- (e) le caratteristiche dei contratti di fornitura.

11.13 SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITA'

11.13.1 Entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferisce la prestazione, il **Gestore** regola con le **imprese distributrici** le partite

economiche relative ai servizi di mitigazione resi dalle medesime imprese alle condizioni di cui alla delibera n. 341/07.

11.13.2 I servizi di mitigazione resi dalle **imprese distributrici** sono regolati secondo quanto riportato nell'allegato A.63 "Regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

11.13.3 In caso di episodi di mancato adempimento, entro livelli di servizio concordati tra il **Gestore** e le **imprese distributrici**, di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni (inclusi gli incidenti rilevanti), gli ammontari dei servizi di mitigazione, remunerati ai sensi della delibera n. 341/07, sono decurtati in questa ragione:

- (a) riduzione di un quarto per il primo episodio;
- (b) riduzione di due terzi per il secondo episodio;
- (c) annullamento per più di due episodi.

Gli episodi di cui al presente comma sono segnalati tempestivamente dal **Gestore** all'**impresa distributtrice** interessata e all'**Autorità** con rendicontazione annuale in occasione della comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione. E' fatta salva ogni conseguenza, incluso l'avvio di procedimenti sanzionatori.

11.14 COMPARTECIPAZIONE DEL GESTORE AI RIMBORSI AI CLIENTI CONNESSI A RETI DI DISTRIBUZIONE MT E BT

11.14.1 Il **Gestore**, a decorrere dal 2008, è tenuto al pagamento delle quote di penalità o rimborsi ai clienti connessi alle reti di distribuzione MT e BT nei casi previsti dai commi 34.9 e 46.2 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il

periodo di regolazione 2008-11, di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, con le modalità e nei limiti e termini previsti dal medesimo Testo integrato.

11.14.2 La compartecipazione ai rimborsi ai clienti connessi a reti di distribuzione MT e BT è regolata secondo quanto riportato nell'allegato A.63 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di rete:

- A.54 “Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”;
- A.55 “Caratteristiche di tensione sulla RTN: criteri di misura”;
- A.56 “Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN”;
- A.63 “Regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici” (*di prossima pubblicazione*).

CAPITOLO 12

RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI

INDICE

CAPITOLO 12 – RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI.....	2
12.1 OGGETTO.....	2
12.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
SEZIONE 12A - OBBLIGHI INFORMATIVI.....	3
12A.1 OBBLIGHI INFORMATIVI DEL GESTORE	3
12A.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI.....	4
12A.3 RISERVATEZZA DEI DATI DEGLI UTENTI.....	6
SEZIONE 12B - ACCESSO ALLE INFORMAZIONI	8
12B.1 GENERALITA'	8
12B.2 ESCLUSIONE O DIFFERIMENTO DEL DIRITTO DI ACCESSO.....	8
12B.3 RICHIESTA DI RISERVATEZZA.....	11
SEZIONE 12C - TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI - INFORMATIVA.....	12
APPENDICE	14
A OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI DELLA RTN	14
1 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della connessione alla RTN – Capitolo 1.....	14
2 Obblighi informativi dell'Utente ai fini dello sviluppo della rete – Capitolo 2.....	21
3 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della gestione, dell'esercizio e della manutenzione della rete – Capitolo 3.....	23
4 Obblighi informativi dell'Utente ai fini del dispacciamento - Capitolo 4.....	25
5 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della misura - Capitolo 5.....	30
6 Obblighi informativi dell'Utente ai fini del servizio di aggregazione delle misure – Capitolo 6.....	31
7 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di dispacciamento e trasmissione – Capitolo 7.....	32
8 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della compilazione del Bilancio Energia – Capitolo 8.....	33
9 Obblighi informativi ai fini della elaborazione delle statistiche del settore elettrico – Capitolo 9.....	35

CAPITOLO 12 – RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI

12.1 OGGETTO

Il presente capitolo si compone delle seguenti sezioni:

- (a) sezione [12A](#) relativa agli obblighi informativi in capo al **Gestore** e agli **Utenti**;
- (b) sezione [12B](#) relativa alle modalità di esercizio del diritto di accesso agli atti del **Gestore** ai sensi degli articoli 22 e ss. della legge n. 241/90;
- (c) sezione [12C](#) relativa al trattamento dei dati personali ai sensi della D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

12.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

Il presente capitolo contiene disposizioni a carattere generale che si applicano al **Gestore** e a tutti gli **Utenti**.

SEZIONE 12A - OBBLIGHI INFORMATIVI

12A.1 OBBLIGHI INFORMATIVI DEL GESTORE

Il **Gestore della rete** rende disponibili agli **Utenti della rete**, nel rispetto dei limiti posti da esigenze di sicurezza nazionale e di riservatezza delle informazioni di cui all'art. 3, comma 2 del decreto legislativo n. 79/99, le informazioni necessarie all'individuazione della topologia della **rete di trasmissione nazionale** e degli stati di funzionamento più comuni della medesima rete.

Tali dati e informazioni hanno ad oggetto:

- (a) la rappresentazione geografica completa della **rete di trasmissione nazionale** secondo l'ambito definito dal decreto 25 giugno 1999 come modificato e integrato, unitamente alle informazioni relative all'ubicazione degli impianti elettrici e alle stazioni principali in modalità topografica;
- (b) l'elenco delle **stazioni elettriche**, unitamente all'indicazione di produzioni e **carichi** equivalenti connessi alle medesime stazioni;
- (c) l'elenco delle linee elettriche unitamente alle caratteristiche elettriche delle medesime;
- (d) la configurazione della rete elettrica di interconnessione con l'estero;
- (e) la configurazione di funzionamento della **rete di trasmissione nazionale** unitamente alle immissioni e ai prelievi equivalenti di energia

elettrica afferenti alle **stazioni elettriche** di cui alla lettera (b), e agli schemi di esercizio delle linee e delle **stazioni elettriche**.

Fatte salve le informazioni di cui alla precedente lettera (a) che sono pubblicate sul sito internet del **Gestore**, le informazioni di cui alle restanti lettere da (b) a (e) saranno fornite dal **Gestore** su richiesta scritta degli **Utenti**.

Il **Gestore** della rete aggiorna, con cadenza giornaliera, la rappresentazione dello stato operativo della **rete di trasmissione nazionale** pubblicata sul proprio sito internet.

Gli stati di funzionamento più comuni degli elementi costituenti la **rete di trasmissione nazionale** sono determinati su base stagionale e con riferimento alle condizioni di **carico** più comuni del **sistema elettrico nazionale**. A seguito di variazioni significative della consistenza e delle condizioni di funzionamento della **rete di trasmissione nazionale** il **Gestore** provvede all'aggiornamento dei dati e delle informazioni di cui sopra.

12A.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI

Il **Gestore** può richiedere all'**Utente** ogni dato, informazione o elemento tecnico che ritenga necessario acquisire ai fini dello svolgimento delle proprie attività ai sensi della legge e della normativa applicabile nonché del presente Codice di rete. La richiesta, formulata per iscritto, deve indicare espressamente la finalità per la quale l'informazione è richiesta e l'utilizzo che ne verrà fatto.

12A.2.1 Fermi restando gli obblighi di informazione specificamente previsti in altre parti del presente Codice di rete, l'obbligo dell'**Utente** di fornire informazioni al **Gestore** riguarda, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- (a) le informazioni sugli impianti dell'**Utente** e in particolare la documentazione tecnica riguardante gli impianti elettrici connessi alla **rete di trasmissione nazionale**;
- (b) le informazioni necessarie alla predisposizione dei regolamenti di esercizio relativi ai **siti di connessione**;
- (c) i dati e le informazioni alla base del **Piano di Sviluppo** predisposto dal **Gestore**;
- (d) i dati di misura;
- (e) in generale, tutti i dati e le informazioni funzionali e pertinenti al corretto svolgimento delle **attività di trasmissione e di dispacciamento** attribuite in concessione o altrimenti affidate al **Gestore**.

12A.2.2 Il rilascio di informazioni da parte dell'**Utente** deve avvenire nei termini e secondo le modalità definiti dal **Gestore** nella richiesta o definiti in altre disposizioni del Codice di rete e comunque con la tempestività necessaria per assicurare il corretto svolgimento delle proprie attività.

12A.2.3 Il rilascio di informazioni al **Gestore** da parte dell'**Utente** avviene sotto la responsabilità di quest'ultimo. L'**Utente** terrà indenne il **Gestore** da ogni responsabilità connessa ad operazioni di raccolta e trattamento di sua esclusiva competenza di dati personali di terzi e da ogni obbligo connesso e curerà, ove necessario, l'ottenimento del consenso degli interessati. Egli sarà responsabile nei confronti del **Gestore** dell'esattezza dei dati forniti.

12A.3 RISERVATEZZA DEI DATI DEGLI UTENTI

12A.3.1 Tutte le informazioni di carattere personale, industriale, finanziario, economico, patrimoniale e commerciale, rilasciate dall'**Utente** al **Gestore** sono da considerarsi riservate e non saranno utilizzate dal **Gestore** se non in funzione di attività previste dalla legge o dal Codice di rete o altrimenti prescritte dalle autorità competenti. Il **Gestore** garantirà all'**Utente** il rispetto del segreto d'ufficio e della riservatezza su tutte le informazioni ricevute.

12A.3.2 Le informazioni riservate non saranno comunicate e diffuse a terzi a meno che ricorra una delle seguenti condizioni:

- (a) il consenso scritto dell'**Utente**;
- (b) la comunicazione a terzi sia indispensabile per garantire la gestione, la sicurezza, l'affidabilità e la continuità del servizio elettrico;
- (c) la comunicazione a terzi sia prevista dalla normativa applicabile o richiesta dall'autorità giudiziaria.

12A.3.3 Fermo restando quanto sopra, non sono comunque considerate di natura riservata:

- (a) le informazioni che sono già di dominio pubblico al momento in cui vengono comunicate, o che diventano successivamente di dominio pubblico per cause diverse dall'inadempimento o da responsabilità del **Gestore**;
- (b) le informazioni la cui riservatezza viene esclusa dalla necessità di adempiere ad obblighi di legge o a richieste di autorità amministrative o giurisdizionali;
- (c) le informazioni che il **Gestore** ha legalmente ricevuto da terzi senza violazione di obblighi di riservatezza;

(d) le informazioni che per la loro natura non sono considerate riservate.

12A.3.4 In ogni caso i dati ricevuti dall'**Utente**, aggregati e resi anonimi, possono essere usati e pubblicati dal **Gestore** per l'elaborazione di bilanci e a fini statistici o per altre finalità istituzionali.

SEZIONE 12B - ACCESSO ALLE INFORMAZIONI

12B.1 GENERALITA'

L'accesso da parte di terzi alle informazioni detenute dal **Gestore** è soggetto alla normativa in materia di accesso agli atti della pubblica amministrazione, in particolare agli artt. 22 e ss. della legge 7 agosto 1990 n. 241 e successive modifiche e integrazioni nonché alle relative disposizioni attuative.

Salvo quanto in appresso, il **Gestore** concede il diritto d'accesso alle informazioni ai soggetti privati, compresi quelli portatori di interessi pubblici o diffusi, che abbiano un interesse diretto, concreto e attuale, corrispondente ad una situazione giuridicamente tutelata e collegata al documento al quale è chiesto l'accesso.

12B.2 ESCLUSIONE O DIFFERIMENTO DEL DIRITTO DI ACCESSO

Il presente paragrafo ha ad oggetto documenti formati dal **Gestore**, sia su supporto cartaceo che informatico, ivi compresa ogni rappresentazione grafica, fotocinematografica, elettromagnetica, o di qualunque altra specie del contenuto di atti detenuti dal **Gestore** nell'ambito delle sue attribuzioni di pubblico interesse, per i quali il diritto all'accesso è escluso o differito.

In ogni caso, non sono ammissibili istanze di accesso preordinate ad un controllo generalizzato dell'operato del **Gestore**.

12B.2.1 *Esclusione del diritto di accesso per motivi attinenti alle relazioni internazionali*

Sono esclusi dal diritto di accesso tutti i documenti per i quali tale accesso sia escluso dalla normativa in vigore.

In particolare, in relazione alla esigenza di salvaguardare le relazioni internazionali, sono sottratti all'accesso i documenti, eventualmente formati e/o detenuti dal **Gestore** nello svolgimento delle proprie attività, inerenti a rapporti tra il **Gestore** e le istituzioni dell'Unione europea, nonché tra il **Gestore** e gli organi di altri Stati o di altre organizzazioni internazionali, dei quali non sia stata autorizzata o prevista, anche in base alla normativa di recepimento delle direttive comunitarie, la divulgazione.

12B.2.2 *Esclusione del diritto di accesso per motivi attinenti alla riservatezza di persone, gruppi e imprese*

Ai sensi dell'art. 24, comma 2 della legge n. 241/90 e in relazione all'esigenza di salvaguardare la riservatezza di persone fisiche e giuridiche, gruppi, imprese ed associazioni, sono sottratti all'accesso:

- (a) le informazioni commerciali riservate relative all'organizzazione e alla gestione commerciale dell'impresa, il segreto aziendale sulle conoscenze di carattere tecnico relativo alle attività industriali, incluse le notizie relative all'organizzazione ed ai metodi di produzione;
- (b) le informazioni relative a:
 - (i) condizioni di approvvigionamento da parte dell'**Utente** e prezzi o altre condizioni contrattuali da esso applicati alla propria clientela;
 - (ii) portafoglio clienti;
 - (iii) tecniche di produzione e strategie di vendita;

- (iv) tassi di utilizzazione degli impianti;
 - (v) brevetti, marchi e know-how aziendale, ivi incluso il complesso delle informazioni industriali necessarie per la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di un impianto;
 - (vi) documentazione relativa alla situazione finanziaria, economica e patrimoniale di persone fisiche e giuridiche;
- (c) note, proposte e memorie propedeutiche con funzione di studio e di preparazione del contenuto di atti decisionali;
- (d) pareri legali relativi a controversie in atto o potenziali e relativa corrispondenza;
- (e) atti preordinati alla difesa in giudizio del **Gestore**.

Non sono invece considerate informazioni riservate tutte le informazioni riguardanti le caratteristiche tecniche e strutturali degli impianti nella disponibilità dell'**Utente** (potenza installata, potenza disponibile, tipologia di impianto, ecc.), i quantitativi di energia nel mercato dei servizi di dispacciamento, ecc.

Le elencazioni di cui sopra hanno carattere meramente esemplificativo. Il **Gestore** può meglio definire la classificazione delle informazioni sentito anche il parere del **Comitato di consultazione**.

12B.2.3 *Differimento del diritto di accesso*

In ogni caso il diritto di accesso è differito fino al momento dell'adozione del provvedimento, quando sia necessario salvaguardare temporanee esigenze di riservatezza in relazione a documenti la cui conoscenza possa impedire, ovvero gravemente ostacolare, o, comunque, compromettere il buon andamento del relativo procedimento o dell'azione amministrativa.

In generale, non saranno resi noti a terzi contenuti, effetti, termini od ambiti di applicazione di provvedimenti o determinazioni aventi efficacia esterna, prima della loro formale adozione.

12B.2.4 *Esclusione del diritto di accesso nei casi previsti dalla normativa vigente*

Sono esclusi dal diritto di accesso i documenti che altre amministrazioni pubbliche, aziende autonome e speciali, enti pubblici e gestori di pubblici servizi sottraggono all'accesso e che il **Gestore** detiene stabilmente in quanto atti di un procedimento di propria competenza.

12B.3 **RICHIESTA DI RISERVATEZZA**

12B.3.1 L'**Utente** che intende salvaguardare la riservatezza o la segretezza di specifiche informazioni fornite può presentare al **Gestore** una apposita richiesta, che deve contenere l'indicazione dei documenti o delle parti di documenti che si ritiene debbano essere sottratti all'accesso, specificandone i motivi.

12B.3.2 Il **Gestore**, ove non ritenga sussistenti i profili di riservatezza o di segretezza adottati a giustificazione delle richieste di cui al comma precedente, ne dà comunicazione all'**Utente** interessato con provvedimento motivato.

12B.3.3. Decorsi inutilmente trenta giorni dalla richiesta, questa si intende respinta.

12B.3.4 Per le finalità di cui alla presente sezione il **Gestore** tiene conto della normativa vigente riguardante il trattamento delle informazioni delle società quotate nei mercati regolamentati.

SEZIONE 12C - TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI - INFORMATIVA

12C.1 In forza di quanto previsto nel presente Codice di rete e dalla normativa vigente, l'**Utente** è assoggettato a diversi obblighi informativi, che comportano il trattamento di informazioni di dati personali da parte del **Gestore**. In tale contesto, il **Gestore** informa, in conformità all'art. 13 del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196, l'**Utente** sul trattamento dei dati personali forniti.

12C.2 I dati dell'**Utente** sono trattati dal **Gestore**, titolare del trattamento, per le seguenti finalità:

(a) svolgimento delle proprie attività ai sensi del Codice di rete, nonché per l'adempimento di tutti gli obblighi previsti dalla legge, da regolamenti, da delibere e dalla normativa comunitaria, in particolare con riferimento alle attività di:

- (i) connessione alle rete;
- (ii) dispacciamento dell'energia elettrica;
- (iii) gestione ed esercizio della **rete elettrica di trasmissione nazionale**;
- (iv) coordinamento dei piani di manutenzione relativi alla **rete elettrica di trasmissione nazionale**;
- (v) pianificazione degli interventi di sviluppo da effettuare sulla rete stessa.

(b) gestione del rapporto contrattuale in essere con l'**Utente**;

(c) statistica del settore elettrico.

- 12C.3** Il rilascio da parte dell'**Utente** delle informazioni richieste dal **Gestore** è obbligatorio. L'eventuale diniego da parte dell'**Utente**, pertanto, consentirà al **Gestore**, nei casi più gravi, di rifiutare l'instaurazione e/o l'esecuzione del rapporto contrattuale.
- 12C.4** Il trattamento dei dati potrà essere effettuato anche in assenza di consenso dell'**Utente**, in conformità a quanto previsto dall'art. 24 del D.Lgs. 196 del 2003 e successive modificazioni o integrazioni.
- 12C.5** Il trattamento attiene a dati di natura non sensibile e avverrà mediante strumenti manuali ed informatici, con logiche strettamente correlate alle finalità sopra indicate e, comunque, in modo da garantire la sicurezza e la riservatezza degli stessi.
- 12C.6** L'**Utente** è titolare di tutti i diritti di cui all'art. 7 del d. lgs. 196/03, in particolare, solo a titolo di esempio, il diritto di conoscere, in ogni momento, quali sono i propri dati personali custoditi dal **Gestore** e come essi vengono utilizzati, il diritto di farli aggiornare, integrare, rettificare o cancellare, il diritto di chiederne il blocco ed opporsi al loro trattamento rivolgendosi al **Gestore** al suo indirizzo.
- 12C.7** Il **Gestore** designerà i soggetti ai quali affidare la qualifica di incaricati del trattamento, ai sensi degli articoli 30 e ss. del d. lgs. 196/2003 e, sulla base di un successivo atto di incarico, individuerà le istruzioni da impartire a detti soggetti, vigilando sul relativo operato, ai sensi del combinato disposto di cui agli articoli citati.

APPENDICE

A OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI DELLA RTN

Con la presente appendice il Gestore intende evidenziare i diversi obblighi informativi che, ai sensi del Codice di rete, sono in capo agli utenti della RTN.

L'elencazione consente una più agevole consultazione degli obblighi informativi ma in nessun caso può considerarsi esaustiva di tutti gli obblighi gravanti sull'utente in forza di disposizioni di legge, regolamenti, delibere dell'AEEG o del Codice di rete medesimo.

1 Obblighi informativi dell'Utente ai fini della connessione alla RTN – Capitolo 1

Fatti salvi gli obblighi previsti nel Capitolo 1, [Sezione 1A](#) del presente Codice di rete relativamente alla procedura per la connessione (richiesta di connessione, accettazione delle soluzioni di connessione, ecc.) per i quali si fa espresso rinvio alla sezione medesima, si elencano nel seguito, a titolo non esaustivo, gli obblighi informativi relativi al servizio di connessione.

1.1 Prima della connessione alla RTN

Obbligo	Soggetto obbligato	Rif Codice di rete
<p>I Titolari degli impianti di generazione, con potenza superiore ai 10 MVA, devono fornire entro il mese di maggio e novembre di ciascun anno, l'aggiornamento dei programmi cronologici relativi alla realizzazione degli impianti autorizzati.</p>	<p> Titolare di impianto di generazione direttamente o indirettamente connesso alla RTN</p>	<p>1A.5.8.7</p>
<p>L'Utente è responsabile della [...] formale comunicazione al Gestore della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.</p> <p>Tale documentazione deve comprendere almeno:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto di Utente; (b) schemi funzionali del sistema di comando e controllo, per ciascun componente di impianto; (c) descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto. <p>L'Utente deve mettere a disposizione del Gestore, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal Gestore, limitatamente alle parti di impianto che hanno influenza sulla gestione della RTN.</p>	<p> Titolare di impianto direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.4.13</p>
<p>Il Produttore deve fornire, all'atto della richiesta di connessione, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di armoniche.</p>	<p> Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.1.1.1</p>
<p>L'Utente è tenuto a dichiarare, su richiesta del Gestore, le caratteristiche dell'impianto per singolo gruppo di generazione. I dati dichiarati devono riferirsi a quelli di esercizio.</p>	<p> Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.2.1</p>

<p>Oltre alle informazioni generali sulla tipologia d'impianto sono richiesti la tipologia di processo e le fonti primarie utilizzate.</p> <p>L'Utente deve inoltre dichiarare tutti i vincoli legati al processo, limitativi delle prestazioni tipiche della tipologia d'appartenenza, e gli eventuali vincoli di natura ambientale.</p>		
<p>L'Utente deve fornire altresì i valori dei rendimenti dell'impianto di generazione.</p>	<p>Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.2.4</p>
<p>L'Utente deve fornire le informazioni relative a:</p> <p>(a) capacità ad alimentare porzioni isolate della RTN e/o carichi propri;</p> <p>(b) capacità a sopportare il rifiuto di carico;</p> <p>(c) capacità a fornire il servizio di riaccensione.</p>	<p>Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.2.5</p>
<p>Per gli impianti di generazione integrati in processi con carichi essenziali alla produzione di energia elettrica e dichiarati, in sede di definizione e sottoscrizione del regolamento di esercizio di cui ai paragrafi 1B.4.14.1 e 1B.4.14.3 e della documentazione di connessione, non idonei al funzionamento in condizioni di emergenza di rete, il Produttore deve dichiarare nella documentazione di connessione il campo di tensione e il campo di frequenza nei quali è garantita la produzione di potenza attiva.</p>	<p>Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.4.2</p>

Tempistica. *Gli obblighi informativi di cui al presente paragrafo 1.1 sono adempiuti dall'utente prima della connessione dell'impianto alla RTN e comunque almeno sei mesi prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dell'utente.*

Modalità di messa a disposizione. *Tramite lettera e/o plico raccomandati a meno che venga diversamente indicato dal Gestore sulla base della natura e tipologia dei dati.*

1.2 Dopo la connessione alla RTN

Obbligo	Soggetto obbligato	Rif Codice di rete
<p>Per l'esercizio in tempo reale della RTN è necessario che ciascun impianto di generazione trasmetta almeno:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) misure di tensione ai morsetti di ciascun generatore; (b) misure di tensione di sbarra AT o AAT; (c) misure di potenza attiva e di potenza reattiva su ciascun gruppo di generazione; (d) misure di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di consegna; (e) segnalazioni di posizioni di organi di manovra e di interruzione, dei montanti di gruppo, di eventuali parallelo sbarre e, se rilevante, delle derivazioni per l'alimentazione dei servizi ausiliari. 	<p>Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.9.1.1</p>
<p>A seguito di un disservizio, l'Utente deve comunicare tempestivamente al Gestore:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) la disponibilità dell'impianto escluso durante il disservizio, le cause che ne hanno determinato l'esclusione e quelle che ne impediscono il rientro; (b) i tempi necessari al rientro. 	<p>Titolare impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.9.2.1</p>
<p>Per la ricostruzione dei disservizi l'Utente è tenuto a rendere disponibili al Gestore:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) le registrazioni rilevate da oscillografici; (b) le registrazioni cronologiche di eventi; (c) le registrazioni di transitori elettromeccanici; (d) le segnalazioni locali. 	<p>Titolare di impianto di generazione direttamente connesso alla RTN</p>	<p>1B.5.9.3</p>

<p>Il gestore di rete con obbligo di connessione di terzi, per tutti gli impianti di sua competenza, deve teletrasmettere al Gestore le tipologie di segnali e misure elencate a continuazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra; (b) misure di tensione; (c) se richiesto dal Gestore, misure di potenza attiva e di potenza reattiva. 	<p>Gestore di rete con obbligo di connessione di terzi</p>	<p>1B.6.5.1</p>
<p>A seguito di un disservizio l'Utente deve comunicare, su richiesta del Gestore le informazioni relative a:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) registratori cronologici degli eventi; (b) oscillografie; (c) segnalazioni locali. 	<p>Gestore di rete con obbligo di connessione di terzi</p>	<p>1B.6.5.2</p>
<p>Per quanto riguarda lo sviluppo delle reti con obbligo di connessione di terzi, i gestori di tali reti notificheranno al Gestore tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione compresa tra 120 e 220 kV.</p>	<p>Gestori di rete con obbligo di connessione di terzi</p>	<p>1B.6.7.5</p>
<p>L'Utente di unità di consumo direttamente connesso alla RTN deve trasmettere al Gestore le tipologie di segnali e misure elencate limitatamente al punto di consegna.</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) segnali di posizione degli organi di manovra; (b) misure di tensione; (c) se richiesto dal Gestore, misure di potenza attiva e di potenza reattiva. 	<p>Titolare di impianto corrispondente ad unità di consumo</p>	<p>1B.7.3.1</p>
<p>A seguito di disservizi, limitatamente alle linee connesse della RTN potranno essere richieste, se disponibili, informazioni rilevate da:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) registratori cronologici degli eventi; (b) localizzatori di guasto; (c) oscillografie; (d) segnalazioni locali. 	<p>Titolare di impianto corrispondente ad unità di consumo</p>	<p>1B.7.3.2.</p>

<p>Per consentire l'interoperabilità con la RTN, il gestore delle reti in questione trasmette al Gestore, oltre alla documentazione di connessione di cui al paragrafo 1B.4.13 del presente Codice di rete:</p> <p>(a) <u>Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN</u></p> <ul style="list-style-type: none"> (i) segnalazioni di posizioni di organi di manovra; (ii) misure di tensione; (iii) se richiesto dal Gestore, misure di potenza attiva e di potenza reattiva. <p>(b) <u>Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi</u></p> <p>In alcune stazioni di particolare rilevanza, cui fanno capo linee della RTN, sono richieste informazioni rilevate su tali linee da:</p> <ul style="list-style-type: none"> (iii) registratori cronologici degli eventi; (iv) oscillografici (valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori o altro). 	<p>Gestore di altre reti connesse alla RTN</p>	<p>1B.8.3.4.1</p>
<p>I segnali e le misure che genericamente ciascun impianto di generazione di tipo 2 deve trasmettere al Gestore, quando questi lo richieda, sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra; (b) misure di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di consegna e separatamente per ciascun gruppo di generazione. <p>L'elenco di dettaglio è riportato, per ciascun impianto di produzione, nella documentazione di connessione.</p>	<p>Titolare di impianto di generazione indirettamente connesso</p>	<p>1B.10.1.1</p>

Per alcune situazioni particolari, il Gestore può richiedere informazioni rilevate da: (a) registratori cronologici degli eventi; (b) oscillografici (quali, ad esempio, valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori, etc.).	Titolare di impianto di generazione indirettamente connesso	1B.10.8
--	---	-------------------------

Tempistica. Successivamente alla avvenuta connessione dell'impianto alla RTN e durante il periodo in cui l'impianto resta connesso ad essa.

Modalità di messa a disposizione. Le informazioni sono teletrasmesse presso i centri di controllo del Gestore.

2 **Obblighi informativi dell'Utente ai fini dello sviluppo della rete – Capitolo 2**

Obbligo	Tempistica	Rif codice di rete
<p>Allo scopo di consentire la previsione, i gestori di reti con obbligo di connessione di terzi devono fornire al Gestore i dati sulla distribuzione territoriale dell'incremento di domanda, sulla base dei dati storici di prelievo a livello di singolo impianto di distribuzione.</p>	Cadenza annuale	2.4.2.2
<p>I gestori delle reti interoperanti con la RTN sono tenuti a comunicare al Gestore tutte le modifiche pianificate inerenti i propri impianti in AT o in AAT, affinché questi possa tenerne conto nelle proprie analisi di rete previsionali propedeutiche all'individuazione delle nuove attività di sviluppo della RTN.</p>	Tempestivamente	2.4.5.2
<p>I gestori di reti con obbligo di connessione di terzi sono tenuti a trasmettere, le seguenti informazioni, secondo il livello di dettaglio stabilito dal Gestore:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) previsioni di medio periodo (a 5 anni) sull'incremento e sulla distribuzione della domanda con indicazione della potenza attiva/reactiva; (ii) stima della produzione sulle reti in MT; (iii) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV; (iv) indicazioni relative allo schema di connessione e sulla potenza massima di generazione delle centrali future e sulla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad unità di consumo da collegare alle reti in AT o in AAT. 	Entro il 30 luglio di ogni anno	2.5.4.1.1, lettera (a)

<p>La società Ferrovie dello Stato o sue aventi causa, ai sensi dell'art. 3 comma 4 del decreto 25 giugno 1999, è tenuta a trasmettere al Gestore, le seguenti informazioni relative alla rete di propria competenza:</p> <p>(iv) indicazione della potenza attiva/reattiva delle utenze collegate in AT o in AAT alla rete e di quella richiesta sulle stazioni elettriche esistenti e future per l'alimentazione del sistema di trazione ferroviario;</p> <p>(v) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV;</p> <p>(vi) indicazioni relative allo schema di connessione e alla potenza massima di generazione delle centrali future e alla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad unità di consumo da collegare alle reti in AT o in AAT.</p>	<p>Entro il 30 luglio di ogni anno</p>	<p>2.5.4.1.1, lettera (b)</p>
---	--	---

3 **Obblighi informativi dell’Utente ai fini della gestione, dell’esercizio e della manutenzione della rete – Capitolo 3**

Obbligo	Modalità	Tempistica	Rif codice di rete
I Titolari di RTN e gli Utenti della rete esercenti parti delle stazioni non comprese nella RTN ma funzionali alla rete medesima e all’esercizio degli impianti della stessa devono assicurare la trasmissione delle informazioni presso le sedi del Gestore per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi.	Le informazioni sono teletrasmesse presso i centri di controllo del Gestore		3.3.12 lettera (e)
Il gestore di reti con obbligo di connessione di terzi è tenuto a: (i) fornire al Gestore ogni informazione sugli impianti, anche interni alla rete, rilevante per l’interoperabilità di reti elettriche; (ii) inviare al Gestore informazioni relative alle modifiche dei loro impianti ai fini dell’aggiornamento da parte del Gestore stesso degli schemi della rete di trasmissione nazionale e delle reti direttamente o indirettamente connesse, sino al livello di 120 kV.	Comunicazioni di modifica impiantistica degli impianti corredate dei relativi parametri tecnici	Su evento di modifica impiantistica	3.5.3 lettera (b)
Gli utenti della rete titolari di impianti di produzione ai fini dell’esercizio della RTN sono tenuti in qualità di utenti della connessione a fornire al gestore le informazioni relative ai propri impianti ai fini della interoperabilità dei medesimi con la rete elettrica.	Si veda il Capitolo 1 paragrafo 1B.4.14	Si veda il Capitolo 1 paragrafo 1B.4.14	3.3.19
Gli utenti della rete titolari di impianti di produzione ai fini dell’esercizio della RTN sono tenuti in qualità di utenti del dispacciamento a fornire le informazioni necessarie alla gestione del processo di approvvigionamento nonché alla regolamentazione fisica dei contratti di compravendita.	Si veda il Capitolo 4 sezione 4.3	Si veda il Capitolo 4 sezione 4.3	3.3.19

<p>I soggetti esercenti gli impianti funzionali alla RTN e le reti con obbligo di connessione di terzi sono tenuti a:</p> <p>(a) comunicare al Gestore il piano di indisponibilità</p> <p>(b) comunicare ogni richiesta di variazione.</p>	<p>Su supporto informatico definito dal Gestore</p>	<p>(a) Secondo scadenze prestabilite</p> <p>(b) Tempestivamente</p>	<p>3.7.3.3</p> <p>3.7.4</p> <p>Appendice A, paragrafo 3</p>
<p>Gli utenti di dispacciamento delle Unità di Produzione rilevanti sono tenuti a presentare al Gestore:</p> <p>(a) una proposta di piano annuale di indisponibilità delle proprie unità</p> <p>(b) l'aggiornamento dei programmi di indisponibilità di lunga durata</p>	<p>Su supporto informatico definito dal Gestore</p>	<p>(a) entro il 30 luglio dell'anno n-1;</p> <p>(b) entro maggio e novembre di ciascun anno</p>	<p>3.7.4.1</p> <p>3.7.4.2</p> <p>Si veda Appendice A</p>

Per il dettaglio degli obblighi relativi alla presentazione dei piani di indisponibilità si fa rinvio al [Capitolo 3](#) e alla relativa [Appendice A](#).

4 **Obblighi informativi dell’Utente ai fini del dispacciamento - Capitolo 4**

Obbligo	Modalità	Tempistica	Rif. Codice di rete
<p><u>Registrazione delle UP rilevanti</u></p> <p>I titolari delle UP rilevanti sono tenuti, ai fini della registrazione nel RUP, a dichiarare:</p> <p>(a) gli estremi dell’UdD legittimato a presentare offerta per l’unità sul MSD;</p> <p>(b) i dati tecnici delle UP, necessari ai fini della qualificazione al Mercato dell’energia e dell’abilitazione al MSD, di cui al documento A.60;</p> <p>(c) i dati tecnici, statici e dinamici, dei gruppi di generazione costituenti le UP.</p>	<p>Registro delle unità di produzione (RUP)</p>	<p>Comunicazione propedeutica all’acquisizione della qualifica di operatore di mercato, ovvero all’accesso al mercato all’ingrosso dell’energia</p>	<p>4.3.2.7 lettera a)</p> <p>Allegato A.60 sezione 2</p>
<p><u>Comunicazione di modifiche temporanee dei dati tecnici e di indisponibilità ai servizi di dispacciamento delle unità abilitate</u></p> <p>Gli UdD delle unità abilitate comunicano limitatamente ad UP nella propria disponibilità:</p> <p>(a) le modifiche temporanee ai dati tecnici contenuti nel RUP;</p> <p>(b) l’indisponibilità temporanea dell’unità ai servizi di dispacciamento, qualora ricorrano le condizioni di cui al paragrafo 4.8.3 (“Esenzione dagli obblighi di offerta”).</p>	<p>RUP dinamico (Sistema comandi)</p>	<p>Tempestivamente ed entro le h 15:00 con riferimento al secondo giorno successivo (ai fini di valutazioni di sicurezza del sistema); entro le h 15:00 con riferimento al giorno successivo (ai fini dello svolgimento della fase di programmazione e del MSD); durante il</p>	<p>4.3.2.7 lettera c), 4.7.6, 4.9.1, 4.10.1</p> <p>Allegato A.60 sezione 3</p> <p>Allegato A.33</p>

		giorno (ai fini dello svolgimento della fase di gestione in tempo reale del MSD)	
<p><u>Comunicazione indisponibilità alla fornitura di risorse per la riserva primaria di potenza</u></p> <p>Qualora, a causa di indisponibilità dei dispositivi di regolazione primaria di potenza attiva, l'UdD di una unità idonea non sia in grado di garantire la fornitura del servizio, detto UdD deve comunicare tempestivamente al Gestore la previsione di durata della indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile.</p>	Comunicazione formale	Comunicazione tempestiva	4.4.2.3
<p><u>Comunicazione variazioni o indisponibilità alla fornitura di risorse per la riserva secondaria di potenza</u></p> <p>Gli UdD delle UP abilitate alla fornitura di risorse per la riserva secondaria di potenza hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, ai fini della definizione dei programmi vincolanti temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di riserva secondaria di potenza.</p> <p>Comunicare al Gestore, in tempo reale, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di riserva secondaria di potenza.</p>	RUP dinamico (Sistema comandi)	Tempestivamente ed entro le h 15:00 con riferimento al giorno successivo (ai fini dello svolgimento della fase di programmazione e del MSD); durante il giorno (ai fini dello svolgimento della fase di gestione in tempo reale del MSD)	4.4.3.4 punti (b), (d)

<p><u>Comunicazione variazioni o indisponibilità alla fornitura di risorse per la riserva terziaria di potenza</u></p> <p>Gli UdD delle UP abilitate alla fornitura di risorse per la riserva terziaria di potenza hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, ai fini della definizione dei programmi vincolanti, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di bilanciamento.</p>	<p>RUP dinamico (Sistema comandi)</p>	<p>Tempestivamente ed entro le h 15:00 con riferimento al giorno successivo (ai fini dello svolgimento della fase di programmazione e del MSD)</p>	<p>4.4.4.3 punto (d)</p>
<p><u>Comunicazione variazioni o indisponibilità alla fornitura di risorse per il bilanciamento</u></p> <p>Gli UdD delle UP abilitate alla fornitura di risorse per la riserva terziaria di potenza hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di bilanciamento.</p>	<p>RUP dinamico (Sistema comandi)</p>	<p>Tempestivamente durante il giorno (ai fini dello svolgimento della fase di gestione in tempo reale del MSD)</p>	<p>4.4.5.3 punto (f)</p>
<p><u>Comunicazioni di unità di produzione e pompaggio strategiche</u></p> <p>Gli UdD titolari di unità abilitate allo stoccaggio identificano, dandone comunicazione al Gestore, le unità di produzione e pompaggio strategiche tra le unità abilitate allo stoccaggio nella propria titolarità, per una capacità di produzione e pompaggio almeno pari a quella comunicata dal Gestore</p>	<p>Comunicazione formale</p>	<p>Cadenza annuale</p>	<p>4.4.5.3.bis</p>
<p><u>Comunicazione di indisponibilità temporanea all'utilizzo del telescatto</u></p> <p>Gli UdD delle UP tecnicamente idonee al servizio di telescatto devono:</p> <p>(a) dare comunicazione al Gestore dell'idoneità al servizio delle medesime unità;</p> <p>(b) notificare tempestivamente al Gestore l'indisponibilità</p>	<p>Comunicazione formale</p>	<p>Comunicazione tempestiva. Entro un'ora dal termine di presentazione delle informazioni</p>	<p>4.4.11.3</p>

<p>temporanea al servizio e la previsione di durata della indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile.</p> <p>Gli UdD, titolari di unità di produzione dotate di dispositivo di telescatto, sono tenuti a comunicare al Gestore l'eventuale indisponibilità al servizio di telescatto delle medesime unità di produzione entro un'ora dal termine di presentazione delle informazioni preliminari al Mercato del Giorno Prima.</p>		<p>preliminari al MGP ai fini della determinazione dei limiti di transito di cui alle informazioni preliminari al MGP</p>	<p style="text-align: center;">4.9.4</p>
<p><u>Verifiche di sicurezza del sistema elettrico con orizzonte settimanale</u></p> <p>Gli UdD delle UP comunicano al Gestore le informazioni necessarie con le modalità descritte nel documento A.29 "Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale".</p>	<p>Comunicazione formale via file, mediante modello predisposto dal Gestore</p>	<p>Comunicazione settimanale</p>	<p style="text-align: center;">4.5.1</p> <p style="text-align: center;">Allegato A.29</p>
<p><u>Comunicazione dati relativi alle UP idroelettriche</u></p> <p>Gli UdD di UP idroelettriche devono fornire al Gestore le seguenti informazioni:</p> <p>(a) i dati caratteristici dei serbatoi e dei bacini: curva di invaso, volume utilizzabile, coefficiente energetico, producibilità media venticinquennale;</p> <p>(b) la struttura dell'asta idroelettrica, per le UP di competenza dell'UdD.</p> <p>Gli UdD, debbono inoltre fornire con regolarità i dati a consuntivo di seguito riportati relativamente alle UP idroelettriche di cui sono titolari:</p> <p>(a) le quote di tutti i bacini e serbatoi;</p> <p>(b) la produzione giornaliera delle centrali idroelettriche con potenza non inferiore a 10 MVA;</p> <p>(c) il pompaggio giornaliero;</p> <p>(d) la mancata produzione giornaliera (sfiori);</p> <p>(e) gli apporti naturali.</p>	<p>Comunicazione formale per i dati caratteristici e di struttura.</p> <p>Altri dati con sistemi in approntamento</p>	<p>Comunicazione dei dati caratteristici e di struttura successiva alla connessione e comunicazione e tempestiva a variante</p>	<p style="text-align: center;">4.5.2</p>

<p><u>Comunicazione della proclamazione di sciopero</u></p> <p>Gli UdD titolari di UP interessate da scioperi hanno l'obbligo di trasmettere al Gestore copia della proclamazione di sciopero ed ogni informazione utile a determinarne ambiti, termini e modalità.</p>	<p>Comunicazione formale</p>	<p>Comunicazione tempestiva</p>	<p>4.5.3</p>
<p><u>Comunicazione relative alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva</u></p> <p>I titolari di UP ammesse alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sono tenuti a comunicare al Gestore la variazione del dato tecnico di potenza massima</p>	<p>RUP dinamico (Sistema comandi) o, in caso di indisponibilità del RUP dinamico, comunicazione formale via e-mail, mediante modello predisposto dal Gestore</p>	<p>Tempestivamente ed entro le h 15:00 del giorno precedente il giorno critico</p>	<p>4.6.2</p>

5 **Obblighi informativi dell'Utente ai fini della misura - Capitolo 5**

Obbligo	Tempistica	Rif. Codice di rete
<p>I soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica sono tenuti a comunicare mensilmente al Gestore le misure dell'energia elettrica relativa:</p> <p>(a) alle unità di consumo e alle unità di produzione non rilevanti ai fini del servizio di aggregazione della misura;</p> <p>(b) alla interconnessione della RTN con le reti delle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN ai fini della determinazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete con obbligo di connessioni di terzi per il servizio di trasporto.</p>	Cadenza mensile	5.4.3
<p>Qualora il soggetto responsabile della rilevazione e della ricostruzione delle misure proceda alla ricostruzione dei dati di misura per guasti tecnici al misuratore o al sistema di rilevazione, dovrà inviare comunicazione all'Utente della rete interessato nonché al Gestore dell'avvenuta ricostruzione dei dati di misura in sostituzione del dato reale indisponibile, fornendo il dato di misura ricostruito.</p>	Tempestivamente	5.6.3
<p>Il responsabile delle AdM, a valle delle verifiche iniziali, periodiche e/o di sostituzioni e riparazioni delle AdM, dovrà fornire al Gestore documentazione degli avvenuti interventi secondo quanto indicato nelle specifiche tecniche di cui all'allegato A.47.</p>		Appendice B Paragrafo 13, lettera d)

6 Obblighi informativi dell’Utente ai fini del servizio di aggregazione delle misure – Capitolo 6

Obbligo	Tempistica	Rif. Codice di rete
I soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure di energia elettrica comunicano al Gestore le misure delle immissioni di energia elettrica, senza applicazione delle perdite, relative ad ogni singola UP non rilevante ubicata nel proprio ambito di competenza	Entro il giorno 15 del mese successivo a quello di competenza	6.3.2, lettera (a)
Le imprese distributrici di riferimento, con le modalità riportate nel Capitolo 5 sezione 5.7 , comunicano al Gestore la misura oraria dell’energia elettrica attribuita ai punti di prelievo non trattati su base oraria appartenenti al medesimo punto di dispacciamento per unità di consumo (UC) determinata sulla base dei dati (PRA e CRP).		6.3.3
I soggetti di cui si avvale il Gestore per lo svolgimento del servizio di aggregazione misure aggregano e comunicano al Gestore le misure d’energia elettrica relative a punti di prelievo trattati su base oraria aggregati per utente del dispacciamento insistenti sulla rete di competenza di ciascun Distributore di riferimento e dei suoi relativi Distributori sotesi.	Entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza	6.3.4

7 **Obblighi informativi dell’Utente ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di dispacciamento e trasmissione – Capitolo 7**

Obbligo	Tempistica	Rif. Codice di rete
Le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN sono tenute a comunicare la misura: (a) dell’energia elettrica netta prelevata dall’impresa distributtrice dalla RTN; (b) dell’energia elettrica prodotta da impianti di produzione connessi alla rete AT del Distributore.	Con cadenza mensile, sulla base dei formati e strumenti indicati dal Gestore, nonché con il dettaglio da questo fissato	7.2.1

8 **Obblighi informativi dell’Utente ai fini della compilazione del Bilancio Energia – Capitolo 8**

Obbligo	Tempistica	Rif. Codice di rete
<p>Ciascuna impresa distributrice di riferimento fornisce al Gestore, relativamente alla propria Area di riferimento, come definita dalla normativa vigente, le seguenti tipologie di dati di misura:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) energia elettrica scambiata con RTN, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso; (b) energia elettrica scambiata con altre aree di riferimento, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso; (c) energia elettrica scambiata con altri distributori, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso; (d) energia elettrica immessa in rete da ogni impianto di produzione localizzato sulla rete di propria competenza, specificandone la titolarità, il livello di tensione, la tipologia di impianto, la taglia di potenza, il tipo di misuratore, il trattamento su base oraria; (e) energia elettrica prelevata dai clienti finali connessi alla rete di distribuzione, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato, distinta tra quelli trattati orari e non; le misure dei clienti non trattati orari vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling; (f) energia elettrica prelevata da clienti finali su RTN ed altre reti nell’ambito di competenza (inclusi i consumi degli impianti di pompaggio e dei servizi ausiliari degli impianti di generazione), suddivisa per livello di tensione e per qualifica di libero o vincolato. 	<p>Cadenza mensile</p>	<p>8.2</p>

<p>Ciascuna impresa distributrice sottesa fornisce al Gestore, relativamente alla propria area di competenza territoriale, le seguenti tipologie di dati di misura:</p> <ul style="list-style-type: none">(a) energia elettrica scambiata con altri distributori, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;(b) energia elettrica immessa in rete da impianti di produzione localizzati sulla rete di propria competenza, distinta per livello di tensione, per tipologia e per taglia di potenza;(c) energia elettrica prelevata da clienti finali, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato distinta tra quelli trattati orari e non; le misure dei clienti non trattati orari vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling.	Cadenza mensile	8.3
---	-----------------	---------------------

Modalità di messa a disposizione: per via telematica, su modelli standardizzati appositamente elaborati dal Gestore. La granularità richiesta è per fascia oraria.

9 **Obblighi informativi ai fini della elaborazione delle statistiche del settore elettrico – Capitolo 9**

Obbligo	Tempistica	Rif. Codice di rete
<p>I soggetti:</p> <p>(a) titolari di impianti di generazione;</p> <p>(b) titolari di impianti corrispondenti ad unità di consumo;</p> <p>(c) gestori di reti con obbligo di connessione di terzi;</p> <p>(d) titolari di reti interne di utenza e di linee dirette;</p> <p>(e) clienti grossisti;</p> <p>sono tenuti a fornire dati statistici ed informazioni su richiesta del Gestore in virtù dell'obbligo sancito dall'art. 7 del decreto legislativo n. 322/89</p>	Su richiesta	9.3.4
<p>Gli stessi soggetti di cui sopra sono tenuti a comunicare al Gestore i seguenti dati calcolati su base annuale e mensile:</p> <p>(a) <u>Dati di Produzione</u> (elencati in dettaglio al paragrafo 9.4.3 lettera a));</p> <p>(b) <u>Dati di consumo</u> (elencati in dettaglio al paragrafo 9.4.3 lettera b))</p>	Annualmente entro il 30 marzo e mensilmente entro il ventesimo giorno del mese n+1	9.4.3
<p>I titolari degli impianti di generazione sono tenuti a comunicare al Gestore i dati di seguito indicati disaggregandoli sia per tipologia di impianto sia per regione.</p> <p>(a) <u>Dati anagrafici</u></p> <p>(b) <u>Dati tecnici</u></p> <p>come definiti in dettaglio nelle lettere a) e b) del paragrafo 9.4.4.</p>	Entro il 30 marzo di ogni anno	9.4.4

CAPITOLO 13

COMITATO DI CONSULTAZIONE

INDICE

<i>CAPITOLO 13 – COMITATO DI CONSULTAZIONE</i>	2
13.1 <i>INTRODUZIONE</i>	2
13.2 <i>COMITATO DI CONSULTAZIONE</i>	2
13.2.1 <i>Composizione del Comitato</i>	2
13.2.2 <i>Nomina dei membri del Comitato</i>	3
13.2.3 <i>Sostituzione dei membri del Comitato</i>	4
13.2.4 <i>Funzioni del Comitato</i>	4
13.2.5 <i>Altri soggetti che partecipano al Comitato</i>	6
13.2.6 <i>Modalità di funzionamento del Comitato</i>	7

CAPITOLO 13 – COMITATO DI CONSULTAZIONE

13.1 INTRODUZIONE

13.1.1 È istituito, ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, un organo tecnico per la consultazione degli **Utenti**, denominato **Comitato di consultazione** (di seguito anche: **Comitato**).

Nel **Comitato** sono rappresentati gli interessi e le posizioni delle diverse categorie di **Utenti**.

13.2 COMITATO DI CONSULTAZIONE

13.2.1 Composizione del Comitato

13.2.1.1 Il **Comitato** è composto da 7 membri di cui:

- (a) 1 (uno) con funzioni di Presidente designato dal **Gestore**;
- (b) 2 (due) designati da due distinte associazioni rappresentative dei **produttori** rispettivamente da fonti convenzionali e da **fonti rinnovabili**;
- (c) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei **distributori**;
- (d) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei **clienti grossisti**;

- (e) 1 (uno) designato dal Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (C.N.C.U.) a rappresentanza degli interessi dei **clienti vincolati**;
- (f) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei clienti industriali.

13.2.2 Nomina dei membri del Comitato

13.2.2.1 Per le finalità di cui al paragrafo [13.2.1.1](#), le associazioni maggiormente rappresentative competenti a nominare i membri del **Comitato** sono quelle individuate dal **MAP** su richiesta del **Gestore**.

13.2.2.2 Le associazioni, come sopra individuate, nominano i membri del **Comitato** e ne danno comunicazione scritta al **Gestore** entro tre mesi dalla richiesta del **Gestore**. Qualora l'associazione non provveda ad effettuare nei termini la suddetta comunicazione il **Gestore** richiede al **MAP** di individuare una associazione in sostituzione.

Il **Gestore** pubblica sul proprio sito internet i nominativi dei membri del **Comitato**.

I membri del **Comitato** restano in carica per un triennio dalla nomina e il loro mandato non è rinnovabile. In deroga al mandato del Presidente è rinnovabile, anche più volte, al fine di garantire continuità alle attività del **Comitato**.

Quattro mesi prima della scadenza del triennio il **Gestore** richiede alle associazioni maggiormente rappresentative, individuate con le modalità di cui al presente paragrafo, i nominativi dei membri del **Comitato** per il successivo triennio.

13.2.3 Sostituzione dei membri del Comitato

- 13.2.3.1 Ciascun membro del **Comitato** potrà essere revocato o sostituito, anche prima della scadenza del mandato, dalla stessa associazione che lo ha nominato, che ne darà tempestiva comunicazione scritta al Presidente del **Comitato** unitamente al nominativo del nuovo membro designato in sostituzione. In caso di dimissioni volontarie da parte del membro, questi ne darà comunicazione scritta al Presidente del **Comitato** e all'associazione che lo ha designato.
- 13.2.3.2 Fatto salvo quanto previsto al precedente paragrafo [13.2.3.1](#) il membro del **Comitato** che sia assente, senza giustificato motivo, ad almeno tre riunioni del **Comitato** sarà dichiarato dal Presidente automaticamente decaduto dall'incarico. Esso sarà sostituito dalla stessa associazione che lo ha nominato entro tre mesi dalla comunicazione della decadenza da parte del Presidente.
- 13.2.3.3 La revoca, la sostituzione, la decadenza e le dimissioni volontarie hanno effetto dalla data di nomina del nuovo membro.

13.2.4 Funzioni del Comitato

- 13.2.4.1 Il **Comitato**, ai sensi dell'art. 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004:
- (a) propone al Gestore gli aggiornamenti al Codice di rete che si rendano necessari a seguito di mutamenti del quadro normativo e regolamentare di riferimento nonché a seguito di mutate condizioni tecniche e di mercato;

- (b) propone al **Gestore** modifiche e integrazioni al Codice di rete che, in base a proprie valutazioni e tenuto conto dell'esperienza operativa maturata, si rendano opportune;
- (c) esprime pareri non vincolanti sulle proposte di modifica ed aggiornamento del Codice;
- (d) esprime pareri non vincolanti sui criteri generali per lo **sviluppo** della rete, lo **sviluppo** e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete;
- (e) esprime pareri non vincolanti, sui criteri generali di classificazione delle informazioni sensibili e dell'accesso alle stesse;
- (f) esprime pareri non vincolanti sulla rispondenza delle regole, delle informazioni e delle procedure previste nel Codice di rete alle finalità di servizio di pubblica utilità e alle esigenze di non discriminazione, trasparenza e neutralità delle informazioni e delle procedure;
- (g) su richiesta delle parti interessate agevola la risoluzione di eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole contenute nel Codice.

13.2.4.2 Il **Gestore** è tenuto a richiedere al **Comitato** i pareri di cui alle lettere (c), (d), (e) ed (f). Il **Comitato** deve pronunciarsi nel termine indicato dal **Gestore**, fermi restando negli altri casi i diversi termini indicati al Capitolo 14, paragrafi [14.2.4](#) e [14.2.5](#), con riferimento alle procedure di aggiornamento del Codice.

13.2.5 *Altri soggetti che partecipano al Comitato*

13.2.5.1 *Segretario*

13.2.5.1.1 Il Presidente del **Comitato** nomina un Segretario, con l'incarico di assistere, supportare e gestire sotto un profilo operativo il **Comitato** nello svolgimento delle sue attività. Il Segretario opera in diretta collaborazione con il Presidente e:

- (a) svolge le attività propedeutiche alla convocazione e allo svolgimento delle riunioni del **Comitato** compilando, tra l'altro, su indicazione del Presidente, l'ordine del giorno delle riunioni;
- (b) partecipa alle riunioni del **Comitato** senza diritto di voto;
- (c) redige i verbali delle riunioni;
- (d) provvede alla conservazione dei verbali e di ogni altra documentazione prodotta dal **Comitato**.

13.2.5.1.2 Il Segretario del **Comitato** potrà avvalersi nell'espletamento delle proprie attività di uno staff (Segreteria tecnica) composto da personale del **Gestore**.

13.2.5.2 *Assistenti e osservatori*

13.2.5.2.1 I membri del **Comitato**, incluso il Presidente, possono farsi coadiuvare da un assistente da ciascuno individuato (o da più di uno qualora ciò sia giustificato dalla materia e consentito dal Presidente) con funzioni di consulenza e supporto tecnico personale in ragione delle materie di volta in volta da esaminare.

Gli assistenti possono intervenire alle riunioni, senza diritto di voto né potere di rappresentanza del membro del **Comitato** che li ha designati.

Il rapporto tra i membri del **Comitato** e gli eventuali rispettivi assistenti non rileva in alcun modo nei confronti del **Comitato** e non instaura alcun rapporto di subordinazione o collaborazione tra il **Comitato** stesso e gli assistenti o tra questi e il **Gestore**.

13.2.5.2.2 Il Presidente può invitare ad assistere alle riunioni del **Comitato**, in qualità di osservatore senza diritto di voto, un rappresentante del **Gestore**, qualora vengano trattate materie di diretta rilevanza per le attività di quest'ultimo, o, quando ne ritenga utile la consultazione, anche rappresentanti di istituzioni interessate e non rappresentate nel **Comitato**.

13.2.5.2.3 Assistono alle riunioni del **Comitato** in qualità di osservatori un rappresentante dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e un rappresentante del Ministero delle Attività Produttive.

13.2.6 **Modalità di funzionamento del Comitato**

13.2.6.1 *Riunioni*

13.2.6.1.1 Il **Comitato** si riunisce presso la sede del **Gestore** o in altro luogo stabilito dal Presidente. Le riunioni si possono tenere anche mediante video o tele-conferenza, sempre che sia possibile accertare l'identità dei presenti, e che sussistano le condizioni a garanzia del simultaneo contraddittorio tra i partecipanti nonché, ove necessario, la possibilità di ricevere e trasmettere documenti. Qualora la riunione si svolga per video o tele-conferenza, essa si intende tenuta nel luogo ove sono presenti il Presidente e il Segretario.

13.2.6.1.2 Il **Comitato** è convocato dal Presidente di propria iniziativa o allorché ne facciano richiesta almeno due membri. La convocazione è effettuata, mediante comunicazione scritta da inviarsi a tutti i membri almeno dieci (10) giorni prima della data stabilita, o cinque (5) giorni in caso di urgenza, con

l'indicazione del giorno, ora, luogo della riunione ed elenco degli argomenti da trattare. Le riunioni si considerano validamente tenute, se convocate secondo quanto sopra o, in difetto, purché alle stesse sia presente la totalità dei componenti del **Comitato**.

- 13.2.6.1.3 Le riunioni del **Comitato** sono presiedute dal Presidente ovvero, in caso di sua assenza od impedimento, da altra persona designata dallo stesso o, in difetto, dal membro a ciò designato dal **Comitato**.

Spetta al Presidente della riunione di verificare il diritto di intervento, anche per delega, e accertare se il **Comitato** sia regolarmente costituito per deliberare.

I verbali delle riunioni sono approvati dal **Comitato** e sottoscritti dal Presidente e dal Segretario.

13.2.6.2 *Quorum costitutivo e deliberativo*

- 13.2.6.2.1 Le riunioni del **Comitato** sono validamente costituite con la presenza di almeno cinque membri, tra cui il Presidente del **Comitato** o il membro del **Comitato** designato in sua vece, ai sensi del paragrafo [13.2.6.1.3](#).

- 13.2.6.2.2 Le decisioni sono adottate con il voto favorevole di almeno quattro membri.

Ciascun membro del Comitato, compreso il Presidente, esprime un voto.

13.2.6.3 *Ulteriori prescrizioni*

- 13.2.6.3.1 Salvo quanto previsto nella presente sezione, il **Comitato** definisce ulteriori modalità e procedure per lo svolgimento delle proprie attività con proprio regolamento.

13.2.6.3.2 I costi di funzionamento del **Comitato** sono a carico dei soggetti in esso rappresentati, in proporzione al numero dei membri che ciascuno ha diritto di designare nello stesso.

Eventuali emolumenti dei membri del **Comitato** sono deliberati e restano a totale carico del soggetto designante.

CAPITOLO 14

DISPOSIZIONI GENERALI

INDICE

CAPITOLO 14 – DISPOSIZIONI GENERALI	2
14.1 INTRODUZIONE	2
14.2 AGGIORNAMENTO DEL CODICE DI RETE E DELLE DISPOSIZIONI IVI CONTENUTE	3
14.2.1 Oggetto e ambito di applicazione	3
14.2.2 Procedura di aggiornamento automatico	3
14.2.3 Proposte di modifica	4
14.2.4 Procedura di aggiornamento ordinaria	5
14.2.5 Procedura di aggiornamento d'urgenza	6
14.3 DEROGHE AL CODICE DI RETE	7
14.4 VIOLAZIONI E PROCEDURA DI CONTESTAZIONE	8
14.4.1 Violazioni	8
14.4.2 Procedura di contestazione	10
14.5 RESPONSABILITA' DEL GESTORE E DEGLI UTENTI	13
14.6 RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	13
14.7 DISPOSIZIONI FINALI	13

CAPITOLO 14 – DISPOSIZIONI GENERALI

14.1 INTRODUZIONE

14.1.1 Ogni soggetto che intrattiene a qualsiasi titolo, nell'ambito delle attività disciplinate dal presente Codice di rete, rapporti con il **Gestore**, è tenuto all'osservanza delle regole e delle disposizioni contenute nel Codice di rete, per quanto di rispettiva competenza.

Resta inteso che:

- (a) i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diversi dal **Gestore** e dalle **imprese distributrici**, adempiono alle disposizioni di cui al presente Codice, relativamente alle proprie reti, sotto il coordinamento dell'**impresa distributrice** competente nell'ambito territoriale, secondo quanto previsto all'art. 6 delle **Direttive dell'Autorità**;
- (b) i **titolari di porzioni di RTN** adempiono alle disposizioni di cui al presente Codice secondo quanto stabilito dalle convenzioni concluse con il **Gestore** sulla base della **Convenzione Tipo**.

14.1.2 Il presente capitolo disciplina i seguenti aspetti:

- (a) procedure di aggiornamento del Codice;
- (b) violazioni e procedura di contestazione;
- (c) risoluzione delle controversie.

14.2 *AGGIORNAMENTO DEL CODICE DI RETE E DELLE DISPOSIZIONI IVI CONTENUTE*

14.2.1 *Oggetto e ambito di applicazione*

14.2.1.1 Di seguito sono descritte le modalità per l'aggiornamento, l'integrazione e la modifica del Codice di rete e di tutte le disposizioni che ne formano parte integrante secondo:

- (a) la procedura di aggiornamento automatico;
- (b) la procedura ordinaria;
- (c) la procedura d'urgenza.

14.2.1.2 I documenti citati e/o descritti nel Codice, per i quali viene precisato espressamente che non fanno parte integrante dello stesso, restano esclusi dall'applicazione della disciplina di cui alla presente sezione e saranno aggiornati secondo le loro rispettive procedure.

14.2.2 *Procedura di aggiornamento automatico*

14.2.2.1 Ogni modifica e/o integrazione al contenuto del Codice di rete che si renda necessaria a seguito di modifiche della normativa approvate dalle autorità o amministrazioni competenti e che non necessitino dell'emanazione di ulteriore normativa secondaria per la loro implementazione sarà recepita automaticamente nel Codice di rete ad opera del **Gestore**, che procederà all'aggiornamento del Codice al di fuori delle procedure qui di seguito descritte.

14.2.3 Proposte di modifica

14.2.3.1 Salvo quanto previsto al paragrafo che precede, possono proporre modifiche e/o integrazioni al Codice di rete:

- (a) il **Gestore**;
- (b) il **Comitato** di consultazione;
- (c) gli **Utenti della rete**.

14.2.3.2 Ai fini della loro ammissibilità, le proposte trasmesse al **Gestore**, devono soddisfare i seguenti requisiti:

- a. essere presentate in forma scritta e, qualora presentate dagli **Utenti della rete**, contenere l'indicazione dei dati identificativi del proponente e di una persona di riferimento da contattare per eventuali comunicazioni;
- b. contenere una descrizione del contenuto e dello scopo della modifica;
- c. contenere le ragioni per le quali il proponente ritiene che la modifica debba essere adottata in coerenza con la normativa di riferimento e con gli obiettivi del Codice di rete;
- d. indicare le sezioni del Codice di rete interessate dalla proposta.

14.2.3.3 Il **Gestore** verifica la conformità della proposta ai requisiti di cui al precedente punto [14.2.3.2](#). Nel caso in cui uno o più di tali requisiti risulti mancante, il **Gestore** richiede al proponente l'integrazione della proposta, da effettuarsi, a pena di irricevibilità, entro cinque (5) giorni lavorativi dalla data di tale comunicazione.

Qualora il **Gestore** non si pronunci entro dieci (10) giorni dal ricevimento della proposta o delle integrazioni richieste, la proposta si intende ricevibile.

- 14.2.3.4 Il **Gestore** raccoglie in ordine progressivo, assegnando un numero di riferimento, tutte le proposte di aggiornamento formulate ai sensi del presente paragrafo e provvede alla loro iscrizione in un apposito Registro delle Proposte. Il Registro è conservato presso la sede del **Gestore** ed è accessibile per la consultazione a chiunque ne faccia richiesta nel rispetto di quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

14.2.4 ***Procedura di aggiornamento ordinaria***

- 14.2.4.1 Le proposte di modifica del Codice sono inviate, oltre che al **Gestore** che procede alla verifica della loro ricevibilità secondo quanto indicato al precedente paragrafo, all'**Autorità** per le valutazioni di sua competenza.

Nel caso in cui la proposta di modifica sia formulata dal **Gestore** ovvero dagli **Utenti della rete**, il **Gestore** medesimo trasmette il testo della proposta al **Comitato** per il relativo parere.

Il **Comitato** emette il relativo parere, non vincolante entro i successivi quindici (15) giorni, salvo eventuali proroghe accordate dal **Gestore**. Decorso tale termine senza che il **Comitato** si sia pronunciato il parere si intende favorevole.

Acquisito il parere del **Comitato** o ricevuta la proposta di modifica dal **Comitato**, il **Gestore** valuta nel dettaglio la proposta di aggiornamento nel termine di 60 giorni dal ricevimento della proposta o dalla scadenza del termine previsto per la formulazione del parere da parte del **Comitato**.

Solo qualora ritenga la proposta necessaria od opportuna, effettuate le eventuali integrazioni e/o modifiche alla stessa, il **Gestore** può avviare apposita consultazione mediante pubblicazione della proposta di modifica sul proprio sito internet.

Il **Gestore** invia il testo della modifica con allegate le osservazioni ricevute, qualora vi sia stata una consultazione, ed il parere eventualmente reso dal **Comitato** all'**Autorità** e al **MAP** affinché i medesimi, entro il termine di 45 giorni dal ricevimento della proposta di modifica, provvedano, per quanto di rispettiva competenza ed eventualmente di concerto, all'approvazione della modifica o alla formulazione delle loro osservazioni.

14.2.5 Procedura di aggiornamento d'urgenza

14.2.5.1 Nei casi in cui al fine di garantire la sicurezza e la continuità del servizio elettrico, il **Gestore** ritenga necessario procedere ad una tempestiva modifica delle regole del Codice che non possa essere garantita dai tempi di applicazione della procedura ordinaria, è ammesso il ricorso alla procedura d'urgenza.

In tal caso la proposta di modifica formulata dal **Gestore**, è inviata:

- (a) al **Comitato** di consultazione per il relativo parere da rendersi nei successivi 15 giorni;
- (b) all'**Autorità** e al **MAP** con una chiara indicazione delle ragioni tecniche che giustificano il ricorso alla procedura d'urgenza.

La modifica proposta entra in vigore con la pubblicazione sul sito internet del medesimo con l'espressa informativa che la modifica, adottata in

applicazione della procedura d'urgenza, è provvisoriamente vincolante ancorché soggetta alla successiva pronuncia dell'**Autorità** e del **MAP**.

14.2.5.2 L'approvazione della modifica del Codice di rete o la formulazione delle osservazioni è deliberata, eventualmente di concerto, dall'**Autorità** e dal **MAP**, per quanto di rispettiva competenza, al massimo entro 15 giorni dal ricevimento della proposta di modifica trasmessa dal **Gestore**.

14.2.5.3 Resta fermo che, in caso di mancata approvazione, sono fatti salvi gli effetti prodottisi *medio tempore* e il **Gestore** non potrà essere ritenuto responsabile in alcun modo nei confronti dei terzi per le conseguenze derivanti dalla provvisoria vigenza della modifica al Codice di rete, nei limiti di cui alla successiva sezione [14.5](#).

14.3 DEROGHE AL CODICE DI RETE

14.3.1 Il **Gestore** istituisce ed aggiorna il Registro delle deroghe al Codice di rete contenente gli atti e i riferimenti documentali relativi al riconoscimento delle deroghe di cui ai seguenti commi.

14.3.2 Il **Gestore**, anche a seguito di motivata richiesta di un **Utente**, può accordare, con riferimento ad uno specifico **sito di connessione**, deroghe all'applicazione delle disposizioni tecniche per la connessione che comportino esclusivamente una variazione quantitativa dei parametri indicati nella singola disposizione senza modificarne la prescrizione.

14.3.3 Le deroghe sono comunicate all'**Autorità** e agli **Utenti** interessati e registrate a cura del **Gestore** nel Registro delle deroghe al Codice di rete. Le deroghe al Codice di rete relative alle prescrizioni in esso contenute devono essere

approvate dall'**Autorità** su proposta del **Gestore** e si intendono approvate trascorsi 30 giorni dal ricevimento della proposta del **Gestore**.

14.3.4 Il **Gestore** ha la facoltà di disporre deroghe temporanee ad alcune disposizioni del Codice di rete nei casi in cui la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale possa risultare compromessa dall'applicazione delle medesime disposizioni.

14.3.5 Il **Gestore** dà motivata e tempestiva comunicazione all'**Autorità** e agli **Utenti** interessati delle deroghe di cui al precedente comma e della loro presumibile durata massima e al termine si adopera per il ripristino della piena applicazione delle disposizioni oggetto di deroga.

14.4 VIOLAZIONI E PROCEDURA DI CONTESTAZIONE

14.4.1 Violazioni

Il **Gestore** verifica sulla base dei dati e delle informazioni in suo possesso, come autocertificate dagli **Utenti** ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, il rispetto delle disposizioni del Codice di rete e dei contratti ivi previsti ed individua le violazioni poste in essere dagli **Utenti**.

14.4.1.1 Il **Gestore** effettua gli accertamenti circa la veridicità delle dichiarazioni rilasciate dagli **Utenti** anche attraverso verifiche sugli impianti degli **Utenti**. Le verifiche sono effettuate in conformità ad un Programma di verifiche predisposto con cadenza annuale dal **Gestore** e comunicato all'**Autorità**. Il Programma individua le categorie di **Utenti** i cui impianti si intendono verificare nel corso dell'anno, i tempi e le modalità di svolgimento delle verifiche.

14.4.1.2 In particolare, senza carattere di esaustività, costituiscono violazione del Codice di rete i seguenti comportamenti:

- (a) la perdita di uno o più requisiti per l'accesso e la connessione alla **RTN**;
- (b) il mancato rispetto delle condizioni tecnico-economiche di accesso alla **RTN** e di interconnessione;
- (c) la perdita di uno o più requisiti che le **unità di produzione** e le **unità di consumo** devono soddisfare ai fini dell'abilitazione alla fornitura delle risorse per il dispacciamento;
- (d) ogni altro comportamento che possa compromettere la sicurezza e continuità del servizio elettrico;
- (e) l'inosservanza degli obblighi di informativa nei confronti del **Gestore**;
- (f) ogni altro comportamento previsto nei singoli capitoli del presente Codice e nei contratti ivi richiamati.

14.4.1.3 Nel determinare l'entità delle violazioni saranno prese in considerazione le seguenti circostanze:

- (i) la natura e l'entità del danno;
- (ii) il pericolo derivante dalla violazione, per la vita e la salute delle persone, nonché per l'incolumità delle cose, ivi compresi gli impianti costituenti la **RTN**, e dell'ambiente;
- (iii) gli impedimenti arrecati alla continuità, alla efficienza e alla sicurezza del servizio elettrico;
- (iv) l'individuazione delle responsabilità dei singoli soggetti interessati dall'evento;
- (v) il reiterarsi in tempi ravvicinati di più di una violazione dello stesso tipo.

14.4.1.4 Resta inteso che ciascun **Utente** è direttamente responsabile dei danni arrecati ad altri **Utenti** per effetto della violazione da parte sua delle prescrizioni contenute nel presente Codice o nella normativa vigente, dei quali tiene indenne e manlevato il **Gestore**.

14.4.2 **Procedura di contestazione**

14.4.2.1 *Diffida*

14.4.2.1.1 Il **Gestore** può in ogni momento chiedere all'**Utente** di fornire informazioni e di esibire documenti utili ai fini dell'esame della presunta violazione.

14.4.2.1.2 Il **Gestore**, qualora verifichi la sussistenza di una violazione delle disposizioni contenute nel Codice di rete, invia all'**Utente** e, per conoscenza, all'**Autorità**, una diffida contenente:

- (a) la descrizione della violazione contestata;
- (b) la fissazione di un termine all'**Utente** per provvedere alle azioni necessarie per il ripristino del corretto funzionamento del sistema elettrico o per la cessazione dei comportamenti in violazione delle regole contenute nel Codice di rete;
- (c) l'invito a presentare le proprie osservazioni o deduzioni entro il termine di quindici giorni dalla comunicazione della diffida, salva la richiesta dell'**Utente** di una audizione.

14.4.2.1.3 Qualora le violazioni siano tali da compromettere gravemente la continuità del servizio elettrico, il **Gestore**, contestualmente all'invio della diffida, dispone la sospensione cautelativa dell'**Utente** dal servizio medesimo, ovvero ordina l'adozione, in via provvisoria, delle misure ritenute necessarie

per la salvaguardia della continuità del servizio, in attesa delle deduzioni dell'**Utente**.

14.4.2.2 *Inottemperanza alla diffida*

14.4.2.2.1 Qualora, l'**Utente** non ottemperi, entro il termine indicato, alla diffida del **Gestore**, quest'ultimo può adottare, sulla base degli elementi acquisiti, tutte le azioni necessarie per ripristinare il corretto funzionamento del sistema. A tal riguardo, il **Gestore** può prendere, tenuto conto della gravità della violazione e dell'eventuale reiterazione, i seguenti provvedimenti:

- (a) emanazione delle prescrizioni ritenute necessarie per garantire la continuità e sicurezza del servizio;
- (b) distacco, sospensione o diniego dell'accesso alle reti anche ai sensi dell'articolo 14.2 della **Concessione**.

14.4.2.2.2 In tutti i casi di mancata ottemperanza alla diffida il **Gestore** provvederà a segnalare i comportamenti in violazione all'**Autorità** per l'adozione dei provvedimenti di competenza.

14.4.2.3 *Ottemperanza alla diffida*

14.4.2.3.1 Qualora l'**Utente**, entro il termine indicato dal **Gestore**, ottemperi alla diffida, il **Gestore** conferma, con comunicazione scritta da inviarsi per conoscenza anche all'**Autorità**, l'avvenuto ripristino del rispetto delle condizioni previste nel Codice di rete.

14.4.2.4 *Prescrizioni generali*

14.4.2.4.1 Rimane inteso che tutti i costi ed oneri sostenuti con riferimento alla violazione accertata delle disposizioni del Codice di rete sono a carico ed onere dell'**Utente**.

14.4.2.4.2 Le azioni poste in essere dal **Gestore** ai sensi del presente paragrafo [14.4.2](#) sono motivate e comunicate per iscritto all'**Utente** destinatario della procedura di contestazione.

14.4.2.4.3 Restano ferme eventuali ed ulteriori specifiche disposizioni, relativamente all'individuazione delle possibili violazioni e alle conseguenti azioni che il **Gestore** potrà porre in essere, previste nei singoli contratti stipulati con il **Gestore** ai sensi del presente Codice di rete.

14.4.3 **Contestazioni dell'Utente**

L'**Utente** che intenda contestare al **Gestore** eventuali violazioni a disposizioni del presente Codice ne dà comunicazione scritta al **Gestore** medesimo affinché quest'ultimo possa avviare un'attività di verifica interna sulla base della segnalazione dell'**Utente**. I risultati dell'accertamento effettuato dal **Gestore** sono comunicati all'**Utente** interessato entro 45 giorni dal ricevimento della comunicazione da parte dell'**Utente**. Tale termine potrà essere prorogato dal Gestore in relazione alla complessità dell'accertamento previa comunicazione all'**Utente** interessato.

Qualora l'Utente non condividesse i risultati dell'accertamento potrà entro 15 giorni dal ricevimento di detti risultati inviare al **Gestore** ulteriori osservazioni scritte.

Il **Gestore** potrà, entro i 15 giorni successivi, inviare all'**Utente** la propria posizione finale.

14.5 *RESPONSABILITA' DEL GESTORE E DEGLI UTENTI*

L'eventuale responsabilità del **Gestore** e degli **Utenti** nei reciproci rapporti per la violazione degli obblighi ad essi demandati, ai sensi di legge o del presente Codice, è limitata a eventuali danni materiali che siano diretta conseguenza del loro comportamento, intendendosi esclusa ogni responsabilità per danni indiretti o lucro cessante, salvo quanto previsto nei singoli contratti.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** è inoltre espressamente limitata ai casi di dolo e/o colpa grave.

14.6 *RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE*

Fere restando le iniziative del **Comitato** volte ad agevolare, su istanza delle parti interessate, la risoluzione di eventuali controversie ai sensi del Capitolo 13, paragrafo [13.2.4.1 lettera \(g\)](#), per ogni controversia che dovesse insorgere tra il **Gestore** e gli **Utenti** dall'interpretazione e applicazione del presente Codice e delle regole ivi contenute è competente il foro di Roma.

14.7 *DISPOSIZIONI FINALI*

14.7.1 L'utilizzazione della **RTN** per scopi estranei al servizio elettrico non può in alcun modo comportare vincoli o restrizioni, sia funzionali sia in termini di

condivisione delle infrastrutture, all'utilizzo della rete stessa nei **siti di connessione** per le finalità di cui al decreto legislativo n. 79/99.

14.7.2 Il **Gestore** con cadenza semestrale dalla data di entrata in vigore del presente Codice di rete trasmette un rapporto recante l'analisi dello stato di applicazione del Codice medesimo al **MAP** e all'**AEEG**.

14.7.3 Le comunicazioni di cui al presente Capitolo devono pervenire mediante posta al seguente recapito:

Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA - Direzione Affari Regolatori

Via Arno, 64- 00198 Roma

ELENCO DEGLI ALLEGATI AL CODICE DI RETE

Si segnala che gli allegati in grassetto costituiscono parte integrante del Codice di rete.

- [A.1](#) “Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- [A.2](#) “Guida agli schemi di connessione”
- [A.3](#) “Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN”
- [A.4](#) “**Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV**”
- [A.5](#) “Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- [A.6](#) “**Criteri di telecontrollo e acquisizione dati**”
- [A.7](#) “Specifica funzionale per sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- [A.8](#) “Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- [A.9](#) “**Piano di Difesa del sistema elettrico**”
- [A.10](#) “**Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale**”
- [A.11](#) “**Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV**”
- [A.12](#) “**Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico**”
- [A.13](#) “**Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna**”

- [A.14](#) **“Partecipazione alla regolazione di tensione”**
- [A.15](#) “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza”
- [A.16](#) “Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione”
- [A.17](#) “Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche”
- [A.18](#) “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore”
- [A.19](#) **“Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico”**
- [A.20](#) **“Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE)”**
- [A.21](#) **“Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi”**
- [A.22](#) **“Procedura per l’approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento”**
- [A.23](#) **“Procedura per l’attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento”**
- [A.24](#) **“Individuazione zone della rete rilevante”**
- [A.25](#) **“Modalità di determinazione dei programmi vincolanti”**
- [A.26](#) **“Contratto tipo di dispacciamento”**
- [A.27](#) “Unità di Produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico”
- [A.28](#) “Procedura tecnica di valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione”

- [A.29](#) “Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale”
- [A.30](#) “Metodologia per la valutazione probabilistica della riserva vitale”
- [A.31](#) “Unità di Produzione e pompaggio strategiche”
- [A.32](#) “Gestione del Registro Unità di Produzione”
- [A.33](#) “Sistema Comandi: variazione dati tecnici RUP”
- [A.34](#) “Sistema Comandi: formato messaggi”
- [A.35](#) “Gestione del Registro delle Unità di Consumo”
- [A.36](#) “Sistema Comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (BDE)”
- [A.37](#) “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva primaria” *(di prossima pubblicazione)*
- [A.38](#) “Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione” *(di prossima pubblicazione)*
- [A.39](#) “Proposta per la determinazione del compenso per il servizio di riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione” *(di prossima pubblicazione)*
- [A.40](#) “**Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili**”
- [A.41](#) “**Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione**”
- [A.42](#) “**Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104**”
- [A.43](#) “**Specifiche funzionali generali**”

- [A.44](#) **“Specifica tecnica funzionale del sistema di acquisizione principale del Sistema di Misura dell’energia elettrica di interesse del Gestore”**
- [A.45](#) **“Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura”**
- [A.46](#) **“Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica”**
- [A.47](#) **“Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura”**
- [A.48](#) **“Specifica tecnica per i sistemi di acquisizione secondari (SAS)”**
- [A.49](#) **“Procedure operative per la gestione delle informazioni e dei dati nell’ambito del sistema di misura”**
- [A.50](#) **“Compensazione delle perdite”**
- [A.51](#) **“Caratteristiche del protocollo di comunicazione e delle modalità di scambio dati tra SAPR e AdM”**
- [A.52](#) **“Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione”**
- [A.53](#) **“Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”**
- [A.54](#) **“Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”**
- [A.55](#) **“Caratteristiche di tensione sulla RTN: criteri di misura”**
- [A.56](#) **“Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di corto circuito per i siti direttamente connessi alla RTN”**
- [A.57](#) **“Contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale”**

- [A.58](#) “**Convenzione tipo per il servizio di aggregazione misure ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas n. 168/03**”
- [A.59](#) “Requisiti e caratteristiche di riferimento dei sistemi di trasmissione in corrente continua (HVDC)”
- [A.60](#) “**Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico**”
- [A.61](#) “**Regolamento del sistema di garanzie di cui all’articolo 49 dell’allegato A alla delibera 111/06 dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas**”
- [A.62](#) “**Contratto tipo per l’erogazione del servizio di interrompibilità**”
- [A.63](#) “Regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici” (*di prossima pubblicazione*)

NOTA: *Eventuali riferimenti nei documenti sopra elencati al GRTN SpA devono intendersi riferiti al **Gestore** come definito nel [Glossario](#) del presente Codice di rete.*