

Osservazioni al Codice di rete

Le presenti osservazioni sono relative al documento recante “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” (di seguito: il Codice di rete) trasmesso all’Autorità dal Gestore della rete con lettera in data 31 gennaio 2005, prot. AD/P2005000011, come integrato, relativamente al Capitolo 4, con lettera in data 5 aprile 2005, prot. GRTN/P2005006618 (prot. Autorità n. 007807 in data 6 aprile 2005).

Le predette osservazioni costituiscono l’esito dell’attività istruttoria condotta dall’Autorità ai sensi dell’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004, mirata, oltre che a verificare la conformità del Codice di rete alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 250/04, a valutare le prescrizioni del Codice di rete sotto i profili dell’efficienza nell’erogazione dei servizi di pubblica utilità (trasmissione e dispacciamento), della tutela dei clienti finali, consumatori ed utenti delle reti, nonché della promozione della concorrenza, in coerenza con il dettato legislativo di cui all’articolo 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481.

PARTE A – OSSERVAZIONI PUNTUALI ALLE DISPOSIZIONI CONTENUTE NEL CODICE DI RETE

1. Osservazioni al capitolo 1 (Connessione alla RTN)

- i. La sezione A del Capitolo 1 del Codice di rete deve essere riformulata ai fini di una maggiore aderenza alle disposizioni di cui all’articolo 8 della deliberazione n. 250/04. In particolare, la medesima sezione non reca le soluzioni tecnico convenzionali adottate dal Gestore della rete per la connessione degli impianti elettrici alla rete di trasmissione nazionale, come richiesto dal citato articolo 8, che sono invece indicate nella sezione B (Regole tecniche di connessione) del medesimo capitolo.
- ii. La sezione B del Capitolo 1 reca numerose disposizioni in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione che non appaiono conformi con le disposizioni di cui al Titolo 8 della deliberazione n. 250/04, peraltro già recepite, dal Gestore della rete, con le disposizioni di cui al Capitolo 8 del Codice di rete. Pertanto, le sopra richiamate disposizioni devono essere eliminate (si vedano anche le osservazioni di cui al successivo paragrafo 7).
- iii. Al paragrafo 1B.2.1, lettera b), punto ii, la denominazione “impianti di generazione sottoposti alla attività di dispacciamento” non trova riscontro nell’attuale quadro normativo.
- iv. Al paragrafo 1B4.3 il riferimento alle norme tecniche di enti esterni dovrebbe essere riportata con precisione.
- v. Con riferimento alle disposizioni di cui al paragrafo 1B4.1.1, si ravvisa l’opportunità che gli schemi grafici degli inserimenti siano inseriti nel Codice di rete.
- vi. Al paragrafo 1B5.2.4 è necessario chiarire come sono individuati i rendimenti e i tassi di guasto tipici di ciascuna tipologia di impianto.
- vii. Al paragrafo 1B5.4.2 è necessario chiarire in quale contesto avviene la dichiarazione di non idoneità al funzionamento in condizioni di emergenza.
- viii. Si rileva la necessità di razionalizzare e di meglio precisare alcune disposizioni trattate in maniera ripetuta all’interno del Capitolo, in particolare per quanto riguarda gli obblighi relativi al mantenimento della connessione al variare della frequenza e della tensione di rete. Si rileva, altresì, l’esigenza di meglio precisare la normativa relativa alle azioni di rifiuto di carico (cfr. precedente lettera C), nonché alle azioni di alleggerimento di carico.
- ix. Al paragrafo 1B5.12.1 devono essere previste verifiche periodiche di funzionalità degli apparati di protezione sottoposti ad azioni di coordinamento con i dispositivi di protezione installati sulla rete secondo quanto previsto dal Codice di rete.

2. Osservazioni al capitolo 2 (Sviluppo della rete)

- i. Al punto 2.2 del Capitolo 2, nell'ambito di applicazione dovrebbe essere incluso anche il Gestore della rete.
- ii. Gli scenari considerati nelle analisi relative alla pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale di cui al punto 2.3.2.1 dovrebbe tenere conto anche degli esisti dei mercati.

3. Osservazioni al capitolo 3 (Gestione, esercizio e manutenzione della rete)

- i. Con riferimento al paragrafo 3.7.2.3, è opportuno che contestualmente alla elaborazione del piano di indisponibilità degli elementi della rete di trasmissione nazionale, il Gestore della rete valuti e pubblichi gli eventuali effetti sui limiti di transito tra le zone.
- ii. Le procedure per l'interoperabilità delle reti elettriche di cui al paragrafo 3.5, dovrebbero costituire parte integrante del Codice di rete secondo quanto stabilito dall'articolo 23 della deliberazione n. 250/04.
- iii. È opportuno che il paragrafo 3.7.4.3 rechi anche la specificazione delle modalità tecniche seguite per la verifica di compatibilità dei piani di manutenzione delle unità di produzione con i livelli disponibilità di capacità produttiva con i piani di manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.
- iv. Si ravvisa le necessità di armonizzare le disposizioni relative all'individuazione dei soggetti su cui ricade l'obbligo di presentazione della proposta di piani annuale di indisponibilità: il paragrafo 3.7.4 fa riferimento agli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione con potenza maggiore di 10 MVA, mentre il paragrafo 1.1 dell'appendice al capitolo 3 fa riferimento agli utenti del dispacciamento titolari di unità *“qualificate al mercato dell'energia”*.
- v. Al paragrafo 3.9, il termine *“tasso di indisponibilità non programmata”* non risulta essere definito.

4. Osservazioni al capitolo 5 (Servizio di misura e *settlement*)

- i. La sezione A del Capitolo 5 contiene numerose disposizioni relative ai criteri per la localizzazione dei punti di misura con la definizione di numerosi meccanismi di riporto delle misure ai punti di misura da considerare per la regolazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento al fine di tenere conto delle perdite di energia elettrica. Si osserva che con la deliberazione n. 5/04, l'Autorità ha razionalizzato la disciplina dell'attribuzione delle perdite di rete alle misure effettuate nei punti di immissione, di prelievo e di interconnessione tra reti elettriche. Tale disciplina, con riferimento ai predetti punti, rende superata l'istituzione di meccanismi di riporto quali quelli indicati nella sezione del Codice di rete in esame e, pertanto, i medesimi devono essere eliminati. Restano fermi i meccanismi di riporto interessanti, eventualmente, misure di energia elettrica effettuate in punti non incisi dalle condizioni fissate dall'Autorità, vale a dire 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.
- ii. L'ambito di applicazione di cui al punto 5A.1 deve includere anche il Gestore della rete.
- iii. Il punto 5A.3.2 indica una definizione di *“punto di misura”* diversa dalla definizione riportata nel glossario. È necessario razionalizzare le due definizioni.
- iv. Per il punto 5A.3.3 valgono le stesse considerazioni di cui al precedente punto ii. con riferimento alla definizione di *“apparecchiatura di misura”*.
- v. Nella sezione 5A del Capitolo 5 del Codice di rete ricorre la definizione di *“soggetto responsabile dell'acquisizione”* che non è compresa nell'ambito delle definizioni vigenti.

- vi. La procedura concordata di cui al paragrafo 5A.1.B.3 deve formare oggetto di deroghe alle disposizioni di cui al Codice di rete. Il Codice di rete deve prevedere, inoltre, che eventuali caratteristiche migliorative debbano poter essere imposte dal Gestore della rete qualora ritenuto necessario dal medesimo gestore.
- vii. La definizione di “*responsabile dell'apparecchiatura di misura*” ricorrente nell'appendice 5A.1.B non è compresa nell'ambito delle definizioni vigenti.
- viii. La previsione in calce al paragrafo 5A.1.B.1 deve essere eliminata e le disposizioni del medesimo paragrafo e del documento INSPX3 – Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura – devono essere armonizzate.

5. Osservazioni al capitolo 6 (Statistiche)

Per quanto concerne il capitolo 6 del Codice di rete, si osserva che:

- a) tra le fonti normative che legittimano il Gestore della rete a richiedere informazioni, deve essere incluso il riferimento agli articoli 57, 58, 61 e 62 della deliberazione n. 250/04;
- b) al punto 6.4.3, lettera a), punto iii., la locuzione “vettoriata ad altri stabilimenti” necessita di essere chiarita.

6. Osservazioni al capitolo 7 (Salvaguardia della sicurezza)

- i. La previsione di cui al punto 7.4.5 per la quale i soggetti interessati sono tenuti ad osservare o ad attuare le procedure contenute nei documenti di cui all'Appendice 3 del Capitolo 7 del Codice di rete non è compatibile con l'introduzione alla medesima Appendice 3 ove si indica che i citati documenti non formano parte integrante del Codice di rete.
- ii. Al punto 7.4.2.1, lettera g), è necessario che sia chiarito il termine “avarie nella norma”.

7. Osservazioni al capitolo 8 (Qualità del servizio di trasmissione) e alle parti del capitolo 1 in materia di qualità

- i. Al paragrafo 1A.3.3: al primo capoverso dopo la lettera c), sopprimere il riferimento al capitolo 8.
- ii. Al paragrafo 1A.4.2: aggiungere all'elenco la lettera “h) qualità del servizio (disalimentazioni e altri parametri di qualità della tensione)”.
- iii. Ai paragrafi 1Aa.6.1 e 1Aa.8.1: sopprimere “di norma”.
- iv. Deve essere eliminato il paragrafo 1.Ab.8.2 che prevede un sollevamento di responsabilità dell' esercente nei confronti del cliente che richiede particolari schemi di connessione (Si rammenta che per le connessioni in derivazioni rigida sulle reti di distribuzione sono stati previsti appositi standard meno severi di quelli per gli altri tipi di connessione, e pertanto il Gestore della rete dovrebbe allinearsi a queste indicazioni).
- v. Al paragrafo 1B.3, dopo il secondo capoverso del periodo introduttivo, sopprimere le parole “a) non si verifichino indisponibilità di elementi a causa di guasti sulla RTN” e sostituire le parole “c) Tutti gli Utenti” con “c) Gli Utenti”. Alla fine del primo capoverso dopo l'elenco per lettere, sostituire le parole “non essendo disponibili rilevazioni sistematiche e statistiche per sito” con le parole “fino all'approvazione dei nuovi livelli attesi di qualità del servizio da parte dell'Autorità ai sensi dell'articolo 33 della deliberazione 30 dicembre 2004 n. 250/04”.
- vi. Ai paragrafi 1B3.3, 1B3.4 e 1B3.5 aggiungere in fondo a ciascun paragrafo “I livelli attesi indicati in questo paragrafo sono provvisori fino all'approvazione dei nuovi livelli attesi di qualità del servizio da parte dell'Autorità ai sensi dell'articolo 33 della deliberazione 30 dicembre 2004 n. 250/04”.
- vii. Al paragrafo 8.1.1 eliminare le parole “regolazione della”.
- viii. Al paragrafo 8.2.1 deve essere soppresso l'ultimo periodo

- ix. Al paragrafo 8.4.5 le parole “con limitazioni geografiche definite dal Gestore della rete, e comunque non superiori al 5% del numero dei siti di connessione” devono essere sostituite con le parole “alla rete elettrica di proprietà del Gestore della rete ed a partire dal 1 gennaio 2007 a tutta la Rete di Trasmissione Nazionale.”
- x. Al paragrafo 8.5.2 sostituire le parole “conformi alla norma EN 50160 ove applicabile” con le parole “definite nel documento “Criteri di misura delle caratteristiche della tensione della RTN”.”
- xi. Al paragrafo 8.6.3. sostituire le lettere b), c) e d) come di seguito indicato:

“b) energia non fornita per le disalimentazioni definita dalla seguente formula:

$$\text{Energia non fornita (ENS)} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (P_{i,j} * T_{i,j}) \text{ (MWh)}$$

Dove la sommatoria è estesa a tutte le disalimentazioni accadute nel periodo e/o nell’anno solare e nell’area e, per ciascuna di esse, a tutti gli Utenti affetti dalla stessa disalimentazione con:

- n numero di disalimentazioni nel periodo di osservazione
 m numero di Utenti coinvolti dalla disalimentazione i-esima
 $T_{i,i}$ e $P_{i,j}$ sono rispettivamente durata (in ore) della disalimentazione e potenza interrotta (MW) sull’Utente j-esimo coinvolto durante la disalimentazione i-esima; $P_{i,j}$ è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto e/o storico se la durata è superiore ai 15 minuti.

c) energia non ritirata dalle unità di produzione per interruzione del punto di immissione, definita dalla seguente formula :

$$\text{Energia non ritirata} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (P_{i,j} * T_{i,j}) \text{ (MWh)}$$

Dove la sommatoria è estesa a tutte le interruzioni accadute nel periodo e/o nell’anno solare e nell’area e, per ciascuna di esse, a tutte le Unità di Produzione affette dalla stessa interruzione con:

- n numero di interruzioni nel periodo di osservazione
 m numero di Unità di Produzione coinvolte dalla interruzione i-esima
 $T_{i,i}$ e $P_{i,j}$ sono rispettivamente durata (in ore) della interruzione e potenza non ritirata (MW) sull’Utente j-esimo coinvolto durante la disalimentazione i-esima ; $P_{i,j}$ è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto se la durata è superiore ai 15 minuti;

d) tempo medio di disalimentazione di sistema, definito dalla seguente formula.

$$\text{Tempo medio di disalimentazione di sistema} = \text{ENS} \times 60 / P_m \text{ (min/periodo)}$$

Dove il rapporto tra l’energia non fornita (ENS) e la potenza media (P_m) è riferito al periodo e/o all’anno solare, alle aree e/o all’intero sistema, e dove:

- periodo è il periodo di riferimento in ore sul quale calcolare la P_m ;
- ENS è l’energia non fornita definita al precedente punto b) in MWh;
- P_m è la potenza media in MW, ottenuta dal rapporto tra il fabbisogno di energia del sistema e/o dell’area nel periodo di riferimento in MWh ed il numero di ore (h) del periodo di riferimento stesso.”

- xii. Al paragrafo 8.7.12 la parola “presentati” è sostituita dalle parole “aggiornati a cura del Gestore della rete e approvati dall’Autorità”.
- xiii. Aggiungere al glossario la seguente definizione:
 “regime degradato: stato di funzionamento del Sistema Elettrico Nazionale in una delle seguenti condizione di esercizio:

- allarme,
- emergenza,
- interruzione
- ripristino.”

8. Osservazioni al capitolo 10 (Disposizioni generali)

Si ritiene opportuno che il Programma di verifiche predisposto con cadenza annuale dal Gestore della rete di cui al punto 10.5.1.1, sia unicamente comunicato all’Autorità e non anche approvato.

PARTE B – OSSERVAZIONI GENERALI ALLE DISPOSIZIONI CONTENUTE NEL CODICE DI RETE

9. Osservazioni al capitolo 1 (Connessione alla RTN)

- A. Nel capitolo 1 del Codice di rete si rileva un ricorso ad una molteplicità di documenti in merito alla disciplina della realizzazione e dell’esercizio dell’impianto di rete per la connessione, nonché per l’esercizio dell’impianto elettrico connesso alla rete. Si ritiene opportuno che tale insieme di documenti sia raccolto in un unico riferimento identificabile nel contratto per la connessione. Detto contratto deve essere concluso sulla base di un contratto-tipo allegato al Codice di rete che formi parte integrale e sostanziale del medesimo codice. Tale contratto tipo dovrebbe comprendere anche il documento relativo alla realizzazione della connessione di cui al paragrafo 1Aa.12.1 del Codice di rete. A tal riguardo è opportuno che il Codice di rete rechi una procedura univoca per la regolazione delle fasi di realizzazione delle connessioni indicante le responsabilità del Gestore della rete e degli utenti della rete.
- B. Per quanto concerne le disposizioni relative alla disponibilità all’attuazione di azioni di rifiuto di carico e di ripristino del servizio elettrico, si osserva che il Codice di rete reca previsioni non in linea con le disposizioni di cui all’articolo 10, comma 10.1, lettera c), della deliberazione n. 250/04. A tal riguardo, il Codice di rete dovrebbe sostanziare con precisione le caratteristiche dei servizi richiesti e recare i criteri per la definizione dei relativi obblighi che, una volta individuati, devono costituire condizione essenziale per la connessione.
- C. La richiesta di dati caratteristici degli impianti elettrici che si connettono alla rete (quali, ad esempio, i rendimenti e i tassi di guasto tipici di ciascuna tipologia di impianto di cui al paragrafo 1B5.2.4) dovrebbero costituire parte degli obblighi informativi degli utenti della rete. Si registra la necessità di istituire apposite sezioni relative agli obblighi informativi che insistono sugli utenti della rete ai fini della connessione. Inoltre, gli obblighi informativi relativi ai registri delle unità di produzione e delle unità di consumo ai fini del dispacciamento dovrebbero essere messi in relazione, qualora possibile, agli obblighi informativi relativi al servizio di connessione. Ciò risponde all’esigenza più generale di razionalizzare i flussi informativi tra utenti della rete e il Gestore della rete. A tal proposito, la Parte VII della deliberazione n. 250/04 (in particolare agli articoli 57, 58 e 59) delinea un trattamento unitario degli obblighi informativi per il Gestore della rete e per gli utenti della rete. Benché le diverse disposizioni relative agli obblighi informativi possano essere indicate nel Codice di rete anche a livello di ciascun servizio, si rileva la necessità che tali disposizioni siano tra loro armonizzate.
- D. La previsione riguardante le deroghe alle regole tecniche previste al paragrafo 1B.12 deve essere eliminata. Le deroghe devono essere trattate unitariamente con riferimento all’intero corpo del Codice di rete secondo le disposizioni di cui all’articolo 64 della deliberazione n. 250/04, come recepite nel Capitolo 10 del medesimo Codice di rete.

10. Osservazioni al capitolo 2 (Sviluppo della rete)

- A. Per quanto concerne le disposizioni di cui al Capitolo 2 del Codice di rete si ravvisa l'opportunità che il Gestore della rete preveda l'elaborazione di un rapporto annuale che contenga gli elementi che consentano l'effettuazione delle verifiche di cui all'articolo 27, comma 27.2, della deliberazione n. 250/04.
- B. Il rinvio delle fasi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale correlate a richieste di connessione di cui al punto 2.3.3.1, lettera (b), potrebbe determinare problemi di continuità del servizio tali da limitare l'accesso alla rete dei nuovi impianti. Tale possibilità deve essere contemplata e gli effetti devono entrare a far parte del contratto di connessione. Analogamente, le previsioni di cui al punto 2.5.4.2.1 devono essere tradotte in obblighi per gli utenti della rete nell'ambito del contratto di connessione.

11. Osservazioni al capitolo 3 (Gestione, esercizio e manutenzione della rete)

Le procedure relative alla programmazione e alla gestione delle indisponibilità necessitano di essere completate. In particolare occorrerebbe disciplinare la programmazione e la gestione delle indisponibilità delle unità di produzione anche nei casi relativi ai cosiddetti arresti di lunga durata prevedendo, peraltro, che il Gestore della rete invii all'Autorità, con cadenza almeno semestrale, l'elenco delle unità di produzione in arresto di lunga durata specificando le motivazioni e la durata prevista dell'arresto.

Più in generale, ai fini della gestione e dell'esercizio della rete di trasmissione nazionale, gli utenti della rete titolari di impianti di produzione di energia elettrica dovrebbero essere tenuti:

- a) in qualità di utenti della connessione, a fornire al Gestore della rete le informazioni relative ai predetti impianti ai fini della interoperabilità dei medesimi impianti con la rete elettrica;
- b) in qualità di utenti del dispacciamento, a fornire le informazioni necessarie alla gestione, da parte del Gestore della rete, 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 elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali assunti.

12. Osservazioni al capitolo 4 (Regole per il dispacciamento)

In seguito alla revisione effettuata dal GRTN in aderenza alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 36/05, non si rilevano particolari elementi di criticità.

13. Osservazioni al capitolo 5 (Servizio di misura e *settlement*)

- A. L'oggetto del Capitolo 5 del Codice di rete non risulta coerente con l'organizzazione dei servizi erogati dal Gestore della rete. È opportuno che il servizio di misura dell'energia elettrica e il servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento trovino una collocazione autonoma nell'ambito del Codice di rete. Lo stesso vale per le disposizioni relative alla regolazione economica dei servizi di trasmissione e di dispacciamento che dovrebbero essere trattati separatamente dai servizi di misura e di aggregazione delle misure. In particolare, per quanto riguarda la sezione B del Capitolo 5 la definizione dei punti di dispacciamento attiene al servizio di dispacciamento e non al servizio di aggregazione delle misure ed è opportuno che l'appendice 5B.1.A - *Dettagli per la determinazione della partite economiche per il servizio di dispacciamento* - formi parte integrante del Capitolo 4 del Codice di rete.

- B. L'articolo 51, comma 51.3, lettera h), della deliberazione n. 250/04 stabilisce, tra l'altro, che le disposizioni tecniche relative alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica devono essere compatibili con la possibilità di conferire a soggetti diversi dai gestori delle reti le responsabilità delle attività relative al servizio di misura dell'energia elettrica. A tal fine, il Capitolo 5 del Codice di rete dovrebbe essere organizzato secondo le seguenti due parti: (1) definizione di carattere generale dei diversi obblighi in relazione alle diverse attività di cui si compone il servizio di misura¹, (2) identificazione dei soggetti responsabili effettuata sulla base della normativa vigente. Tale osservazione trova applicabilità anche con riferimento alle attività svolte dalle imprese distributrici nell'ambito del servizio di aggregazione delle misure. Infatti, il coinvolgimento delle imprese distributrici in tale servizio è stabilito dall'articolo 43, comma 43.2, della deliberazione n. 168/03 per il solo periodo regolatorio 2004-2007. A partire dall'anno 2008, i medesimi ruoli potrebbero essere ricoperti da soggetti diversi dalle imprese distributrici.
- C. Le deroghe all'applicazione delle disposizioni relative al servizio di misura costituiscono deroghe all'applicazione del Codice di rete e, pertanto, necessitano di essere trattate in maniera unitaria secondo le disposizioni di cui all'articolo 64 della deliberazione n. 250/04, come recepite nel Capitolo 10 del Codice di rete.
- D. Risulta necessario chiarire l'articolazione tra punto di scambio e punto di misura. In particolare, il punto di scambio equivale al 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 reti. Il punto di misura è un punto delle reti o degli impianti elettrici ad esse connessi in cui è installata una apparecchiatura di misura. Il Codice di rete stabilisce che in ciascun punto di scambio debba essere installata una apparecchiatura di misura. Di conseguenza, ciascun punto di scambio deve divenire anche un punto di misura. Tuttavia, è possibile che le apparecchiature di misura siano installate in punti di misura differenti dai punti di scambio. In tal caso, valgono le medesime considerazioni di cui al precedente punto i. del precedente paragrafo 4.
- E. È opportuno che la sezione C del Capitolo 5 rechi gli obblighi degli utenti della rete nei confronti del Gestore della rete al fine della compilazione dei bilanci energetici del sistema elettrico nazionale. Tali obblighi informativi potrebbero essere incorporati e trattati unitariamente al livello del capitolo 9 del Codice di rete.
- F. Data la molteplicità di imprese distributrici incise dagli obblighi definiti dal Gestore della rete, è opportuno che le convenzioni tra il Gestore della rete e le imprese distributrici, nell'ambito del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento, siano concluse sulla base di una convenzione tipo previamente pubblicata e costituente parte integrante del Codice di rete.

14. Osservazioni al capitolo 8 (Qualità del servizio di trasmissione)

- A. Si raccomanda al Gestore della rete di rivedere la formulazione del Codice di rete per unificare nel capitolo 8 le disposizioni in materia di qualità del servizio, sopprimendo la parte introduttiva del paragrafo 1B.3 e rendendo coerenti le disposizioni in materia di qualità del servizio e di potenza di corto circuito attualmente contenute in tale paragrafo e nei suoi sottoparagrafi con quelle contenute nel capitolo 8.

¹ Ivi inclusi i criteri per la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica in caso di malfunzionamento del misuratore e del sistema di acquisizione dati richiamati dal Testo integrato.

- B. Dovrebbe essere previsto un programma di bonifica delle protezioni delle stazioni elettriche costruite prima del 1990 che, a quanto risulta dal paragrafo 1B.3.8.1, sarebbero “in generale non conformi”.

15. Osservazioni al capitolo 9 (Raccolta e gestione delle informazioni)

Per quanto riguarda il Capitolo 9, la verifica dell’Autorità è stata limitata alla sola sezione A. Detta sezione costituisce un quadro di riferimento generale relativamente agli obblighi informativi degli utenti della rete. È opportuno che i diversi obblighi informativi, unitamente alle modalità e alle tempistiche specifiche di messa a disposizione delle informazioni, siano trattati in maniera sistematica, al limite anche a livello di ciascun capitolo del Codice di rete.

16. Osservazioni al capitolo 10 (Disposizioni generali)

Si rileva che la procedura di contestazione di cui al punto 10.5.2 potrebbe essere formulata incrementando il principio di reciprocità fra le parti a tutela degli utenti della rete.

PARTE C – OSSERVAZIONI IN MERITO AI DOCUMENTI ALLEGATI AL CODICE DI RETE**17. Documenti tecnici di riferimento**

L'analisi dei documenti tecnici di riferimento allegati al Codice di rete ha evidenziato l'opportunità che alcune delle disposizioni in essi contenute entrino a far parte integrante del Codice di rete in quanto contribuiscono al completamento del quadro relativo agli obblighi intestati agli utenti della rete. Si ritiene, pertanto, opportuno che il Gestore della rete proceda all'integrazione del Codice di rete mediante l'inserimento nel medesimo codice degli elementi che contribuiscono alla definizione degli obblighi degli utenti della rete e del Gestore della rete, in riferimento almeno a quanto indicato nei seguenti documenti.

Capitolo del Codice di rete	Documenti tecnici di riferimento allegati al Codice di rete suscettibili di essere inclusi come parte integrante del codice
Capitolo 1	2. Guida agli schemi di connessione 3. Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN 4. Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV 6. Criteri di telecontrollo e acquisizione dati 8. Specifica funzionale per sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV 10. Piano di difesa del sistema elettrico 11. Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale 12. Criteri generali di taratura delle protezioni della rete a tensione uguale o superiore a 120 kV 13. Criteri di taratura dei relé di frequenza del sistema elettrico 14. Criteri di connessione al sistema di controllo del GRTN 15. Partecipazione alla regolazione di tensione 16. Partecipazione alla regolazione di frequenza/potenza 17. Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione
Capitolo 4	[CO.1] Contratto tipo di dispacciamento
Capitolo 5	1. Specifiche funzionali generali. 2. Specifiche funzionali del sistema di acquisizione principale 3. Specifiche funzionali e realizzative delle apparecchiature di misura di energia elettrica 5. Specifiche di prova delle apparecchiature di misura di energia elettrica 6. Specifica tecnica per i sistemi di acquisizione secondari
Capitolo 7	1. Aggiornamento del piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (nuovo PESSE) 2. Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale - Volume generale 3. Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del GRTN 4. Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al banco manovra interrompibili 8. Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico 12. Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico
Capitolo 8	1. Criteri di misura delle caratteristiche di tensione della RTN 2. Determinazione dei valori massimo e minimo di potenza di corto circuito convenzionali.

È necessario, inoltre, che il Gestore della rete proceda secondo quanto sopra indicato relativamente ai documenti tecnici di riferimento ancora in fase di revisione, ovvero in corso di pubblicazione, come indicato nella lettera del Gestore della rete in data 5 aprile 2005, prot. n. GRTN/P2005006603 (prot. Autorità n. 007806 in data 6 aprile 2005). In particolare, è necessario che, con riferimento al documento indicato nella tabella precedente relativo al Capitolo 8 del Codice di rete, siano previste anche le modalità operative per la verifica del rispetto della condizione del 95% del tempo (90%

fino a tutto il 2006) per il valore minimo convenzionale di potenza di corto circuito. Tale verifica dovrà essere effettuata con riferimento alla descrizione della rete a consuntivo (per le 24 ore del giorno precedente), tenendo conto delle indisponibilità effettive degli elementi di rete per manutenzione, guasto o altro. A tal riguardo, il GRTN potrebbe stabilire una soglia temporale minima (es. 90') sotto la quale indisponibilità di brevissima entità non sono considerate ai fini della verifica rispetto della condizione del 90-95% del tempo per il valore minimo convenzionale di potenza di corto circuito.