

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE AIR

**REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ
DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2012-2015**

(deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11)

INDICE

Premessa	4
1) Contesto normativo.....	6
1.1) Normativa generale comunitaria e nazionale	6
1.2) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione	9
2) Motivazioni e obiettivi dell'intervento	13
2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio di trasmissione.....	13
2.2) Motivazioni tecniche ed economiche della regolazione della qualità.....	16
2.3) Obiettivi dell'Autorità.....	16
3) I destinatari dell'intervento e il processo di consultazione	18
3.1) I destinatari dell'intervento	18
3.2) Il processo di consultazione	18
3.2.1 Ricognizione preliminare	19
3.2.2 Prima fase di consultazione	19
3.2.3 Seconda fase di consultazione con schema di provvedimento	19
4) Valutazione delle opzioni e delle osservazioni ricevute	20
4.1) Obiettivo: confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie.....	20
4.1.1 Opzioni presentate nel quarto documento di consultazione e valutazione preliminare ..	20
4.1.2 Osservazioni ricevute a seguito del quarto documento per la consultazione.....	22
4.1.3 Orientamenti finali nel quinto documento per la consultazione	22
4.1.4 Osservazioni ricevute a seguito del quinto documento per la consultazione.....	23
5) Provvedimento finale.....	24
5.1) Disposizioni generali (Titolo 1)	25
5.1.1 Articolo 1 – Definizioni	25
5.1.2 Articolo 2 – Finalità del provvedimento	26
5.2) Regolazione premi - penalità della qualità del servizio di trasmissione (Titolo 2).....	26
5.2.1 Articolo 3 – Energia non fornita di riferimento	26
5.2.2 Articolo 4 – Comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione.....	30
5.2.3 Articolo 5 – Comunicazione di ulteriori dati di qualità del servizio di trasmissione.....	31
5.2.4 Articolo 6 – Livelli di partenza e livelli obiettivo.....	31
5.2.5 Articolo 7 – Premi e penalità per la qualità del servizio di trasmissione.....	32
5.2.6 Articolo 8 – Controlli sui dati di qualità forniti da Terna	33
5.2.7 Articolo 9 – Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio	33
5.3) Servizi resi dalle imprese distributrici (Titolo 3)	34
5.3.1 Articolo 10 – Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità.....	34
5.3.2 Articolo 11 – Meccanismi di contenimento del rischio e regolazione delle partite economiche	36

5.3.3 Articolo 12 – Decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni	37
5.3.4 Articolo 13 – Comunicazioni da parte di Terna e delle imprese distributrici.....	37
5.4) Disposizioni per Terna relative alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica (Titolo 4)	38
5.4.1 Articoli da 14 a 18 – Interruzioni prolungate o estese	38
5.4.2 Articolo 19 – Compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT	39
5.5) Regolazione individuale per utenti AT (Titolo 5).....	39
5.5.1 Articolo 20 – Comunicazione individuale a ciascun utente AT	39
5.5.2 Articolo 21 – Registrazione delle interruzioni e della qualità della tensione e contratti per la qualità.....	39
5.5.3 Articolo 22 – Obblighi per Terna.....	39
5.5.4 Articoli 23 e 24 – Successivi provvedimenti	40
5.6) Disponibilità degli elementi costituenti la RTN (Titolo 6)	40
5.7) Modifiche e abrogazioni di altri provvedimenti dell'Autorità.....	40
5.7.1 Abrogazione dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07.....	40
5.7.2 Modifiche all'Allegato A alla deliberazione n. 250/04.....	40
5.8) Azioni a seguire	41
5.8.1 Aggiornamento dell'Allegato A.54 al Codice di rete	41
5.8.2 Aggiornamento dell'Allegato A.66 al Codice di rete	42
5.8.3 Altre azioni a seguire	42
Appendice 1: Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015	44

PREMESSA

La presente relazione di Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: AIR) illustra i contenuti della deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, “Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015”.

Tale provvedimento è emanato dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) nel quadro del procedimento avviato con la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 “Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015” (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10).

Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015 si è svolto in parallelo all’analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11) e parimenti oggetto di AIR.

La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall’Autorità nell’ambito del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015, nel corso del quale sono stati emanati i seguenti documenti per la consultazione riferiti specificamente al servizio di trasmissione dell’energia elettrica¹:

- 1) il documento per la consultazione 26 maggio 2011, DCO 20/11 (di seguito: DCO 20/11 o quarto documento per la consultazione), che ha analizzato le opzioni alternative di regolazione per l’aspetto più rilevante di scelta e definizione degli indicatori per la regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione e ha introdotto ulteriori proposte di regolazione;
- 2) il documento per la consultazione 6 ottobre 2011, DCO 39/11 (di seguito: DCO 39/11 o quinto documento per la consultazione) e, in particolare, l’allegato schema di provvedimento per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: schema di provvedimento), che ha illustrato gli orientamenti finali dell’Autorità in materia di regolazione della qualità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute.

Ai fini della valutazione complessiva della regolazione della qualità del servizio di trasmissione, sono da tenere in particolare considerazione anche le disposizioni:

- a) del Titolo 8 “Qualità del servizio di trasmissione” dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04), come successivamente modificato e integrato;

¹ Nel corso del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015, l’Autorità ha inoltre pubblicato i documenti per la consultazione 15 novembre 2010, DCO 40/10 (di seguito: DCO 40/10), 30 novembre 2010, DCO 42/10 (di seguito: DCO 42/10) e 28 aprile 2011, DCO 15/11 (di seguito: DCO 15/11), alcuni elementi dei quali hanno riflessi sulla regolazione della qualità del servizio di trasmissione. Il contenuto di tali documenti per la consultazione è richiamato nella presente relazione AIR, quando rilevante ai fini della qualità del servizio di trasmissione.

- b) della Parte I del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, approvata con la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 (di seguito: Parte I del TIQE);
- c) del capitolo 11 "Qualità del servizio di trasmissione" del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità;
- d) del Documento A.54 allegato al Codice di rete "Classificazione e registrazione delle disalimentazioni e delle interruzioni transitorie degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN" (di seguito: Allegato A.54), come verificato positivamente dall'Autorità;
- e) del Documento A.66 allegato al Codice di rete "Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici" (di seguito: Allegato A.66), come verificato positivamente dall'Autorità.

1) CONTESTO NORMATIVO

Questa sezione della relazione AIR illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento e che è stata considerata nella formulazione e nella definizione del provvedimento finale: la normativa di carattere generale (comunitaria e nazionale) e la regolazione preesistente relativa alla qualità del servizio di trasmissione.

1.1) Normativa generale comunitaria e nazionale

Il provvedimento di regolazione della qualità del servizio di trasmissione si inserisce coerentemente nel quadro normativo comunitario delineato per il settore elettrico dalla direttiva 2009/72/CE, che include, in particolare, le seguenti previsioni:

- l'autorità di regolazione nazionale adotta le misure idonee al perseguimento dell'obiettivo di garantire condizioni appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità (art. 36, lettera a);
- l'autorità di regolazione nazionale ha il compito di vigilare sul rispetto delle norme relative alla sicurezza e all'affidabilità della rete e rivederne le prestazioni passate nonché stabilire o approvare norme e requisiti in materia di qualità del servizio e dell'approvvigionamento (art. 37, comma 1, lettera h);
- l'autorità di regolazione nazionale provvede affinché ai gestori dei sistemi di trasmissione siano offerti incentivi appropriati per promuovere la sicurezza dell'approvvigionamento (art. 37, comma 8).

A livello nazionale, la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (all'art. 2, comma 12, lettera h), attribuisce all'Autorità, tra le varie funzioni, quella di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente. Questo è il fondamento normativo della regolazione della qualità del servizio, che trova nella legge anche i necessari collegamenti con la regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità ha deciso di rivedere la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza quadriennale della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato della medesima legge n. 481/95 per "standard almeno triennali" (all'art. 2, comma 19, lettera a).

La non discriminazione degli utenti della rete e l'unificazione della rete, previste dalla legislazione nazionale, sono state un elemento centrale nelle proposte dell'Autorità sviluppato nel procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 149/10. Vengono perciò qui richiamati brevemente tali aspetti normativi.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, all'articolo 3, attribuisce le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN). Il comma 6 dell'articolo 3 medesimo prevede che, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, il gestore adotti regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla RTN nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. Ai sensi del comma 2 dell'articolo 3 medesimo (come modificato dalla legge

27 ottobre 2003, n. 290) il gestore gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisce l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisce la rete, di cui può essere proprietario, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti.

L'articolo 1-ter della legge 27 ottobre 2003, n. 290 ha previsto di definire criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 ha definito tali criteri e previsto all'articolo 3, comma 1, che il soggetto derivante dalla unificazione fra proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione sia gestito secondo principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o di categorie di utenti. Il medesimo decreto ha previsto all'articolo 2, comma 1, che, al fine di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete elettrica nazionale di trasmissione, l'Autorità valutasse e, se del caso, disponesse l'adozione di meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete.

Infine, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, all'articolo 36, comma 10, ha previsto che al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, l'Autorità determini, entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto, idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi trentasei mesi.

Il Riquadro 1 compendia le principali disposizioni del quadro normativo generale, comunitario e nazionale.

Riquadro 1 – quadro normativo generale

Norme comunitarie

- la direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003.

Norme nazionali

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante “*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*”;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante “*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*”;
- il decreto legge 23 agosto 2003, n. 239, recante “*Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delege al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*” convertito in legge con modificazioni con la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante “*Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*”;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante “*Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE*”;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, recante “*Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale*” e i successivi decreti relativi all'ambito della rete di trasmissione nazionale, in particolare il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2009;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 17 luglio 2000, recante “*Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale*”;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000 recante “*Approvazione della convenzione tipo di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99*”;
- il decreto del Ministro delle attività produttive 20 aprile 2005, recante “*Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale*”;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 dicembre 2010, recante “*Modifica ed aggiornamento della convenzione annessa alla Concessione rilasciata alla società Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale*”.

1.2) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione precedente al provvedimento oggetto della presente relazione AIR è principalmente definita nell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04 e nella deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07 (di seguito: deliberazione n. 341/07).

La deliberazione n. 250/04 ha fissato, tra le direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi: Terna) per l'adozione del Codice di rete, alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione. Tra queste regole rilevano in particolare, per la qualità del servizio di trasmissione:

- a) la disposizione che l'esercizio della RTN comprenda le attività concernenti la taratura dei dispositivi di protezione e degli automatismi connessi al funzionamento della rete, nonché dei dispositivi atti alla gestione del sistema elettrico in condizioni di emergenza (comma 20.2);
- b) le procedure per l'esercizio della RTN, inclusa la registrazione degli ordini di manovra derivanti dall'attività di gestione della RTN, nonché le modalità di comunicazione tra i vari soggetti interessati (comma 20.3);
- c) le condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale (articolo 22);
- d) l'obbligo per i gestori di altre reti, cui è posto in capo l'obbligo di connessione di terzi, di fornire al gestore della RTN le informazioni rilevanti ai fini dell'interoperabilità (comma 23.3);
- e) l'istituzione di un registro da parte del gestore ai fini della registrazione dei dati di disponibilità, valutata su base annua, degli elementi costituenti la RTN (comma 25.4);
- f) le modalità di registrazione e di classificazione delle interruzioni e gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni sulle reti di trasmissione (articolo 30);
- g) le modalità di determinazione di un set di indici di continuità del servizio (articolo 32);
- h) la pubblicazione di un rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione (comma 32.4);
- i) la comunicazione individuale agli utenti della rete relativa alle interruzioni che li hanno interessati (comma 32.5);
- j) la definizione degli "incidenti rilevanti" (articolo 35), per i quali è previsto un trattamento differente rispetto alle "disalimentazioni ordinarie";
- k) la possibilità per gli utenti della rete di stipulare contratti per la qualità con il gestore della RTN (articolo 36);
- l) le disposizioni per il computo delle interruzioni nell'ambito del servizio di interrompibilità (comma 37.2);
- m) la pubblicazione da parte del gestore dei 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 (comma 37.3);
- n) gli elementi del piano di difesa del sistema elettrico (articolo 38);
- o) le disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione (articoli 21, 31, 33 e 34), si veda la Tabella 1.

Tabella 1 – Sintesi delle disposizioni per la qualità della tensione sulle reti di trasmissione (tratta dal DCO 42/10)

Aspetto di qualità della tensione	Riferimento All. A deliberazione n. 250/04
Monitoraggio qualità della tensione	Commi 31.1 e 31.2
Livelli attesi qualità della tensione	Comma 33.5
Interruzioni transitorie	Commi 30.1 e 67.6
Limiti variazioni di frequenza e tensione	Commi 21.1 e 21.2
Potenza di cortocircuito	Art. 34

La deliberazione n. 341/07 definisce la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011, con i seguenti strumenti:

- a) regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione (articoli da 3 a 9 dell'Allegato A alla deliberazione);
- b) valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni (articoli 10 e 10bis dell'Allegato A alla deliberazione).

Oltre a questi due provvedimenti, altre disposizioni dell'Autorità - brevemente sintetizzate nel seguito - impattano direttamente sulla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

L'Autorità, con deliberazione 29 aprile 2005, n. 79/05 ha verificato positivamente il Codice di rete predisposto da Terna e, con la deliberazione 23 febbraio 2006, n. 39/06, ha poi definito disposizioni per la verifica di conformità degli aggiornamenti del Codice di rete, non riservati all'approvazione del Collegio dell'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/10), ha definito modifiche della regolazione premi-penalità e della valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e, di conseguenza, ha dato disposizioni affinché Terna provvedesse alla pubblicazione degli allegati al Codice di rete in materia di:

- a) classificazione e registrazione delle disalimentazioni e delle interruzioni transitorie degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale (Allegato A.54);
- b) procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici (Allegato A.66).

L'Autorità ha verificato positivamente le versioni degli allegati suddetti con la deliberazione 25 novembre 2010, ARG/elt 211/10.

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 prevede che anche l'impresa di trasmissione sia responsabile, per la propria parte, delle disalimentazioni che occorrono sulla rete nazionale di trasmissione, quando tali disalimentazioni contribuiscano a interruzioni del servizio elettrico agli utenti in media tensione e bassa tensione (di seguito: MT, BT) di durata maggiore degli standard individuati dall'Autorità oppure contribuiscano a determinare un numero annuo di interruzioni per il singolo utente MT superiore agli standard definiti dall'Autorità. La responsabilità (relativa alle disalimentazioni della rete di trasmissione con cause attribuibili a Terna) si estrinseca in tre modi:

- a) attraverso il pagamento alle imprese distributrici della quota parte di rimborsi erogati agli utenti per interruzioni prolungate;

- b) attraverso il versamento di un contributo al Fondo per eventi eccezionali, proporzionale all'energia non fornita agli utenti per interruzioni di durata oltre due ore;
- c) attraverso il pagamento alle imprese distributrici della quota parte di penalità e indennizzi erogati agli utenti MT per l'eccessiva frequenza annua di interruzioni.

L'Autorità, con la deliberazione 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 43/09), ha definito disposizioni in materia di monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale in occasione di disalimentazioni, inclusi gli incidenti rilevanti.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, l'Autorità, con la deliberazione dell'Autorità 5 ottobre 2005, n. 210/05, ha approvato un piano di rilevazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

Il Riquadro 2 compendia le disposizioni pertinenti alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, vigenti prima del provvedimento oggetto della presente relazione AIR.

Riquadro 2 – quadro di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica (prima del provvedimento di regolazione della qualità nel periodo 2012-2015)

Qualità dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica

- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, come successivamente modificata e integrata, e in particolare l'Allegato A alla medesima deliberazione recante “*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*”;
- la deliberazione dell'Autorità 5 ottobre 2005, n. 210/05, recante “*Approvazione del piano di rilevazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale e obblighi di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta tensione*”;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06, recante “*Disposizioni in materia di verifica di conformità del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, nonché di concessione di deroghe all'applicazione del medesimo codice ai sensi dell'articolo 64 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2004, n. 250/04*”;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, come successivamente modificata e integrata, e, in particolare, l'Allegato A recante “*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*”;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07, come successivamente modificata e integrata, e, in particolare, l'Allegato A recante “*Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*”;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, recante “*Monitoraggio degli ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna S.p.A. alle imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale in occasione di disalimentazioni e incidenti rilevanti e modificazioni ed integrazioni all'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07*”;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10, recante “*Disposizioni relative alla regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica ed alla disciplina dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici per la continuità, di cui all'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07*”;
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2010, ARG/elt 211/10, recante “*Verifica di conformità delle proposte di modifica del capitolo 4 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete e dei relativi allegati A22, A23, A25, A54, A60, A65 e A66 predisposte da Terna S.p.A.*”.

2) MOTIVAZIONI E OBIETTIVI DELL'INTERVENTO

Questa sezione della relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento, tenendo conto anche degli effetti della regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo 2008-2011.

2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio di trasmissione

I dati disponibili in termini di effetto dei vari meccanismi di regolazione sono limitati poiché, da un lato, le disposizioni in materia di registrazione delle interruzioni introdotte a fine 2004 hanno avuto effetto a partire dal 2006 e, dall'altro lato, la regolazione della qualità, introdotta a fine 2007 e poi aggiornata a giugno 2010 per quanto riguarda i servizi di mitigazione, dispiega interamente i propri effetti economici a partire dal 2010.

Negli anni 2008-2010 si sono registrati effetti positivi a seguito dell'introduzione della regolazione premi-penalità: l'energia non fornita complessiva per tutti gli utenti della rete ha registrato un significativo calo rispetto agli anni 2006-2007 (Tabella 2). Il numero di incidenti rilevanti si è limitato a un episodio all'anno. A fronte della buona riduzione degli incidenti rilevanti, non si riduce però l'energia non fornita in corrispondenza di "disalimentazioni ordinarie".

Tabella 2 – *Energia non fornita netta totale, numero di incidenti rilevanti e energia non fornita distinta per i soli incidenti rilevanti e per le altre disalimentazioni negli anni 2006-2010. Fonte: comunicazioni di Terna all'Autorità (aggiornamento della tabella del quarto documento per la consultazione)*

Anno	Energia non fornita complessiva [MWh/anno]	Numero incidenti rilevanti	Energia non fornita soli incidenti rilevanti [MWh/anno]	Energia non fornita altre disalimentazioni [MWh/anno]
2006	3477	2	2548	929
2007	8465	11	7468	997
2008	2430	1	560	1870
2009	2372	1	370	2002
2010	2175	1	339	1836

Note: con la regola di definizione degli incidenti rilevanti vigente dal 2008, il valore 2007 di energia non fornita per i soli incidenti rilevanti sarebbe 6900 MWh.

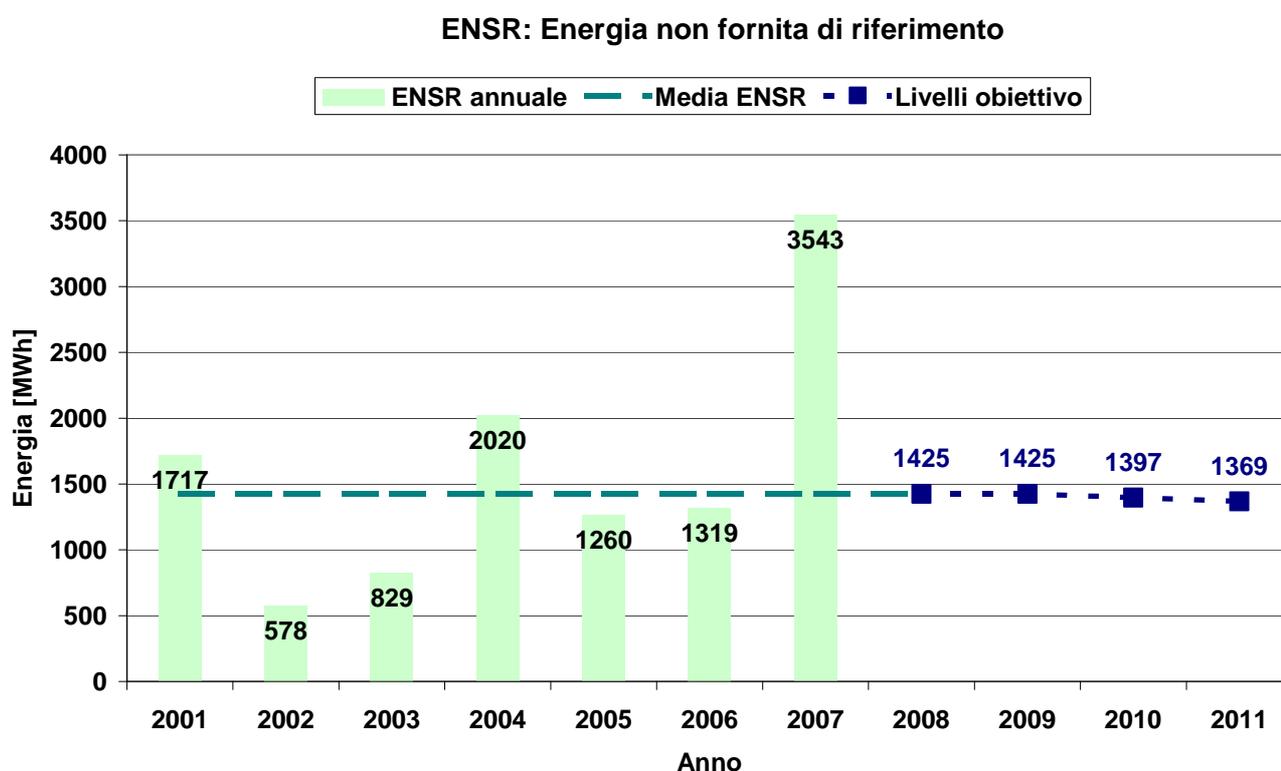
La regolazione premi-penalità è strutturata sulla base di livelli obiettivo, determinati ex-ante, per ogni anno del periodo di regolazione. Terna riceve premi o versa penalità in relazione al risultato effettivamente conseguito (misurato ex-post per ogni anno del periodo di regolazione): premi se la performance è migliore del livello obiettivo determinato dall'Autorità, penalità se la performance è peggiore del livello obiettivo determinato dall'Autorità.

Dagli indicatori soggetti a regolazione sono escluse alcune circostanze di interruzione in considerazione delle ridotte leve di miglioramento disponibili a Terna; inoltre nel periodo di regolazione 2008-2011 il perimetro di regolazione non comprendeva la rete precedentemente di proprietà di Enel Distribuzione per le motivazioni illustrate nella deliberazione ARG/elt 99/10.

Infine, limitatamente alla performance misurata con l'energia non fornita (di seguito: ENS) è prevista una funzione di smussamento e saturazione dei valori (si veda per maggiori dettagli il successivo paragrafo 5.2.1).

In particolare, i livelli obiettivo dell'indicatore energia non fornita di riferimento (di seguito: ENSR) oggetto di regolazione per il periodo 2008-2011 - riportati nella Figura 1 - sono stati determinati dall'Autorità con la deliberazione 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08 sulla base della serie storica dei valori 2001-2007.

Figura 1 – Valori 2001-2007 dell'indicatore annuale dell'Energia non fornita di riferimento e relativi livelli obiettivo 2008-2011 (tratta dal documento per la consultazione 7/10)



Passando ad analizzare gli effetti economici (per quanto finora possibile), la Tabella 3 riporta un quadro di sintesi degli effetti economici dei meccanismi di regolazione per Terna.

Tabella 3 – Effetti economici per Terna della regolazione incentivante della qualità della trasmissione (tratta dal quarto documento per la consultazione)

Meccanismo regolatorio	2008	2009	2010
Regolazione premi-penalità (articoli da 3 a 9 Allegato A 341/07)	Non applicabile	Non applicabile	8.945 k€ ²
Servizi di mitigazione (art. 10 Allegato A 341/07)	Non applicabile	Non applicabile	-1.211 k€
Versamento al Fondo eventi eccezionali (art. 50 Allegato A 333/07)	-143 k€	-3.869 k€	-3.578 k€
Compartecipazione penalità ad utenti MT (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 34.9 Allegato A 333/07)	-4 k€	-337 k€	-16 k€
Compartecipazione rimborsi “prolungate” (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 46.2 Allegato A 333/07)	Non applicabile	0 (applicabile da luglio 2009)	0 k€

In parallelo agli effetti tecnici ed economici della deliberazione n. 341/07 (e delle disposizioni del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011) in materia di affidabilità e continuità del servizio, vanno considerati gli effetti delle disposizioni della deliberazione n. 250/04, principalmente in materia di qualità della tensione.

Per effetto del comma 31.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04, Terna rileva a campione mediante campagne specifiche di misurazione le variazioni lente e rapide della tensione; i buchi di tensione, separatamente per fasce di durata, di abbassamento di tensione e fasi interessate; le sovratensioni; la fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker); la distorsione armonica; il grado di asimmetria della tensione trifase; le variazioni della frequenza.

Terna, sulla base dei risultati delle suddette campagne di misura a campione, definisce i livelli attesi di qualità della tensione. Il documento relativo al 2011 è: Terna, Direzione Dispacciamento e Conduzione - Tempo Reale, “Qualità del servizio di trasmissione livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2011”. Questo documento, così come quelli indicati nel seguito di questo paragrafo, è disponibile sul sito di Terna nella sezione “qualità del servizio”.

In generale, la deliberazione n. 250/04 favorisce la trasparenza sulla qualità del servizio di trasmissione. Uno degli strumenti è il rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione che Terna è tenuta a pubblicare sul proprio sito internet entro il 30 aprile di ogni anno, in riferimento alla qualità del servizio registrata nel corso dell'anno precedente. Il documento più recente è: Terna, Direzione Dispacciamento e Conduzione, “Qualità del servizio di trasmissione - rapporto annuale per l'anno 2010 (art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04)”, Aprile 2011.

Infine, l'Autorità, con l'articolo 34 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04, ha previsto che il gestore della rete di trasmissione renda disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della potenza di corto circuito convenzionali, in conformità alle norme tecniche vigenti, tenendo conto dei possibili scenari di produzione e di stato della rete di trasmissione. Il documento più recente è: Terna, “Qualità del servizio di trasmissione - valori minimi e massimi

² I premi e le penalità per l'anno 2010 sono stati determinati con la deliberazione 23 febbraio 2012, 50/2012/R/eel.

convenzionali della corrente di corto circuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV - Anno 2010”, 15 febbraio 2011.

2.2) Motivazioni tecniche ed economiche della regolazione della qualità

L'esigenza tecnico-economica di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge n. 481/95, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del price-cap anche stimoli al miglioramento, o almeno al non-peggioramento, dei livelli di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi necessarie a perseguire superiori livelli di efficienza possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito.

Le principali motivazioni alla base dell'intervento dell'Autorità in materia di qualità del servizio di trasmissione sono il consolidamento e il miglioramento della regolazione introdotta in via sperimentale nel 2007, sulla base delle esperienze della regolazione 2008-2011, e il contenimento dei costi associati alle disalimentazioni sia per gli utenti delle reti connessi ai livelli di altissima e alta tensione (di seguito: AAT e AT), sia per gli utenti delle reti di distribuzione in media e bassa tensione che sono alimentate dalla rete di trasmissione.

L'Autorità ha evidenziato nella relazione AIR della deliberazione n. 341/07 che la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerare di natura sperimentale. Inoltre, il comma 7.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 indica che “la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha valenza sperimentale. Le regole applicabili ai successivi periodi di regolazione sono stabilite sulla base delle evidenze emerse nell'attuazione della prima sperimentazione”.

Ulteriori motivazioni degli interventi sono:

- i positivi risultati di miglioramento della qualità negli anni 2008-2010;
- l'opportunità di dare ulteriore seguito al procedimento riguardante alcuni aspetti della disciplina dei servizi di mitigazione, avviato con la deliberazione 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10;
- l'opportunità di valutare l'introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete, prospettata nel documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 7/10 (di seguito: DCO 7/10).

2.3) Obiettivi dell'Autorità

Gli obiettivi generali del procedimento sono stati indicati dall'Autorità nella deliberazione ARG/elt 149/10. Gli aspetti più direttamente pertinenti alla trasmissione sono l'opportunità di migliorare la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione e la valorizzazione dei servizi di mitigazione, prevedendone un'applicazione uniforme a tutta la rete di trasmissione nazionale. L'obiettivo generale è stato declinato in obiettivi specifici della regolazione della qualità della trasmissione nel quarto documento per la consultazione.

In particolare, nel quarto documento per la consultazione, l'Autorità ha confermato alcuni obiettivi generali già individuati nella fase di definizione della regolazione per il periodo 2008-2011:

- riduzione progressiva delle disalimentazioni ordinarie che non costituiscono incidenti rilevanti;
- prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti;
- valorizzazione dei servizi di mitigazione delle disalimentazioni di alta tensione offerti dai distributori in media e bassa tensione.

Nel quarto documento per la consultazione, l'Autorità ha inoltre confermato gli obiettivi illustrati nel DCO 7/10, nel quale era affrontato principalmente l'argomento dei servizi di mitigazione:

- mitigare l'impatto delle disalimentazioni ordinarie sui clienti finali MT e BT;
- promuovere ulteriormente la prevenzione da parte di Terna e la mitigazione degli incidenti rilevanti da parte delle imprese distributrici, a vantaggio dei clienti finali;
- disciplinare in modo ancor più chiaro ed univoco il quadro regolatorio così da ridurre il rischio di contenziosi tra Terna e le imprese distributrici;
- perseguire i suddetti obiettivi mediante una remunerazione dei servizi che eviti aggravii eccessivi sulla tariffa a carico dei clienti finali, limitando al contempo l'esposizione al rischio economico di Terna.

Sulla base degli effetti della regolazione previgente illustrati al paragrafo 2.1, degli obiettivi generali del procedimento, l'Autorità ha focalizzato gli obiettivi specifici sulle prospettive di ulteriore miglioramento della regolazione incentivante, individuando in particolare i seguenti obiettivi:

- a. confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie;
- b. promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete;
- c. mitigare l'effetto degli incidenti rilevanti;
- d. aumentare il livello di pubblicità dello stato del servizio di trasmissione e fornire all'Autorità elementi informativi in ausilio alle sue funzioni di controllo dello svolgimento dei servizi.

Inoltre, nel quarto documento per la consultazione, l'Autorità ha ribadito l'obiettivo imprescindibile che i meccanismi di regolazione non siano origine di meccanismi di "doppia remunerazione" o di altri effetti che possano distorcere lo svolgimento dei servizi nelle condizioni di qualità ed efficienza che devono essere assicurate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge 14 novembre 1995, n. 481. Successivamente le analisi condotte nel documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 34/11, pubblicato nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 6/11, hanno fatto riferimento all'obiettivo specifico di "evitare sovrapposizioni tra le incentivazioni".

3) I DESTINATARI DELL'INTERVENTO E IL PROCESSO DI CONSULTAZIONE

Questa sezione della relazione AIR illustra i destinatari dell'intervento e le modalità con cui i soggetti interessati sono stati sentiti nel corso del processo di consultazione.

3.1) I destinatari dell'intervento

I destinatari diretti dell'intervento sono i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti del provvedimento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) l'impresa di trasmissione e dispacciamento;
- b) le imprese di distribuzione di energia elettrica.

I destinatari indiretti dell'intervento sono i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti del provvedimento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) gli utenti connessi alle reti di trasmissione (e di distribuzione) di energia elettrica, sia per gli effetti tecnici - modifica delle condizioni di affidabilità del servizio, sicurezza della fornitura e qualità della tensione - sia per gli aspetti economici di impatto tariffario delle disposizioni regolatorie;
- b) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- c) le associazioni dei soggetti esercenti i servizi di distribuzione di energia elettrica;
- d) le società che svolgono attività di sviluppo di sistemi informativi e attività di produzione di apparecchiature tecniche, e le loro associazioni.

3.2) Il processo di consultazione

Il procedimento per la definizione della regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2012-2015 ha offerto a tutti i soggetti interessati (destinatari diretti e indiretti individuati nel precedente paragrafo) diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni dell'Autorità.

In particolare, la parte di procedimento relativa alla qualità del servizio di trasmissione si è articolata in una fase di ricognizione preliminare e in due fasi di consultazione, corrispondenti all'emanazione di due distinti documenti per la consultazione (DCO 20/11 e DCO 39/11) e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità; ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni pervenute da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità.

Nel corso del processo di consultazione, inoltre, i soggetti interessati sono stati continuamente informati delle attività condotte e del piano di consultazione, pubblicato in appendice a ognuno dei documenti per la consultazione, periodicamente aggiornato in esito a ogni consultazione.

3.2.1 Ricognizione preliminare

La fase ricognitiva preliminare ha incluso l'analisi dei dati di qualità del servizio di trasmissione, che Terna ha comunicato alla Direzione consumatori e qualità del servizio in attuazione delle disposizioni della deliberazione n. 341/07. Inoltre, prima della emanazione della deliberazione ARG/elt 149/10, l'Autorità è intervenuta con la deliberazione ARG/elt 99/10, a seguito della fase di consultazione condotta anche attraverso la pubblicazione del DCO 7/10 e di incontri con Terna e le imprese distributrici. Parimenti, si è svolta una fase di monitoraggio dell'esecuzione degli ordini di manovra, facendo riferimento alle disposizioni della deliberazione ARG/elt 43/09.

Infine, nei mesi di gennaio, febbraio e marzo 2011, si sono svolti incontri tematici con i destinatari dell'intervento indicati al precedente paragrafo 3.1 sulle opzioni di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione e distribuzione.

3.2.2 Prima fase di consultazione

L'Autorità ha diffuso il quarto documento per la consultazione (il primo documento con focus specifico sulla qualità del servizio di trasmissione) il 26 maggio 2011. È stato possibile inviare osservazioni fino al 7 luglio 2011. Nel quarto documento per la consultazione, gli obiettivi specifici delineati al precedente paragrafo 2.3 sono stati sviluppati in proposte (si veda la Tabella 6 al capitolo 5 della presente relazione AIR) e, per l'aspetto principale, in opzioni alternative di regolazione, secondo la metodologia AIR (si veda la Tabella 4 al capitolo 4 della presente relazione AIR).

Le osservazioni pervenute sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità³.

3.2.3 Seconda fase di consultazione con schema di provvedimento

L'Autorità ha diffuso il quinto documento per la consultazione (il secondo documento con focus specifico sulla qualità del servizio di trasmissione) il 6 ottobre 2011. È stato possibile inviare osservazioni fino al 10 novembre 2011. Questo ultimo documento per la consultazione conteneva gli orientamenti finali dell'Autorità per il periodo di regolazione 2012-2015, sviluppati a valle dell'analisi delle osservazioni nella precedente fase di consultazione e di un incontro tematico con le imprese distributrici tenutosi il 2 settembre 2011. Il DCO 39/11 presentava inoltre uno schema di provvedimento per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2012-2015. Nel mese di ottobre 2011, è stato tenuto un incontro tecnico con Terna per chiarire alcuni aspetti dell'ultimo documento per la consultazione.

³ Le osservazioni scritte pervenute in esito alla prima fase di consultazione sono pubblicate alla pagina internet del DCO 20/11 e consultabili tramite il link: http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/11/020-11dco_oss.pdf. Le osservazioni scritte pervenute in esito alla seconda fase di consultazione sono pubblicate alla pagina internet del DCO 39/11 e consultabili tramite il link: http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/11/039-11dco_oss.pdf.

4) VALUTAZIONE DELLE OPZIONI E DELLE OSSERVAZIONI RICEVUTE

Nella precedente sezione della relazione AIR si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte iniziali di regolazione, tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e degli obiettivi del procedimento. Tra gli obiettivi inizialmente individuati per il procedimento, l’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) è stato condotto per l’obiettivo specifico di “confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie”, con particolare riferimento alla scelta e definizione degli indicatori per la regolazione premi-penalità.

Questa sezione approfondisce l’analisi del suddetto obiettivo specifico, a cui è stata applicata la metodologia di analisi e valutazione di opzioni alternative, analizzando i contenuti delle opzioni e proposte avanzate in consultazione e valutando le principali osservazioni emerse dalla consultazione.

4.1) **Obiettivo: confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie**

4.1.1 *Opzioni presentate nel quarto documento di consultazione e valutazione preliminare*

La regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo 2008-2011 prevede l’utilizzo di tre indicatori ENSR (energia non fornita di riferimento), NDU (numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN), QSD (quota di utenti RTN senza disalimentazioni). Nel quarto documento per la consultazione sono state considerate quattro opzioni:

- 0) opzione AIR #3.0 (opzione nulla): mantenere l’attuale impianto di regolazione con l’utilizzo dei tre indicatori ENSR, NDU, QSD;
- 1) opzione AIR #3.A: modificare nell’attuale impianto di regolazione le modalità di calcolo degli indicatori NDU e QSD al fine di applicare la regolazione del “numero delle disalimentazioni” in modo omogeneo per tutti gli utenti AT, MT e BT;
- 2) opzione AIR #3.B: semplificare l’impianto di regolazione con l’utilizzo del solo indicatore ENSR;
- 3) opzione AIR #3.C: semplificare l’impianto di regolazione con l’utilizzo del solo indicatore ENSR, con modalità di calcolo dell’energia non fornita tale da evitare potenziali discriminazioni tra utenti MT e BT derivanti dalla crescente diffusione della generazione distribuita.

Le opzioni sono state valutate alla luce dei seguenti criteri⁴:

- a. efficacia (cioè la capacità dell’opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati);

⁴ Le valutazioni sulla base del criterio di efficienza (rapporto atteso tra risultati e risorse impiegate) e del criterio di economicità complessiva (minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per gli esercenti) non sono state ritenute significativamente influenti sulla scelta dell’opzione preferita per i motivi spiegati nel DCO 20/11. Esse perciò non sono elencate nella tabella di valutazione.

- b. concordanza (cioè la minimizzazione dei trade-off presenti tra diversi obiettivi);
- c. semplicità amministrativa (cioè la capacità di un'opzione di minimizzare le attività amministrative degli operatori nonché le attività di vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione ad essa);
- d. tempestività (cioè la distribuzione temporale degli effetti dell'opzione e, dunque, della sua efficacia).

Si riporta di seguito la Tabella 4, di sintesi della valutazione preliminare, rimandando al DCO 20/11 per maggiori dettagli.

Tabella 4 – *Valutazione qualitativa AIR delle opzioni relative all'obiettivo "confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie" (tratta dal quarto documento per la consultazione)*

Criteri di valutazione	Opzione #3.0	Opzione #3.A	Opzione #3.B	Opzione #3.C
Criterio 1: Efficacia	Bassa	Bassa	Alta	Alta
Criterio 2: Concordanza	Media	Media	Alta	Alta
Criterio 2: Semplicità	Media	Bassa	Alta	Media
Criterio 3: Tempestività	Alta	Bassa	Alta	Media
Valutazione complessiva	Media	Medio-bassa	Alta	Medio-alta

La valutazione complessiva ha evidenziato preliminarmente una preferenza per le opzioni #3.B e (a seguire) #3.C. Nel DCO 20/11 si è comunque sottolineato che la preferenza non è strettamente alternativa, con la possibilità di adottare l'opzione #3.C nel corso del periodo regolatorio 2012-2015 ad integrazione dell'opzione #3.B.

In relazione all'eliminazione della regolazione del numero delle disalimentazioni - cioè alla preferenza per le opzioni #3.B o #3.C - l'Autorità ha individuato nel DCO 20/11 i seguenti effetti positivi:

- la possibilità di tenere più adeguatamente conto delle comuni tipologie di connessione (assetto radiale o assetto magliato) comunemente adottate per le diverse tipologie di utenti della rete;
- l'eliminazione di un "incentivo distorto" a connettere gli utenti alle reti di trasmissione con criteri di affidabilità sovra-dimensionati rispetto al passato;
- l'eliminazione dei rischi per Terna associati alla intrinseca volatilità del numero di disalimentazioni (una ogni tre-otto anni, a seconda dell'area territoriale considerata);
- l'eliminazione di possibili disparità di trattamento associate alla diversa proprietà di alcune trasformazioni AT/MT;
- l'eliminazione di un effetto di doppia penalizzazione per Terna derivante dalla sovrapposizione col meccanismo di compartecipazione ai meccanismi di indennizzo individuale agli utenti MT.

D'altro canto, l'Autorità ha anche individuato la conseguenza negativa di ridurre l'effetto di armonizzazione della qualità del servizio su base nazionale, che è correlato all'obiettivo di lungo periodo di 0,18 disalimentazioni/utente per le otto aree territoriali in cui è suddiviso il Paese. Per ovviare a quest'ultima potenziale criticità, l'Autorità ha proposto un approccio individuale alla qualità del servizio di trasmissione, illustrato ed analizzato nel capitolo 7 del DCO 20/11.

4.1.2 Osservazioni ricevute a seguito del quarto documento per la consultazione

Con riferimento alle opzioni considerate, le osservazioni dei soggetti che hanno risposto sul tema hanno condiviso la valutazione preliminare dell'Autorità di scartare le opzioni #3.0 e #3.A. Ma, seppur concordanti, si può ritenere che le preferenze espresse siano riconducibili a cinque differenti soluzioni, come sintetizzato nella seguente Tabella 5.

Tabella 5 – Sintesi delle osservazioni scritte relative all'opzione AIR #3 (tratta dal quinto documento per la consultazione)

Soggetto	Opzione di regolazione preferita	Descrizione sintetica
Terna	Variante di #3.B	<i>Con il calcolo di ENSR lorda (anziché ENSR netta) e altre proposte di modifica (valorizzazione adeguata e asimmetrica, gradualità, controllabilità)</i>
Enel	Variante di #3.C	<i>Con il calcolo di ENS e ENR⁵ riferite agli utenti delle reti di distribuzione sottese a ogni sito utente AT (cabina AT/MT) disalimentato [allegata proposta di calcolo]. Prevedere tempi per l'adozione (almeno 2013)</i>
FederUtility	#3.C	<i>#3.C in relazione alla crescente penetrazione della generazione distribuita sulle reti di distribuzione sottese</i>
Confindustria	#3.B (con sperimentazione di #3.C)	<i>Opzione #3.C stimolante per smart grid, ma ancora intempestiva l'applicazione su tutto il territorio nazionale, comunque introdurre (mediante una sperimentazione) un meccanismo che tenga conto del bilancio bidirezionale negli anni finali del periodo regolatorio + regolazione individuale (complementare)</i>
ANIE	#3.B, evoluzione a #3.C	<i>Evoluzione nel medio periodo verso l'opzione #3.C e regolazione individuale (complementare)</i>

4.1.3 Orientamenti finali nel quinto documento per la consultazione

Alla luce delle osservazioni raccolte nella prima fase di consultazione, l'Autorità ha trovato il punto di sintesi delle opinioni espresse, esprimendo l'orientamento finale di implementare l'opzione #3.B a partire dal 2012 e valutare successivamente un'evoluzione del quadro regolatorio.

L'opzione prevede quindi la conferma della regolazione premi - penalità con l'utilizzo del solo indicatore energia non fornita di riferimento ENSR per il periodo 2012-2015 e la contestuale

⁵ ENS = Energia non fornita. ENR = Energia non ritirata.

rimozione degli indicatori Numero di disalimentazioni per utente RTN (NDU) e Quota di utenti RTN senza disalimentazioni (QSD).

In prospettiva di medio-lungo termine, l'Autorità ha indicato che sia da considerare la futura applicazione di un meccanismo incentivante basato su ENSR lorda (ed eventualmente anche su ENR lorda) riferita agli utenti MT o BT e che tale meccanismo dovrebbe essere basato su una adeguata base dati storica. L'Autorità ha perciò proposto nel periodo 2012-2015 l'obbligo di registrazione di ENS-U (energia non fornita a utenti MT o BT) lorda e netta e di ENR (energia non ritirata da utenti MT o BT) lorda e netta da parte di Terna. Dualmente, è stato proposto l'obbligo di comunicazione di ENS-U e ENR-U da parte delle imprese distributrici a Terna. Tali disposizioni sono funzionali a rendere disponibile una base dati storica per il periodo 2012-2015, così da rendere possibile il futuro utilizzo di questo tipo di indicatori, ragionevolmente a partire dal successivo periodo di regolazione.

4.1.4 Osservazioni ricevute a seguito del quinto documento per la consultazione

Le osservazioni a seguito del quinto documento per la consultazione si sono concentrate sulla prospettiva di medio-lungo termine, più che sugli orientamenti per il periodo di regolazione 2012-2015.

Terna ha preso atto favorevolmente della semplificazione basata sull'unico indicatore ENSR ma non ha invece condiviso la possibile evoluzione tendenziale.

Enel ha proposto di anticipare la scelta di regolare ENS-U e ENR-U già a partire dal 2013, ricordando che già allo stato attuale molti siti AT presentano un prelievo dalla RTN nullo se non addirittura un'immissione di energia.

Confindustria ha confermato la propria risposta sull'opzione AIR #3.C "stimolante per smart grid ma ancora intempestiva" ma al contempo non ha condiviso la proposta di monitoraggio di ENS-U e ENR-U, segnalando peraltro la limitatezza delle precedenti osservazioni al DCO 20/11 vista la non conciliabilità tra alcuni pareri delle varie componenti del GdL.

Anie ha condiviso il monitoraggio di ENS-U e ENR-U.

Le disposizioni adottate dall'Autorità nel provvedimento finale sono illustrate nel paragrafo 5.2.

5) PROVVEDIMENTO FINALE

Questa sezione della relazione AIR descrive dettagliatamente il provvedimento finale, incluse le principali soluzioni adottate, anche per gli aspetti non sottoposti ad AIR. La descrizione di dettaglio fa principalmente riferimento alle proposte avanzate inizialmente dall’Autorità nel DCO 20/11, sintetizzate nella Tabella 6.

Tabella 6 – Sintesi degli obiettivi specifici e delle principali proposte di regolazione non sottoposte ad AIR (tratta dall’Appendice 2 al quarto documento per la consultazione)

Obiettivo specifico (quarto DCO)	Proposte di regolazione formulate inizialmente nel quarto DCO
Promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete (già indicato nel DCO 7/10)	Estensione della regolazione incentivante all’intera rete di trasmissione Eliminazione di distinzioni tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla RTN Aggiornamento dei meccanismi di definizione dei livelli di partenza, dei livelli obiettivo e dei livelli effettivi Dimensionamento degli effetti economici della regolazione incentivante in base all’opzione di regolazione scelta (AIR #3) Aggiornamento dei meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio
Promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete (già indicato nel DCO 7/10)	Applicazione uniforme della valorizzazione dei servizi di mitigazione su tutta la rete
Promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete (già indicato nel DCO 7/10)	Approccio individuale alla qualità per gli utenti AT, includendo aspetti di qualità della tensione Sviluppo del monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione Miglioramento del meccanismo di calcolo dell’energia fornita per i servizi di mitigazione
Mitigare l’effetto degli incidenti rilevanti (già indicato nel DCO 16/07)	Valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti
Aumentare il livello di pubblicità dello stato del servizio di trasmissione e fornire all’Autorità elementi informativi in ausilio alle sue funzioni di controllo dello svolgimento dei servizi (DCO 7/10)	Introduzione di obblighi di pubblicazione e di comunicazione di indicatori di monitoraggio della performance di trasmissione in materia di disponibilità degli elementi costituenti la rete Introduzione di obblighi di comunicazione in materia di riparazione dei guasti

Nei paragrafi successivi si illustrano i contenuti dei titoli e dei singoli articoli dell’Allegato A al provvedimento finale.

5.1) Disposizioni generali (Titolo 1)

5.1.1 Articolo 1 – Definizioni

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di qualità del servizio registrati da Terna, anche sulla base delle comunicazioni degli utenti, in attuazione del Titolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04 e del Codice di rete. Nell'ambito del Codice di rete, oltre al Capitolo 11 "Qualità del servizio di trasmissione", rilevano in particolare l'Allegato A.54 e l'Allegato A.66.

Per questi motivi, l'articolo 1 rinvia alle definizioni utilizzate nella deliberazione n. 250/04 e fa riferimento al Codice di rete e ai suddetti allegati (che peraltro dovranno essere modificati da Terna e sottoposti all'Autorità per approvazione, si veda il successivo paragrafo 5.7). In particolare, sono importanti le definizioni di energia non fornita lorda, energia non fornita netta e energia fornita dall'impresa distributrice per i servizi di mitigazione (ESM), già codificate negli Allegati A.54 e A.66.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione 2012-2015 introduce inoltre l'obbligo di registrazione (da parte di Terna e, pertanto, da parte dalle imprese distributrici che comunicano i dati a Terna) di energia non fornita a utenti MT o BT (ENS-U) e di energia non ritirata da utenti MT o BT (ENR-U). Si ritiene utile descrivere questi nuovi concetti con due esempi di calcolo.

In entrambi i casi considerati, il saldo di potenza prelevata da una cabina primaria (appena prima di una disalimentazione) è 5 MW. Nel primo caso, alla cabina sono sottesi utenti passivi. Nel secondo caso, il flusso di potenza di 5 MW è associato al bilanciamento sulla locale rete MT/BT di 20 MW di consumo e di 15 MW di produzione.

In entrambi i casi, per una disalimentazione di uguale durata, la ENS misurata come saldo del flusso di potenza alla cabina primaria ha lo stesso valore (ad es. 5 MWh per un'interruzione di un'ora). È invece significativamente differente l'effettivo impatto sugli utenti MT e BT: infatti nel primo caso vengono disalimentate utenze passive per un prelievo totale di 5 MW, nel secondo caso vengono disalimentate utenze passive per un prelievo totale di 20 MW. In termini matematici, si può indicare

$$\text{ENS (alla cabina primaria)} = \text{ENS (utenti MT e BT passivi)} - \text{ENR (utenti MT e BT attivi)}$$

Negli esempi illustrati nella Tabella 7 si assume convenzionalmente che l'energia non ritirata (lorda oppure netta) sia uguale all'energia non fornita a utenti MT o BT (lorda oppure netta) meno l'energia non fornita (lorda oppure netta) misurata alla cabina primaria. Tale ipotesi permette di semplificare notevolmente i calcoli, evitando di considerare la localizzazione e gli istanti di riconnessione della generazione distribuita. In termini matematici:

$$\text{ENR-U lorda} = \text{ENS-U lorda} - \text{ENS lorda}$$

$$\text{ENR-U netta} = \text{ENS-U netta} - \text{ENS netta}$$

Tabella 7 – Esempi di calcolo di energia non fornita a utenti MT o BT (ENS-U) e di energia non ritirata da utenti MT o BT (ENR-U)

Caso 1: CP con utenti MT e BT solo passivi 5 MW di potenza prelevata interrotta	Caso 2: CP con utenti attivi e passivi 15 MW di potenza immessa interrotta 20 MW di potenza prelevata interrotta (saldo di potenza prelevata dalla CP: 5 MW)
Disalimentazione di durata 2 ore senza interventi di controalimentazione sulle reti MT (ipotesi semplificativa di carico costante)	
ENS lorda = ENS netta = 10 MWh ENS-U lorda = ENS-U netta = 10 MWh ENR-U lorda = ENR-U netta = 0 MWh	ENS lorda = ENS netta = 10 MWh ENS-U lorda = ENS-U netta = 40 MWh ENR-U lorda = ENR-U netta = 30 MWh
Disalimentazione di 2 ore con interventi di controalimentazione del 30% del carico sulle reti MT (ipotesi semplificativa di carico costante e di produzione e carico uniformemente distribuiti sulla rete MT)	
ENS lorda = 10 MWh ENS netta = 7 MWh ENS-U lorda = 10 MWh ENS-U netta = 7 MWh ENR-U lorda = 0 MWh ENR-U netta = 0 MWh	ENS lorda = 10 MWh ENS netta = 7 MWh ENS-U lorda = 40 MWh ENS-U netta = 28 MWh ENR-U lorda = 30 MWh ENR-U netta = 21 MWh

5.1.2 Articolo 2 – Finalità del provvedimento

La finalità principale del provvedimento è la promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti da parte dell'impresa di trasmissione, evitando l'aggravio delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. Sono inoltre promossi gli interventi delle imprese distributrici, per quanto funzionali alla qualità del servizio di trasmissione.

5.2) Regolazione premi - penalità della qualità del servizio di trasmissione (Titolo 2)

5.2.1 Articolo 3 – Energia non fornita di riferimento

L'articolo 3 definisce l'indicatore Energia non fornita di riferimento adottato per la regolazione premi-penalità, introducendo i sotto-indicatori ENSR-TERNA, ENSR-TELAT e ENSR-ALTRI e le due funzioni di smussamento e saturazione di cui alla tabella 1 dell'Allegato A al provvedimento. L'articolo 3 individua inoltre le cause di esclusione di alcune tipologie di interruzione dal computo degli indicatori.

L'Autorità ha inizialmente proposto l'estensione della regolazione incentivante all'intera rete di trasmissione⁶ e l'eliminazione di disparità tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla RTN.

⁶ La rete di trasmissione è composta da una (vasta) porzione già di proprietà Terna a fine 2008, che può essere indicata con i termini RTN 2008, RTN storica, RTN storica Terna, da una ampia porzione di rete acquisita da Enel a

Le risposte alla consultazione hanno espresso opinioni divergenti sulle prestazioni di affidabilità delle diverse porzioni della RTN⁷. Terna ha osservato che “la rete TELAT è ancora afflitta da problemi strutturali e di gestione passata che non la rendono equiparabile alla RTN 2008 in termini di affidabilità”, “le reti acquisite hanno caratteristiche differenti in termini di affidabilità rispetto alla RTN storica” ed ha indicato un possibile impegno programmatico a colmare il gap di affidabilità in un certo numero di anni. Enel ha indicato che “come già segnalato in occasione della consultazione preliminare alla delibera 99/10, la rete TELAT ha prestazioni identiche al perimetro storico della rete di Terna al medesimo livello di tensione”.

L’Autorità ha perciò proposto nel quinto documento per la consultazione e poi confermato nel provvedimento finale un percorso di gradualità con l’introduzione di tre sotto-indicatori della ENSR che fanno principalmente riferimento alla RTN ‘storica TERNA’, alla RTN TELAT e alle altre reti. Tale orientamento finale è in linea con le disposizioni normative in materia di gestione della rete senza discriminazione di utenti e di condizioni uniformi all’anno 2015, già illustrate al precedente paragrafo 1.1.

Il computo dei sotto-indicatori ENSR-TERNA, ENSR-TELAT e ENSR-ALTRI viene effettuato attribuendovi opportunamente ogni disalimentazione, sulla base delle proprie cause di primo e di secondo livello (si veda la tabella 8 che fornisce il quadro delle cause aggiornato a valle del provvedimento finale). Nel primo sotto-indicatore ENSR-TERNA è compresa la ENSR dovuta all’intervento dei sistemi di difesa, la cui responsabilità è in capo a Terna, senza distinzione delle reti e degli utenti su cui tali sistemi di difesa intervengono.

L’utilizzo dei sotto-indicatori si accompagna a una notevole semplificazione delle modalità di registrazione. Nella regolazione vigente per il periodo 2008-2011 (caratterizzato dalla iniziale dicotomia tra le reti di sub-trasmissione AT di proprietà Terna e le reti di distribuzione AT di proprietà Enel Distribuzione) era infatti prevista la classificazione anche in base alla tipologia di utente (direttamente connesso alla RTN oppure indirettamente connesso).

Nel periodo di regolazione 2012-2015, la classificazione si basa invece esclusivamente sull’elemento di rete (o utente) che origina la disalimentazione, con il significativo vantaggio di semplificare l’impianto regolatorio e l’applicazione della disciplina.

Ad esempio, se l’origine di un evento interruttivo è un guasto sulla “RTN TELAT” e questo evento comporta la disalimentazione di quattro cabine primarie (ad es. una direttamente connessa a RTN storica, due direttamente connesse a RTN TELAT e l’ultima indirettamente connessa), l’energia non fornita per ciascuna delle quattro interruzioni concorre sempre allo stesso sotto-indicatore ENSR-TELAT.

Analogamente, se l’origine del guasto è “RTN storica TERNA”, le ENS si computano nel sotto-indicatore ENSR-TERNA, mentre se l’origine del guasto è rete rilevante non RTN, le ENS si computano nel sotto-indicatore ENSR-ALTRI (qualsiasi siano le cabine primarie interessate).

inizio 2009, che può essere indicata con i termini RTN TELAT, RTN ex ELAT e da una quota residuale di altre reti non facenti parte della rete di trasmissione nazionale (rete rilevante non RTN).

⁷ Per le risposte riguardanti il sotto-indicatore ENSR-ALTRI e le reti di trasmissione non RTN, si veda il successivo paragrafo 5.2.5 relativo all’articolo 7.

Tabella 8 – Elenco delle cause di primo e di secondo livello e attribuzione delle relative disalimentazioni per il computo dei sotto-indicatori ENSR-TERNA, ENSR-TELAT e ENSR-ALTRI (aggiornamento a valle del provvedimento finale della tabella già presentata nel quinto documento per la consultazione)

Causa di primo livello	Causa di secondo livello	ENSR-TERNA	ENSR-TELAT	ENSR-ALTRI
Cause di insufficienza di risorse	PESSE con preavviso	escl.	escl.	escl.
	Reti estere	escl. (*)	escl.	escl.
	Servizi di interrompibilità e riduzione prelievi sicurezza	escl.	escl.	escl.
	Dispacciamento - altri sistemi di difesa	SI	no	no
Cause di forza maggiore	Eventi catastrofici	escl.	escl.	escl.
	Eventi metereologici eccezionali su RTN 2008	SI	no	no
	Eventi metereologici eccezionali su RTN TELAT	no	SI	no
	Eventi metereologici eccezionali su altre reti	no	no	SI
	Sospensione e/o posticipazione operazioni di ripristino per motivi di sicurezza	escl.	escl.	escl.
Cause esterne	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su altro utente direttamente connesso a RTN 2008	SI	no	no
	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su altro utente direttamente connesso a RTN TELAT	no	SI	no
	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su altro utente indirettamente connesso	no	no	SI
	Disalimentazione di sito utente con origine sul sito stesso	escl.	escl.	escl.
	Disalimentazione di sito utente strutturalmente sotteso a sito origine disalimentazione	escl.	escl.	escl.
	Danneggiamenti e contatti accidentali con mezzi meccanici su RTN 2008	SI	no	no
	Danneggiamenti e contatti accidentali con mezzi meccanici su RTN TELAT	no	SI	no
	Danneggiamenti e contatti accidentali con mezzi meccanici su altre reti	no	no	SI
	Terzi (attentati e altri attacchi)	escl.	escl.	escl.
	Terzi (ordini di autorità pubblica)	escl.	escl.	escl.
	Origine su altre reti	no	no	SI
Altre cause	Origine su RTN 2008 (cause meccaniche)	SI	no	no
	Origine su RTN 2008 (cause elettriche)	SI	no	no
	Origine su RTN 2008 (cause ambientali)	SI	no	no
	Origine su RTN 2008 (cause di esercizio)	SI	no	no
	Origine su RTN TELAT (cause meccaniche)	no	SI	no
	Origine su RTN TELAT (cause elettriche)	no	SI	no
	Origine su RTN TELAT (cause ambientali)	no	SI	no
	Origine su RTN TELAT (cause di esercizio)	no	SI	no
Disalim. programmate	Interruzioni per indisponibilità programmata	escl.	escl.	escl.
	Interruzioni per azioni programmate ai fini della sicurezza con preavviso di almeno tre giorni lavorativi	escl.	escl.	escl.

(*) esclusa, con l'eccezione, a partire dal 2014, dell'intervento dei sistemi di difesa a fronte di perturbazioni di frequenza sulla rete europea, se l'intervento non ha interessato prioritariamente le risorse interrompibili

L'indicatore ENSR include anche una parte dell'energia non fornita relativa agli "incidenti rilevanti". Come già previsto nella deliberazione n. 341/07, l'energia non fornita registrata in occasione di incidenti rilevanti contribuisce all'indicatore ENSR attraverso una funzione di limitazione con andamento meno che proporzionale. La funzione di limitazione inizia ad agire

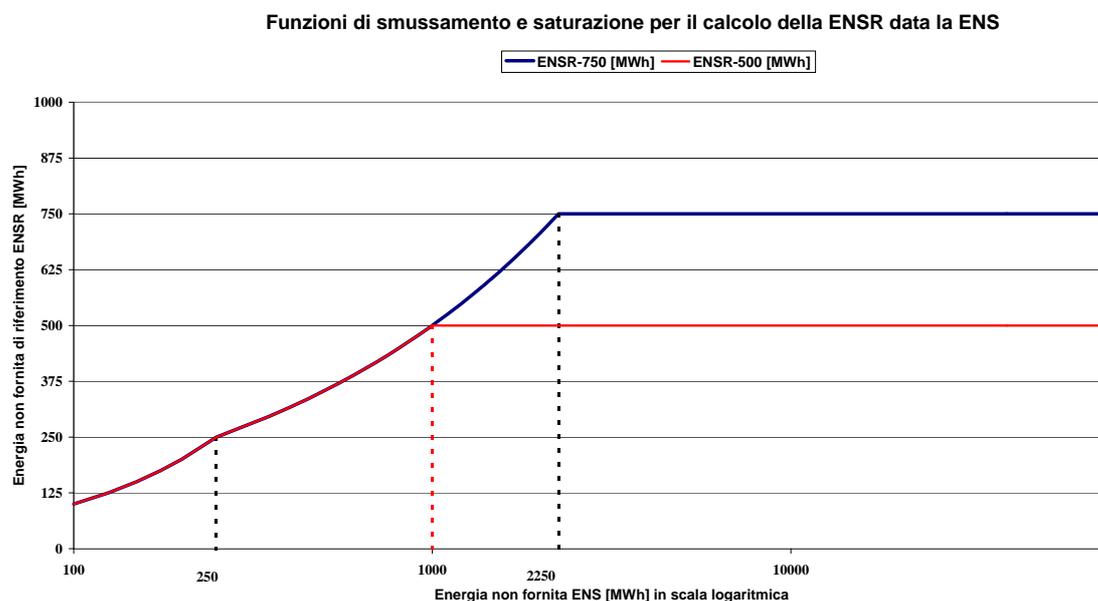
per entità di ENS superiore a 250 MWh; arriva a saturazione a 2.250 MWh, per un corrispondente valore di 750 MWh di ENSR.

Una differente funzione di smussamento (si veda la tabella 1 dell'Allegato A al provvedimento), con saturazione a ENSR = 500 MWh⁸ per tutti i valori di ENS maggiori di 1000 MWh è stata introdotta limitatamente alle seguenti circostanze di intervento dei sistemi di difesa o di eventi meteorologici eccezionali:

- Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni nazionali [comma 3.4 lettera a)];
- Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni originate su reti estere nei casi in cui l'intervento di tali sistemi di difesa non abbia interessato prioritariamente le risorse interrompibili istantaneamente e le risorse di emergenza⁹ [comma 3.4 lettera b)];
- Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni dovute a eventi meteorologici eccezionali aventi origine nella RTN 2008 / nella RTN TELAT / nella rete rilevante non RTN [comma 3.4 lettera d) / comma 3.5 lettera b) comma 3.6 lettera b)].

La Figura 2 presenta le due diverse funzioni di smussamento e saturazione.

Figura 2 – Funzioni di smussamento e saturazione dell'Energia non fornita di riferimento



L'articolo 3 integra e chiarisce ancor più il regime di esclusioni, che erano già definite dalla deliberazione n. 341/07 o in altre disposizioni, al fine di evitare ogni incertezza nella

⁸ La saturazione a 500 MWh è stata proposta da Terna in relazione agli eventi meteorologici eccezionali nella propria risposta al DCO 20/11.

⁹ Questa circostanza è soggetta alle disposizioni transitorie di esclusione di cui al comma 3.11.

applicazione della regolazione. In particolare, sono ulteriormente escluse tre cause che non erano oggetto di rendicontazione specifica negli anni 2008-2011:

- le disalimentazioni gestite in applicazione intenzionale del servizio di interrompibilità o del servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza;
- le circostanze di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
- le disalimentazioni programmate.

In esito alle proposte iniziali dell'Autorità nel DCO 20/11, vengono introdotte nel periodo di regolazione 2012-2015 due nuove circostanze di esclusione: disalimentazioni di un sito utente AT con origine nel medesimo sito utente AT e disalimentazioni di un sito utente AT che sia topologicamente connesso in antenna ad altro sito utente AT origine della disalimentazione.

Anche per questa importante novità, è utile presentare un esempio applicativo: un evento interruttivo determinato da un guasto su utente direttamente connesso alla RTN TELAT determina la disalimentazione di quattro cabine primarie:

- la disalimentazione del sito utente medesimo: l'energia non fornita per questo sito utente è esclusa dal computo di ogni sotto-indicatore;
- la disalimentazione di un utente strutturalmente sotteso al sito origine di disalimentazione: l'energia non fornita per questo sito utente è esclusa dal computo di ogni sotto-indicatore;
- due cabine primarie che hanno topologicamente un'altra magliatura con la rete di trasmissione (in quel momento indisponibile, altrimenti non risulterebbero disalimentate): l'energia non fornita per queste due cabine primarie è computata nel calcolo del sotto-indicatore ENSR-TELAT (perché il sito origine è un utente direttamente connesso alla RTN TELAT).

I commi 3.8 e 3.9 esplicitano infine l'inclusione nel computo degli indicatori di una serie di circostanze in cui le azioni automatiche o manuali di distacco del carico conseguenti a eventi con origine nella rete di trasmissione nazionale o, più in generale, nel sistema elettrico, possono realizzarsi sulle reti MT o sugli impianti MT degli utenti AT coinvolti dalle disalimentazioni.

5.2.2 Articolo 4 – Comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione

Dalle osservazioni formulate nella fase di consultazione (già a seguito del DCO 7/10), era emerso che per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* i dati storici attualmente disponibili non sono pienamente congruenti con il perimetro diversificato tra RTN 'storica TERNA' e RTN TELAT. È inoltre necessaria una riclassificazione sulla base delle esclusioni definite nell'articolo 3. Pertanto, Terna ricostruirà la serie storica dei valori di Energia non fornita di riferimento e dei suoi sotto-indicatori almeno per il periodo 2008-2011, entro il 30 giugno 2012.

Entro il 30 aprile di ogni anno dal 2013 in avanti, Terna comunicherà all'Autorità i dati di qualità del servizio di trasmissione previsti dal Codice di rete e dalla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, secondo le modalità operative definiti dagli Uffici.

5.2.3 Articolo 5 – Comunicazione di ulteriori dati di qualità del servizio di trasmissione

L'articolo 5 definisce le modalità di comunicazione dei valori degli indicatori Energia non fornita a utenti MT o BT (ENS-U) e Energia non ritirata da utenti MT o BT (ENR-U) per gli anni dal 2012 al 2015. Si rimanda in merito ai precedenti paragrafi 4.1.3 e 4.1.4 che discutono l'orientamento di un futuro meccanismo incentivante basato su ENSR lorda riferita agli utenti MT o BT e illustrano le osservazioni dei soggetti interessati.

5.2.4 Articolo 6 – Livelli di partenza e livelli obiettivo

L'articolo 6 definisce i livelli di partenza e i livelli obiettivo necessari alla regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2012-2015, che l'Autorità determina entro il 31 dicembre 2012.

Il livello di partenza per i sotto-indicatori ENSR-TERNA e ENSR-TELAT è pari alla media aritmetica dei valori effettivi dei relativi indicatori disponibili nel periodo 2008-2011.

I livelli obiettivo per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* sono individuati con un miglioramento annuo del 2% rispetto al livello di partenza (per l'anno 2012) ovvero rispetto al livello obiettivo dell'anno precedente (per gli anni dal 2013 al 2015). Nel determinare questi valori, che risultano meno sfidanti di quelli proposti nell'ultima fase di consultazione, l'Autorità ha tenuto conto sia delle motivazioni inizialmente illustrate nel quarto documento per la consultazione, sia delle osservazioni di Terna.

Le cinque ragioni individuate al punto 5.40 del DCO 20/11 sono:

- la riduzione della richiesta elettrica nazionale rispetto ai valori massimi del 2007;
- la previsione di modesta crescita della richiesta elettrica, con una domanda nel 2015 molto vicina ai valori del 2007;
- l'aumento delle immissioni di energia elettrica sulle reti MT e BT che riduce i transiti sulla rete di trasmissione;
- gli effetti positivi degli investimenti già attuati per interventi relativi alla sicurezza e al piano di difesa;
- i potenziali effetti positivi della regolazione dell'interrompibilità a fronte di alcune tipologie di eventi e disalimentazioni.

In risposta ai DCO 20/11 e DCO 39/11, Terna aveva invece proposto di non applicare alcuna percentuale di miglioramento annuo, principalmente per le seguenti ragioni:

- “l'elevato livello raggiunto nelle prestazioni in termini di qualità del servizio”;
- le criticità derivanti dalla penetrazione massiccia di generazione da fonte rinnovabile nelle reti di distribuzione, sia in termini di “una maggior probabilità di disservizi estesi e tempi più lunghi di ripresa del servizio a fronte di transitori di frequenza” e di problemi più stringenti alla regolazione della frequenza e della tensione per la minor generazione regolante connessa alla RTN;

- l'impossibilità di Terna di "gestire la RTN TELAT con gli stessi strumenti di cui dispone sulla RTN storica" "considerata la tipologia di asset acquisiti (solo linee e non cabine primarie)".

5.2.5 Articolo 7 – Premi e penalità per la qualità del servizio di trasmissione

L'articolo 7 stabilisce premi e penalità della regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2012-2015.

Gli effetti economici associati ai sotto-indicatori ENSR-TERNA ed ENSR-TELAT sono definiti nella tabella 2 dell'Allegato A al provvedimento e convergono all'anno 2015 alla valorizzazione di 40.000 Euro/MWh per i premi e per le penalità, adottando un percorso asimmetrico di valorizzazione per l'indicatore ENSR-TELAT con il coefficiente delle penalità gradualmente crescente.

L'Autorità ha proposto (e successivamente confermato) l'innalzamento della valorizzazione rispetto a quanto previsto dalla deliberazione n. 341/07 per più motivi:

- la conclusione della fase sperimentale della regolazione relativa al periodo 2008-2011;
- l'effetto di incorporare gli effetti economici precedentemente associati alla compresenza dell'indicatore NDU;
- l'allineamento della valorizzazione ai risultati dell'indagine condotta dall'Autorità, nel corso del 2003 e del 2004, su oltre 2600 clienti finali per la individuazione dei costi derivanti dalle interruzioni di energia elettrica (si vedano per maggiori dettagli i punti da 5.46 a 5.48 del DCO 20/11 e i riferimenti ivi citati);
- la congruenza con le valorizzazioni dei parametri C utilizzati per la determinazione dei premi e delle penalità della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione.

A seguito della proposta iniziale dell'Autorità nel DCO 20/11, Terna ha condiviso l'adeguamento al rialzo della valorizzazione rispetto a quanto previsto dalla deliberazione n. 341/07 per il solo indicatore Energia non fornita di riferimento. Terna ha però richiesto "un sistema incentivante che riconosca l'intrinseca asimmetria del fenomeno incentivato attraverso una diversa valorizzazione dei MWh sopra e sotto l'obiettivo". Terna ha proposto un fattore pari a 50.000 Euro/MWh per i premi e 25.000 Euro/MWh per le penalità.

Valutando la richiesta di asimmetria (ribadita da Terna nella risposta al DCO 39/11), l'Autorità ha tenuto conto nella decisione finale del fatto che il meccanismo di differenziazione del tetto ai premi e del tetto alle penalità (si veda il successivo paragrafo 5.2.7 relativo all'articolo 9) costituisce già un significativo elemento di asimmetria, favorevole per Terna.

In via transitoria, per il periodo di regolazione 2012-2015 non sono associati effetti economici al sottoindicatore ENSR-ALTRI. Tale previsione accoglie la proposta di Terna di esclusione delle porzioni residuali di rete rilevante non RTN, non valorizzando economicamente le variazioni dei livelli effettivi del sotto-indicatore ENSR-ALTRI, ma prevedendo comunque la registrazione e rendicontazione all'Autorità, utile per future scelte regolatorie, nonché in caso di eventuali acquisizioni di nuove porzioni di rete di trasmissione.

Infine, i premi e le penalità sono determinati con riferimento ai livelli effettivi annuali dei sotto-indicatori (arrotondati all'unità per effetto del comma 3.10) per ciascun anno del periodo 2012-2015. Tali determinazioni sono effettuate dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno successivo a quello oggetto di verifica.

5.2.6 Articolo 8 – Controlli sui dati di qualità forniti da Terna

L'articolo 8 stabilisce l'effettuazione di controlli a campione sui dati di qualità comunicati da Terna. Nel caso in cui in esito ai controlli effettuati dall'Autorità i dati di qualità del servizio di trasmissione non risultino registrati come previsto, i premi potranno essere ridotti, fatto salvo l'avvio di procedimenti sanzionatori per i casi più gravi, nei quali i premi saranno annullati.

Il comma 8.4 prevede che l'Autorità con un successivo provvedimento possa disciplinare modalità di controllo dei dati comunicati da Terna, aggiuntive rispetto ai controlli a campione.

5.2.7 Articolo 9 – Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio

L'articolo 9 stabilisce i meccanismi di franchigia e prevede strumenti per il contenimento del rischio per Terna derivanti dalla regolazione premi-penalità.

Per quanto riguarda la franchigia, l'Autorità nel quarto documento per la consultazione, ha proposto di non utilizzare alcuna franchigia per non vanificare l'effetto di meccanismi premi-penalità o, quantomeno, di ridurre la franchigia per l'indicatore ENSR al 5%. In risposta al DCO 20/11, Terna ha condiviso in linea di principio che bande di franchigie ampie possono vanificare l'effetto di meccanismi di premi e penalità, ma non ha condiviso l'implicita assunzione che la preesistente franchigia +/- 10% per l'indicatore ENSR potesse essere considerata ampia. Terna ha quindi proposto di adottare un meccanismo di franchigia per l'indicatore ENSR del +/- 5%. L'Autorità ha proposto negli orientamenti finali e confermato nel provvedimento finale tale fascia del +/- 5%.

Relativamente all'applicazione della franchigia, qualora la differenza tra il livello effettivo di un sotto-indicatore e il livello obiettivo rientri nella fascia di franchigia 5%, la differenza si considera pari a zero. L'effetto dell'applicazione (o meno) della franchigia rimane cioè analogo a quello vigente nel periodo regolatorio 2008-2011, che è illustrato graficamente nella figura 4 del DCO 7/10.

Per quanto riguarda gli strumenti di contenimento del rischio, l'Autorità ha proposto nel DCO 20/11 l'espressione dei tetti in termini monetari anziché in percentuale dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione. In linea con quanto inizialmente proposto nel DCO 20/11 i meccanismi di tetto precedentemente vigenti (+2% e -1,5% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione) sono stati sostanzialmente confermati, tenendo presente lo scorporo del tetto alle partite economiche per servizi di mitigazione avvenuto per effetto della deliberazione ARG/elt 99/10. I tetti annuali per il periodo di regolazione 2012-2015 sono:

- 30 milioni di Euro come ammontare massimo dei premi annuali;
- 12 milioni di Euro come ammontare massimo della penalità annuali.

Infine, negli orientamenti finali del DCO 39/11, l'Autorità ha proposto - e poi confermato nel provvedimento finale - di non prevedere meccanismi di differimento delle penalità (come invece

previsto per le penalità relative al periodo 2008-2011), vista la maggiore variabilità della performance annuale di affidabilità del servizio di trasmissione rispetto alla performance annuale di continuità del servizio di distribuzione.

5.3) Servizi resi dalle imprese distributrici (Titolo 3)

5.3.1 Articolo 10 – Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità

L'articolo 10 definisce le modalità di valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità (servizi di mitigazione).

I servizi resi dalle imprese distributrici erano già stati oggetto di una fase di consultazione (DCO 7/10) che aveva preceduto la pubblicazione della deliberazione ARG/elt 99/10 in cui l'Autorità aveva chiaramente definito l'obiettivo a tendere di una applicazione uniforme della regolazione (dell'intera regolazione della qualità della trasmissione) su tutta la rete, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione.

L'Autorità nel DCO 20/11 ha perciò individuato come propria proposta principale l'applicazione uniforme della valorizzazione dei servizi di mitigazione su tutta la rete. La valorizzazione proposta (in continuità con le disposizioni prima vigenti) faceva riferimento ad un valore unitario pari a 10.000 euro/MWh durante le prime quattro ore e ad un valore unitario pari a 3.000 euro/MWh per le ore successive alle prime quattro.

In risposta al DCO 20/11, Terna ha ribadito “la sua contrarietà all'applicazione dei servizi di mitigazione in generale e quindi a maggior ragione alla rete di recente acquisizione”. Terna ha rimarcato che “la controalimentazione è una delle prestazioni che la rete di distribuzione è tenuta ad assicurare ai fini dell'esercizio della rete e della continuità del servizio” e che “il meccanismo previsto è fortemente penalizzante per Terna perché è irrealistica l'ipotesi in cui non vi siano disalimentazioni sulla RTN che richiedano l'intervento della rete di distribuzione”. Enel, FederUtility e Anie hanno condiviso la proposta di applicazione uniforme.

L'orientamento finale espresso dall'Autorità nel DCO 39/11 ha perciò confermato per il solo anno 2012 le attuali disposizioni sulla valorizzazione della mitigazione per la RTN TELAT (40% delle altre porzioni di RTN) e ha proposto successivamente una gradualità negli anni 2013-2014-2015 con percentuali progressivamente crescenti: 60% - 80% - 100%. I valori sono riportati nella tabella 3 dell'Allegato A.

Le risposte al DCO 39/11 hanno confermato valutazioni fortemente divergenti da parte dei soggetti interessati:

- Terna ha ribadito la propria contrarietà alla mitigazione già espressa in risposta al DCO 20/11, dovuta a vari motivi, fra i quali una generale non riflettività dei costi del distributore, l'assimilabilità a manovre già eseguite dal distributore come obblighi di servizio, la scarsa controllabilità dei fenomeni e la scarsa verificabilità delle rendicontazioni da parte di Terna;
- Enel ha ribadito che la distinzione tra perimetro di RTN “storica” e porzione di rete TELAT in materia di mitigazione andrebbe rimossa fin dal 2012 e ha sottolineato che la valorizzazione andrebbe aumentata a seguito dell'innalzamento dei coefficienti della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione;

- FederUtility ha osservato che la posizione di Terna che vede un obbligo di servizio di controalimentazione rappresenta una posizione di parte che non appare equilibrata e ha richiesto una ridefinizione della materia mitigazione entro il 30 giugno 2012 da parte dell'Autorità.

A valle della valutazione delle osservazioni in esito al DCO 39/11, la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha proposto ai soggetti interessati due ulteriori ed ultimi orientamenti (opzione A e opzione B) sulla valorizzazione dei servizi di mitigazione, al fine di pervenire ad una soluzione il più possibile condivisa tra le parti:

- l'opzione A applica a tutta la rete il meccanismo di neutralizzazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione per la prima mezz'ora che segue il raggiungimento di una soglia minima di utenti definitivamente rialimentati¹⁰, differenziata per cabine primarie in antenna e cabine primarie in assetto magliato;
- l'opzione B conferma la vigente disciplina (quella disciplinata dalla deliberazione 341/07, come modificata dalla deliberazione ARG/elt 99/10), prevedendo la destinazione del 50% degli ammontari economici relativi ai servizi di mitigazione, prima trasferiti alle imprese distributrici, agli utenti tramite riduzione della componente tariffaria che finanzia la qualità del servizio.

Le risposte a tali ultimi orientamenti possono essere così sintetizzate:

- Terna ha preferito l'opzione A, chiedendone una modifica per aumentare la franchigia temporale a un'ora anziché trenta minuti;
- Enel ha preferito l'opzione A, chiedendone una modifica per eliminare il criterio di definitiva rialimentazione delle percentuali minime di utenti;
- FederUtility ha rifiutato entrambe le opzioni;
- Terna ha inoltre ribadito i commenti già espressi di generale contrarietà ai servizi di mitigazione, confidando in ulteriori miglioramenti e auspicando un riesame nel corso del periodo regolatorio 2012-2015;
- Enel ha inoltre ripetuto i commenti già espressi di incrementare la valorizzazione dei servizi di mitigazione per lo squilibrio rispetto alla regolazione premi - penalità della qualità del servizio di trasmissione; di uniformarne la valorizzazione su tutta la RTN già dal 2012; di prevederne la remunerazione a seguito di interruzioni dovute a cause non di responsabilità Terna, nonché a seguito di incidenti rilevanti;
- FederUtility ha inoltre espresso contrarietà alla nuova disposizione di esclusione (favorevole a Terna) delle interruzioni programmate dai servizi di mitigazione, ha osservato di non comprendere come il meccanismo proposto possa giovare economicamente alle imprese distributrici nel caso di disalimentazioni particolarmente lunghe, ha indicato che Terna può acquisire ulteriore tempo per le azioni di ripresa attraverso il meccanismo di inibizione.

Nel provvedimento finale, l'Autorità ha dato seguito agli ultimi orientamenti in materia di mitigazione, mediante l'adozione dell'opzione A, ritenuta preferibile sia da Enel sia da Terna rispetto all'opzione B, e non ha accolto le osservazioni di FederUtility per i seguenti motivi:

¹⁰ Si veda per ulteriori dettagli la proposta iniziale espressa al punto 7.22 del DCO 20/11.

- le interruzioni programmate erano già escluse dai servizi di mitigazione per effetto delle disposizioni dell'Allegato A.66 al Codice di rete;
- il meccanismo di neutralizzazione adottato permette di applicare la massima valorizzazione ad una maggior quantità di energia fornita per i servizi di mitigazione nei casi in cui le disalimentazioni abbiano durata superiore alle quattro/cinque ore;
- Terna non può acquisire impropriamente ulteriore tempo per le azioni di ripresa del servizio lato RTN attraverso il meccanismo di inibizione, poiché tale inibizione deve essere associata a precise condizioni di emergenza del sistema definite dall'Allegato A.66 al Codice di rete.

Inoltre l'Autorità ha proposto nel DCO 20/11 che la percentuale minima di rialimentazione (90% di utenti MT e BT rialimentati) già applicata sulle connessioni "in antenna" RTN TELAT venisse applicata a tutti i siti di utenti con tipologia di connessione "in antenna". Tale percentuale è stata poi confermata dall'Autorità sia nel DCO 39/11, sia nell'opzione A in sede di ultima consultazione, sia nel provvedimento finale.

Infine, il comma 10.1 conferma la disposizione già vigente di escludere dalla valorizzazione le controalimentazioni nel caso di incidenti rilevanti. Su questo aspetto, l'Autorità ha modificato il proprio orientamento iniziale formulato ai punti 7.24 - 7.27 del DCO 20/11, sulla base delle osservazioni pervenute in risposta al DCO 20/11 stesso. Anie ed Enel hanno indicato potenziali rischi associati al servizio di mitigazione nel caso di (incidenti rilevanti determinati da) cascading events. Enel ha però segnalato il rischio che Terna abbia "convenienza a superare una determinata soglia di ENS e a rientrare quindi nel caso di incidente rilevante". FederUtility valorizzerebbe la mitigazione anche degli incidenti rilevanti, ma ha segnalato oggettive difficoltà nel poter soccorrere la RTN da reti di distribuzione interessate anch'esse da eventi meteorologici eccezionali. Terna ha associato la potenziale dannosità dei servizi di mitigazione a tutti gli incidenti rilevanti e quindi ha espresso contrarietà alla valorizzazione.

5.3.2 Articolo 11 – Meccanismi di contenimento del rischio e regolazione delle partite economiche

L'articolo 11 conferma sostanzialmente le disposizioni già vigenti in materia di tetti e di regolazione delle partite economiche, di cui all'articolo 10bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07.

Gli aggiornamenti dei tetti riguardano l'applicazione di una forma di gradualità per il tetto ai singoli eventi interruttivi¹¹ su rete TELAT (applicando le stesse percentuali annue di cui all'articolo 10: 40% - 60% - 80% - 100% per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015) e l'espressione in termini monetari dei tetti ai versamenti da parte di Terna, indicati nella tabella 4 dell'Allegato A al provvedimento. La componente fissa del tetto ai versamenti da parte di Terna è pari a 3 milioni di Euro. La componente variabile unitaria è pari a 3 (tre) milioni di Euro per ogni potenziale incidente rilevante classificato con causa della interruzione "altre cause".

¹¹ I tetti per singolo evento interruttivo di cui al comma 11.1 si applicano agli ammontari dei servizi di mitigazione e quindi anche alle cifre ricevute dalle imprese distributrici. Il tetto ai versamenti da parte di Terna di cui al comma 11.4 trova invece applicazione solo sulla quota versata da Terna, a valle di relativa disposizione dell'Autorità sul reintegro a Terna dei versamenti eccedenti il tetto.

Come già previsto per il periodo di regolazione 2008-2011, la regolazione delle partite economiche avviene direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i servizi di mitigazione resi.

5.3.3 Articolo 12 – Decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni

L'articolo 12 conferma le preesistenti disposizioni della deliberazione n. 341/07 in materia di decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra richiesti da Terna per contribuire alla risoluzione di disalimentazioni di origine AT.

5.3.4 Articolo 13 – Comunicazioni da parte di Terna e delle imprese distributrici

L'articolo 13 dispone che le imprese distributrici¹² abbiano l'obbligo di inviare a Terna, entro il 30 luglio di ogni anno del periodo 2012-2015, congiuntamente alla comunicazione di cui al paragrafo 2.5.4.1.1 del Codice di rete, eventuali aggiornamenti o integrazioni alle informazioni già comunicate ai sensi del comma 10ter.1 della deliberazione n. 341/07. Per effetto dell'aggiornamento dell'articolo 10 dell'Allegato A al provvedimento, le comunicazioni annuali riguardano:

- la stima del valore della potenza massima che l'impresa distributtrice è in grado di fornire in schema di rete normale come controalimentazione dalla rete MT nelle condizioni di disalimentazione dell'impianto di trasformazione AT/MT¹³ in esame nelle condizioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo) definite al punto 2.5.4.1.1 del Codice di rete;
- l'energia prelevata dall'impianto in esame, ove non di proprietà Terna, nel corso dell'anno precedente;
- l'energia immessa dall'impianto in esame, ove non di proprietà Terna, nel corso dell'anno precedente;

¹² Con almeno un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT. L'elenco comunicato da Terna all'Autorità relativamente al primo semestre 2011 indica 26 imprese distributrici: A.S.SE.M Azienda San Severino Marche Spa, A2A Reti Elettriche Spa, Acea Distribuzione Spa, Acegas-Aps Spa, ACSM Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati Spa, AEM Cremona Spa, AEM Torino Distribuzione Spa, AER Azienda Energetica Reti Spa, AGSM Distribuzione Spa, AIM Vicenza Spa, AIR Azienda Intercomunale Rotaliana Spa, AMAIE Sanremo Spa, ASM Bressanone Spa, ASM Terni Spa, ASSM Azienda Specializzata Settore Multiservizi Spa, ATENA Azienda Territoriale Energia Ambiente Vercelli Spa, Campo Tures, DEVAL Spa, SELNET Srl, ENEL Distribuzione Spa, Gelsia Reti Srl, Hera Spa, Odoardo Zecca Srl, SECAB Società Elettrica Cooperativa Alto But, SET Distribuzione Spa, STET Servizi Territoriali Est Trentino Spa.

¹³ La formulazione "trasformazione AT/MT" qui utilizzata comprende tutti gli impianti di trasformazione tra la rete di trasmissione e la rete di distribuzione MT (esemplificativamente, anche impianti AAT/MT e impianti con trasformazioni a tre avvolgimenti, es. AT/AT/MT).

- il numero di impianti di produzione MT (o AT)¹⁴ connessi in schema di rete normale alla rete MT (o AT) sottesa all'impianto in esame;
- l'energia complessiva prodotta da impianti di produzione MT (o AT) connessi in schema di rete normale alla rete MT (o AT) sottesa all'impianto in esame nel corso dell'anno precedente;
- il numero di utenti MT (o AT) e il numero di utenti BT connessi in schema di rete normale alla rete sottesa all'impianto in esame;
- la presenza di altre imprese distributrici in condizione di poter effettuare servizi di mitigazione per l'impianto in esame.

Infine, il comma 13.3 prevede la comunicazione di Terna all'Autorità, entro il 28 febbraio di ogni anno dal 2012 al 2016, dei dati relativi ai servizi di mitigazione e all'esecuzione degli ordini di manovra.

5.4) Disposizioni per Terna relative alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica (Titolo 4)

5.4.1 Articoli da 14 a 18 – Interruzioni prolungate o estese

Gli articoli da 14 a 18 trasferiscono nella regolazione della qualità della trasmissione le preesistenti disposizioni del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 in materia di interruzioni prolungate o estese, ove relative all'impresa di trasmissione. Tali disposizioni hanno gli effetti principali di porre in capo a Terna gli obblighi di contribuire ai rimborsi previsti per gli utenti MT e BT in misura proporzionale alle disalimentazioni AT attribuibili alla responsabilità di Terna e di contribuire all'alimentazione del Fondo per eventi eccezionali in misura proporzionale all'energia non fornita per disalimentazioni di durata superiore a 2 ore.

Nel presente paragrafo, la breve sintesi dei contenuti del Titolo 4 si focalizza perciò sugli aspetti della regolazione delle interruzioni prolungate o estese, che sono stati oggetto di modifiche rispetto alle disposizioni già vigenti:

- l'Autorità ha previsto che la quota parte di energia non fornita su cui si applica il computo del versamento al Fondo per eventi eccezionali venga calcolata per l'intervallo di tempo compreso tra 2 ore e 8 ore a partire dall'inizio dell'interruzione; il limite di 8 ore è stato inizialmente proposto e poi introdotto per evitare un effetto di doppia penalizzazione per Terna al superamento degli standard di interruzione prolungata (essendo le 8 ore un valore centrale tra i diversi standard di durata delle interruzioni prolungate).
- l'Autorità ha introdotto un tetto al contributo annuo di alimentazione al Fondo per eventi eccezionali da parte di Terna; inoltre, a seguito delle osservazioni di Terna nell'ultima fase di consultazione, al fine di contenere il rischio economico per Terna, sono stati ridotti i tetti applicabili a Terna ai rimborsi per le interruzioni prolungate o estese (rispetto alle previgenti

¹⁴ Nelle rare circostanze in cui un utente AT ed elementi di rete AT sono sottesi a una cabina primaria.

disposizioni, per effetto del comma 18.1 dell'Allegato A) e al contributo annuo di alimentazione al Fondo per eventi eccezionali (rispetto alla proposta nell'ultimo documento per la consultazione, per effetto del comma 18.2 dell'Allegato A).

5.4.2 Articolo 19 – Compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT

L'articolo 19 conferma le preesistenti disposizioni in materia di compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT.

5.5) Regolazione individuale per utenti AT (Titolo 5)

5.5.1 Articolo 20 – Comunicazione individuale a ciascun utente AT

L'articolo 20 stabilisce le tempistiche con cui Terna deve mettere a disposizione di ciascun utente AT l'elenco delle interruzioni che lo hanno interessato.

5.5.2 Articolo 21 – Registrazione delle interruzioni e della qualità della tensione e contratti per la qualità

L'articolo 21 trasferisce nella regolazione della qualità della trasmissione le preesistenti disposizioni del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 in materia di registrazione individuale della qualità del servizio e di contratti per la qualità per utenti AT.

5.5.3 Articolo 22 – Obblighi per Terna

L'articolo 22 stabilisce alcuni obblighi per Terna in materia di regolazione individuale. Facendo seguito all'interesse di più soggetti (Anie, Confindustria, Edison, oltre a Terna) sulle proposte in materia di regolazione individuale per gli utenti AT inizialmente espresse nel DCO 20/11, l'Autorità ha proposto nel quinto documento per la consultazione e poi confermato nel provvedimento finale che Terna predisponga e invii all'Autorità entro il 30 settembre 2012 una proposta che includa almeno i seguenti temi:

- valutazione riguardo gli utenti AT sensibili a interruzioni e disturbi di qualità della tensione;
- piano di azioni riguardanti gli utenti AT sensibili;
- definizione di modalità di pubblicazione sintetica dei dati individuali relativi alle interruzioni lunghe e brevi;
- evoluzione del sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di alta tensione;
- individuazione di possibili leve perché Terna possa indurre gli utenti AT a comportamenti adeguati quali ad esempio la manutenzione dei propri impianti.

5.5.4 Articoli 23 e 24 – Successivi provvedimenti

Gli articoli 23 e 24 rimandano a successivi interventi dell’Autorità in materia di:

- obblighi in capo a Terna per l’indagine e la valutazione della sensibilità degli utenti AT a interruzioni e disturbi di qualità della tensione;
- obblighi di pubblicazione da parte di Terna di dati individuali relativi alle interruzioni;

5.6) Disponibilità degli elementi costituenti la RTN (Titolo 6)

Il Titolo 6 dell’Allegato A rimanda a successivo provvedimento¹⁵ dell’Autorità la definizione di modalità per la registrazione dei dati di disponibilità, valutata su base annua, degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale.

5.7) Modifiche e abrogazioni di altri provvedimenti dell’Autorità

5.7.1 Abrogazione dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07

Il provvedimento finale ha disposto che l’Allegato A alla deliberazione n. 341/07, come successivamente modificato e integrato, sia applicato per la definizione delle partite economiche relative alla regolazione premi - penalità, ai servizi di mitigazione e alla compartecipazione dell’anno 2011 e venga abrogato definitivamente dal 1° gennaio 2013.

5.7.2 Modifiche all’Allegato A alla deliberazione n. 250/04

Il provvedimento finale ha modificato alcune disposizioni dell’Allegato A alla deliberazione n. 250/04 per:

- aggiornare le definizioni di buco di tensione e di interruzione (alla luce dei recenti sviluppi degli standard europei in materia e del parallelo aggiornamento delle definizioni nella Parte I del TIQE);
- eliminare distinzioni di trattamento tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla RTN;
- applicare le disposizioni relative all’energia non fornita a utenti interrompibili, per analogia, anche alle risorse rese disponibili dagli utenti che partecipano al servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza.

¹⁵ Al comma 25.1 la parola “procedimento” è da intendersi “provvedimento”.

5.8) Azioni a seguire

5.8.1 Aggiornamento dell'Allegato A.54 al Codice di rete

Il provvedimento finale pone in capo a Terna l'aggiornamento dell'Allegato A.54 al Codice di rete. A seguito del provvedimento, si rendono infatti necessarie una serie di modifiche, fra cui:

- l'aggiornamento del titolo "Classificazione e registrazione delle disalimentazioni e delle interruzioni transitorie degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN";
- l'inserimento delle definizioni di disalimentazione programmata, evento interruttivo e l'aggregazione di interruzioni nel 'singolo evento interruttivo', nell'incidente rilevante, nel potenziale incidente rilevante, esplicitando quanto già previsto dal punto 11.9.1 del Codice di rete e l'applicabilità dell'aggregazione anche per incidenti rilevanti oltre che per potenziali incidenti rilevanti;
- la revisione della descrizione del secondo grafico a pagina 22 dell'Allegato A.54 (rev. 5), indicando che l'utente 1 è direttamente connesso alla RTN;
- l'aggiornamento delle previsioni relative ai servizi di interrompibilità (incluso il servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza) e alle disalimentazioni programmate che devono essere sempre registrate come interruzioni, anche se escluse dal computo dell'energia non fornita di riferimento;
- l'inserimento della nuova causa di primo livello "Disalimentazioni programmate", l'inserimento delle nuove cause di secondo livello "Servizi di interrompibilità e riduzione prelievi per sicurezza", "Sospensione e/o posticipazione operazioni di ripristino per motivi di sicurezza", "Disalimentazione di sito utente con origine sul sito stesso", "Disalimentazione di sito utente strutturalmente sotteso a sito origine disalimentazione" e l'aggiornamento delle altre cause di secondo livello (si veda in proposito anche il paragrafo 5.2.1 della presente relazione AIR);
- le modalità di registrazione di ENS-U (energia non fornita a utenti MT o BT) lorda e netta e di ENR-U (energia non ritirata da utenti MT o BT) lorda e netta da parte di Terna a seguito di disalimentazioni di siti utente AT di imprese distributrici;
- l'aggiornamento del formato della scheda di dichiarazione delle interruzioni da parte delle imprese distributrici direttamente o indirettamente connesse alla RTN e/o altre soluzioni procedurali per la comunicazione di ENS-U lorda e netta e ENR-U lorda e netta da parte delle imprese distributrici a Terna, che deve avvenire a partire dai dati di qualità dell'anno 2012;
- l'eliminazione dal formato della scheda registrazione disalimentazioni dei campi colonna pertinenti ai casi di sospensione e/o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza (perché ora trattati con una specifica causa di secondo livello);
- l'aggiornamento dei contenuti del paragrafo "Indici di qualità del servizio soggetti al meccanismo di incentivazione" e della tabella di sintesi "classificazione delle interruzioni".

5.8.2 Aggiornamento dell'Allegato A.66 al Codice di rete

Il provvedimento finale pone in capo a Terna l'aggiornamento dell'Allegato A.66 al Codice di rete. A seguito del provvedimento, si rendono infatti necessarie una serie di modifiche, fra cui:

- l'aggiornamento della definizione di 'mitigazione' congruentemente con la formulazione del comma 10.1;
- l'inserimento di controalimentazione da reti MT o inserzione di gruppi di generazione mobili fra le condizioni per l'applicazione dei servizi di mitigazione (paragrafo 1.6), di conseguenza l'esclusione di manovre su singolo impianto (es. chiusura congiuntore sbarra) e di interventi tramite batterie e accumuli;
- l'aggiornamento del paragrafo "valorizzazione dei servizi di mitigazione", a seguito delle disposizioni dei commi 10.5 e 10.6;
- l'utilizzo con significati differenti dei termini "orario di inizio dei servizi di mitigazione" e "orario della prima manovra di controalimentazione" (coincidenti prima del provvedimento), a seguito delle disposizioni dei commi 10.5 e 10.6;
- l'aggiornamento della scheda registrazione servizi di mitigazione (paragrafo 1.8.4), per registrare l'istante in cui il 45% degli utenti MT e BT siano stati definitivamente¹⁶ rialimentati dalle imprese distributrici, in analogia con il campo colonna già presente, relativo all'istante in cui il 90% degli utenti MT e BT siano stati definitivamente rialimentati, e per registrare l'orario della prima manovra di controalimentazione anziché l'orario di inizio dei servizi di mitigazione;
- l'aggiornamento della "rendicontazione dei servizi di mitigazione", ai sensi del comma 13.3.

5.8.3 Altre azioni a seguire

Come già descritto in dettaglio nei precedenti paragrafi del capitolo 5, il provvedimento finale ha confermato la prospettata adozione di successivi provvedimenti specifici in merito a:

- disciplina dei controlli sui dati comunicati da Terna;
- obblighi in capo a Terna per l'indagine e la valutazione della sensibilità degli utenti AT a interruzioni e disturbi di qualità della tensione;
- obblighi di pubblicazione da parte di Terna di dati individuali relativi alle interruzioni;
- modalità per la registrazione dei dati di disponibilità, valutata su base annua, degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale.

¹⁶ Si osserva - per maggiore chiarezza - che la definizione della Parte I del TIQE "rialimentazione definitiva: condizione nella quale, a seguito di una interruzione, viene ripristinata la tensione normale di esercizio per un tempo superiore ad un'ora" non è applicabile ai fini della regolazione della qualità del servizio di trasmissione (ai sensi dell'articolo 1 del provvedimento finale). Il termine 'definitivamente' fa riferimento alla fine dei servizi di mitigazione, che coincide con l'orario di fine disalimentazione (tf).

Infine, il provvedimento finale ha previsto che gli aspetti della regolazione della qualità del servizio di trasmissione correlati a incidenti di rete con variazione di frequenza significativa e alla crescente penetrazione di impianti da fonte rinnovabile non programmabile possano essere integrati da specifiche disposizioni nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11.

Appendice 1: Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015

Attività	Periodo	Stato
Raccolte dati preliminari sulla continuità del servizio per singolo cliente alimentato in media tensione	settembre 2009 e maggio 2010	✓
Richiesta di informazioni preliminare alla principale impresa di distribuzione	luglio 2010	✓
Avvio del procedimento (deliberazione ARG/elt 149/10)	27 settembre 2010	✓
Workshop su "Regulation of Voltage Quality for the Italian network" organizzato con il Politecnico di Milano	29 settembre 2010	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione sull'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT alle interruzioni brevi e sugli approfondimenti sui contratti per la qualità (DCO 40/10)	15 novembre 2010	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su nuove iniziative in materia di interruzioni brevi e qualità della tensione (DCO 42/10)	30 novembre 2010	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 40/10	14 gennaio 2011	✓
Incontri tematici con i soggetti interessati sulle opzioni di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione e distribuzione e di regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione.	gennaio-marzo 2011	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 42/10	4 febbraio 2011	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su opzioni di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione e di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura. (DCO 15/11))	28 aprile 2011	✓
Raccolta dati sulla continuità del servizio per singolo cliente alimentato in media tensione	maggio-giugno 2011	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su prime opzioni/proposte in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione per il periodo 2012-2015 (DCO 20/11)	20 maggio 2011	✓
Seminario pubblico di presentazione del terzo documento per la consultazione	maggio-giugno 2011	(*)
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte ai DCO 15/11 e 20/11	16/30 giugno 2011 e 7 luglio 2011	✓
Incontro tematico con le imprese distributrici	2 settembre 2011	✓
Realizzazione dell'indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti	luglio-settembre 2011	✓
Pubblicazione del quinto documento per la consultazione in materia di proposte finali per la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. (DCO 39/11)	6 ottobre 2011	✓
Ulteriori incontri tematici con venditori, Terna e associazioni dei consumatori	ottobre-novembre 2011	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 39/11	10 novembre 2011	✓
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il periodo 2012-15 (delibera ARG/elt 198/11)	29 dicembre 2011	✓
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione (delibera ARG/elt 197/11)	29 dicembre 2011	✓
Pubblicazione delle relazioni AIR relative alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (delibere ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11)	marzo 2012	✓
Prosecuzione della consultazione su ulteriori aspetti della regolazione della qualità dei servizi elettrici e adozione di ulteriori provvedimenti	dal 2012	

(*) Sostituito da incontri tematici di approfondimento.