

**DCO 20/11**

**OPZIONI E PROPOSTE PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ  
DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA  
NEL PERIODO DI REGOLAZIONE 2012-2015**

*Quarto documento per la consultazione*

*nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10*

**26 maggio 2011**

## **Premessa**

*L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10), il 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: procedimento sulla qualità dei servizi elettrici). Tale procedimento è sottoposto all'Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: AIR) relativamente agli aspetti più rilevanti.*

*Il presente documento si inquadra in tale procedimento, costituendone il quarto documento per la consultazione e discute:*

- *il consolidamento e l'applicazione all'intera rete della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione;*
- *l'applicazione uniforme della disciplina dei servizi di mitigazione su tutta la rete;*
- *ulteriori proposte dell'Autorità per la qualità del servizio di trasmissione e per aspetti che interessano sia la qualità della trasmissione sia la qualità della distribuzione.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il **7 luglio 2011**. Non saranno tenuti in considerazione contributi ricevuti dopo tale data.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

**È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo, messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità:**

**<http://www.autorita.energia.it>**

In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazioni e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:

Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Consumatori e Qualità del Servizio  
piazza Cavour 5 - 20121 Milano  
tel. 02-65565.313/263  
fax: 02-65565.230  
e-mail: [consumatori@autorita.energia.it](mailto:consumatori@autorita.energia.it)

## INDICE

1	Introduzione e inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione _____	3
2	Executive summary _____	4
3	Il contesto normativo di riferimento _____	5
4	Motivazioni e obiettivi dell'intervento dell'Autorità _____	10
5	Regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione _____	15
6	Applicazione uniforme della valorizzazione dei servizi di mitigazione su tutta la rete ____	32
7	Altre proposte per la regolazione della qualità della trasmissione _____	36
8	Aspetti che interessano sia la qualità della trasmissione sia la qualità della distribuzione	45
	Appendice 1: Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015 _____	50
	Appendice 2: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione del presente documento _____	51

## **1 Introduzione e inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione (di seguito anche indicato come presente documento o DCO) si inquadra nel procedimento sulla qualità dei servizi elettrici per il periodo 2012-15 (di seguito anche indicato come quarto o nuovo periodo di regolazione), avviato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 149/10, nella quale sono stati indicati gli obiettivi generali del procedimento.
- 1.2 Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è sottoposto ad AIR per gli aspetti di maggiore rilevanza. In tale ambito l'Autorità ha 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).
- 1.3 Si rimanda al DCO 40/10 per l'inquadramento generale del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici ai fini dell'AIR, l'individuazione degli ambiti d'intervento, le modalità di presentazione e processazione degli obiettivi specifici e delle opzioni/proposte di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.4 Come già indicato nei precedenti documenti per la consultazione, vengono sviluppati nel presente documento il contesto normativo di riferimento, le motivazioni generali, gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le ulteriori proposte riguardanti gli argomenti trattati nel presente DCO.
- 1.5 L'attenzione dell'AIR nel presente documento si concentra sull'opzione #3 riguardante la scelta e la definizione degli indicatori per la regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione, che costituisce l'aspetto più rilevante. Vengono poi presentate altre proposte dell'Autorità relative alla regolazione premi-penalità, ai servizi di mitigazione e più in generale a possibili integrazioni e modifiche della regolazione della qualità del servizio di trasmissione.
- 1.6 Il presente documento è così strutturato:
  - a) il capitolo 3 riassume il contesto normativo di riferimento;
  - b) il capitolo 4 tratta le motivazioni economiche, tecniche e sociali alla base degli interventi proposti dall'Autorità, declinando gli obiettivi specifici in materia di qualità della trasmissione;
  - c) il capitolo 5 si concentra sul miglioramento della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione, nella prospettiva di una sua stabilizzazione ed applicazione sistematica all'intera rete;
  - d) il capitolo 6 illustra le proposte dell'Autorità per l'applicazione uniforme della disciplina dei servizi di mitigazione;
  - e) il capitolo 7 illustra altre proposte dell'Autorità in materia di qualità del servizio di trasmissione;
  - f) il capitolo 8 tratta aspetti che interessano sia la qualità della trasmissione sia la qualità della distribuzione;
  - g) l'Appendice 1 aggiorna il piano AIR;
  - h) l'Appendice 2 sintetizza gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le proposte del presente documento.

## 2 Executive summary

- 2.1 L’Autorità ha introdotto la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 principalmente con la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 (di seguito: deliberazione n. 341/07), i cui due principali elementi della regolazione, oggetto di analisi, discussione e proposte nel presente documento per la consultazione, sono:
- a) la regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione<sup>1</sup>;
  - b) la valorizzazione dei servizi delle imprese distributrici per la continuità<sup>2</sup>.
- 2.2 La regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha valenza sperimentale. L’Autorità ha espressamente indicato nella deliberazione n. 341/07 la necessità di stabilire nuove regole per i successivi periodi sulla base delle evidenze emerse nell’attuazione.
- 2.3 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 (si veda più avanti la Tabella 3). Il numero di “incidenti rilevanti”<sup>3</sup> si è limitato a un episodio all’anno. Non si riduce però nella stessa misura l’energia non fornita in corrispondenza di “disalimentazioni ordinarie”. La motivazione principale delle proposte è quindi il consolidamento e il miglioramento della regolazione, con l’obiettivo di contenere i costi associati alle disalimentazioni sia per gli utenti delle reti connessi ai livelli di altissima e alta tensione, sia per gli utenti delle reti di distribuzione in media e bassa tensione che sono alimentate dalla rete di trasmissione.
- 2.4 In particolare, si sottopone ad analisi di impatto della regolazione la proposta di modifica degli indicatori utilizzati per la regolazione premi-penalità. L’Autorità esprime una preferenza preliminare per l’opzione di regolazione #3.B di utilizzo del solo indicatore ENSR (energia non fornita di riferimento), che potrebbe eventualmente evolvere verso l’opzione #3.C (che prevede compresenza di altri elementi oltre alla ENSR, per tener conto delle “reti attive” in media tensione).
- 2.5 Le altre principali proposte riguardano l’estensione della regolazione premi-penalità all’intera rete di trasmissione e l’eliminazione di distinzioni tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, per evidenti motivi di omogeneità e non discriminatorietà delle regole a valle della pressoché completa unificazione della proprietà della rete. È inoltre rilevante il dimensionamento degli effetti economici della regolazione premi-penalità, ed in particolare la proposta di aumentare il parametro di costo dell’energia non fornita, essendo ormai conclusa la fase sperimentale della regolazione.

---

<sup>1</sup> Il meccanismo è anche chiamato ‘regolazione incentivante della continuità’ (o dell’affidabilità) e non coinvolge gli aspetti di qualità della tensione.

<sup>2</sup> Chiamati anche “servizi di mitigazione” e principalmente effettuati con manovre sulla rete in media tensione per la controalimentazione di utenti e porzioni di rete di distribuzione a seguito di interruzioni originate sulla rete di trasmissione.

<sup>3</sup> Incidenti di maggior impatto, definiti per mezzo di un valore soglia di energia non fornita.

- 2.6 L'Autorità ritiene imprescindibile che:
- a) i provvedimenti e gli strumenti di regolazione inerenti il servizio di trasmissione siano adottati in un quadro coerente;
  - b) 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.
- 2.7 La disciplina della valorizzazione dei servizi di mitigazione da parte delle imprese distributrici è stata recentemente definita dall'Autorità con la deliberazione 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/10). Volgendo ormai a conclusione il periodo transitorio, previsto dal 1° luglio 2010 fino al 31 dicembre 2011, l'Autorità conferma, anche per i servizi di mitigazione, la proposta già espressa di applicazione uniforme dei servizi di mitigazione su tutta la rete a partire dal 1° gennaio 2012, a ugual beneficio di tutti gli utenti.
- 2.8 Per lo stesso principio di applicazione uniforme, l'Autorità propone che le disposizioni attualmente vigenti per un sottoinsieme delle cabine primarie “in antenna”<sup>4</sup> vengano estese a partire dal 1° gennaio 2012 a tutte le cabine primarie in questa stessa condizione topologica.
- 2.9 L'Autorità intende inoltre raccogliere le opinioni dei soggetti interessati su altre proposte di stabilizzazione della disciplina di mitigazione nel corso del 2011 e 2012. Modifiche potranno essere introdotte successivamente, anche sulla base di una maggiore esperienza quantitativa di applicazione del meccanismo regolatorio.
- 2.10 Il presente documento per la consultazione completa la trattazione di questi due principali elementi della regolazione della qualità, con ulteriori proposte dell'Autorità in materia di:
- a) approccio individuale alla qualità per gli utenti in alta tensione, con possibile inclusione di aspetti relativi alla qualità della tensione;
  - b) possibili sviluppi per il monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione;
  - c) introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete;
  - d) classificazione delle cause di interruzione di secondo livello per la trasmissione e per la distribuzione.

### **3 Il contesto normativo di riferimento**

#### *Normativa generale nazionale e comunitaria*

- 3.1 Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/1999) attribuisce le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN). Il comma 6 del

---

<sup>4</sup> Cabine primarie che trasferiscono l'energia elettrica dalla rete di trasmissione in altissima e alta tensione alle reti di distribuzione in media tensione (o viceversa) con una sola via di alimentazione in altissima e alta tensione e quindi normalmente caratterizzate da maggiori rischi di disalimentazione “lato alta tensione”, ma anche da una maggiore capacità di controalimentazione “lato media tensione”.

decreto 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.

- 3.2 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 RTN. Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004) ha poi previsto che, al fine di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della RTN, l'Autorità valutasse e, se del caso, disponesse l'adozione di meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della RTN.
- 3.3 Il decreto 25 giugno 1999 del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha effettuato la prima determinazione dell'ambito della RTN. Successivamente, l'ambito della RTN è stato oggetto del decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 dicembre 2002, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 febbraio 2009, recante ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (a seguito dell'acquisizione della rete precedentemente di proprietà di Enel), dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 16 novembre 2009, 26 aprile 2010, 22 dicembre 2010 (aggiornamento dell'acquisizione da Enel, acquisizione da Reti Trasmissione Energia Elettrica AEM S.r.l., reti di Set Distribuzione e Dolomiti Energia). Inoltre, dal 2005 al 2008 Terna ha acquisito circa 5.000 km di asset da Acea, Edison, AEM Milano e AEM Torino<sup>5</sup>.
- 3.4 A livello comunitario, le previsioni più rilevanti delle direttive 2005/89/CE e 2009/72/CE sono:
- a) “gli Stati membri o le autorità competenti garantiscono che i gestori dei sistemi di trasmissione [...] stabiliscano e realizzino obiettivi di prestazione per quanto riguarda la qualità degli approvvigionamenti e la sicurezza della rete.” (art. 4, comma 2, della direttiva 2005/89/CE);
  - b) “ciascun gestore del sistema di trasmissione è tenuto a [...] contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento mediante un'adeguata capacità di trasmissione e affidabilità del sistema” (art. 12 della direttiva 2009/72/CE);
  - c) “i gestori dei sistemi di trasmissione trasmettono annualmente all'autorità di regolamentazione, previa consultazione di tutti i pertinenti soggetti interessati, un piano decennale di sviluppo della rete basato sulle domanda e sull'offerta esistenti e previste. Il piano di sviluppo della rete contiene misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento. [...] L'autorità di regolamentazione valuta se il piano decennale di sviluppo della rete contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti [...]” (art. 22 della direttiva 2009/72/CE).
- 3.5 Inoltre, nell'ambito del “terzo pacchetto”, si applica da marzo 2011 il regolamento (CE) n. 714/2009 che prevede che l'associazione europea dei TSO (ENTSO-E) elabori codici di rete sulla base di richieste formulate dalla Commissione Europea.

---

<sup>5</sup> L'ormai pressoché completata unificazione della rete di trasmissione in capo a Terna è un elemento fondamentale per poter sviluppare le proposte di uniformità della regolazione per tutti gli utenti che verranno descritte nel seguito del presente DCO.

In particolare, è previsto che i codici di rete europei riguardino anche norme in materia di sicurezza e di affidabilità della rete, comprese le norme in materia di capacità di trasmissione tecnica di riserva per la sicurezza operativa della rete e procedure operative in caso di emergenza. I codici di rete fanno seguito a orientamenti quadro non vincolanti (le “framework guideline”) preparate da ACER, l’Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Europei. Il regolamento 714/2009 prevede che ACER fornisca ad ENTSO-E un parere motivato sui codici di rete e, a valle di eventuali modifiche, possa raccomandarne l’adozione da parte della Commissione Europea.

- 3.6 In tale contesto, l’Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Europei (ACER) ha previsto di sottoporre a consultazione pubblica la “Framework Guideline on operational security” e di pubblicare successivamente la versione finalizzata di queste linee guida<sup>6</sup>. I principali obiettivi delle linee guida in materia di esercizio del sistema elettrico pan-europeo (di cui è prevista la pubblicazione nell’estate 2011) sono in linea con gli obiettivi delineati nel presente DCO dall’Autorità. In particolare, tali obiettivi includono<sup>7</sup>:
- a) il mantenimento o miglioramento della sicurezza del sistema elettrico;
  - b) la riduzione del numero degli incidenti;
  - c) la prevenzione dei “major incidents”;
  - d) la limitazione delle conseguenze dei “major incidents”, quando accadono.
- 3.7 Ci si può attendere che ENTSO-E dia seguito alle linee guida<sup>8</sup> con un insieme di codici di rete riguardanti l’esercizio e la sicurezza del sistema. Così come attualmente il “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” (di seguito: Codice di rete) italiano è in linea con l’Operation Handbook sviluppato in precedenza da UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), in futuro potrebbe esserci una armonizzazione del Codice di rete italiano con i codici di rete europei.

#### *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione*

- 3.8 L’Autorità ha organizzato e strutturato con la deliberazione 30 dicembre 2004 n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04) le direttive previste dall’articolo 3, comma 6 del decreto legislativo n. 79/1999 ed ulteriori disposizioni in vista dell’adozione del codice di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.
- 3.9 Le direttive distinguono il servizio di connessione, il servizio di trasmissione, il servizio di dispacciamento, il servizio di misura ed il servizio di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento. Per quanto riguarda il servizio di trasmissione, rilevano in particolare:

---

<sup>6</sup> ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, “2011 Work Programme of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators”, 21 settembre 2010. Disponibile sul sito internet di ACER al link: [http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER\\_HOME/The\\_Agency/Work\\_programme/ACER%20Work%20Programme%202011.pdf](http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/The_Agency/Work_programme/ACER%20Work%20Programme%202011.pdf)

<sup>7</sup> Si veda la presentazione di T. Kapetanovic, “Framework Guidelines on Electricity System Operation” al 20° Electricity Regulatory Florence Forum, 24 Maggio 2011. Disponibile sul sito internet della Commissione Europea, link: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/forum\\_electricity\\_florence\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_electricity_florence_en.htm)

<sup>8</sup> Il regolamento 714 prevede che ciò sia fatto entro il termine di dodici mesi.

- 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<sup>9</sup> 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) gli elementi del piano di difesa del sistema elettrico (articolo 38);
- l) le disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione (con gli articoli 21, 31, 33 e 34), che sono state richiamate ai punti 3.6 - 3.13 del DCO 42/10;
- m) la possibilità per gli utenti della rete di stipulare contratti per la qualità con il gestore della RTN (articolo 36).

3.10 L'Autorità, con la deliberazione 29 aprile 2005, n. 79/05, e con successive deliberazioni, ha verificato positivamente il Codice di rete predisposto da Terna. Elementi relativi agli allegati A.54 e A.66 al Codice di rete saranno richiamati nel seguito del presente DCO, ove opportuno.

3.11 L'Autorità ha definito la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011, con i seguenti strumenti:

- a) regolazione premi-penalità della qualità<sup>10</sup> del servizio di trasmissione (articoli 3-9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07<sup>11</sup>);

---

<sup>9</sup> In base alle definizioni della deliberazione n. 250/04, "disalimentazione" è una interruzione breve o lunga, cioè una interruzione della fornitura di durata superiore ad un secondo.

<sup>10</sup> Il meccanismo è anche chiamato 'regolazione premi-penalità della continuità del servizio' (o dell'affidabilità). Non c'è differenza nell'utilizzo dei termini, che escludono i fenomeni di qualità della tensione e comprendono aspetti legati alla sicurezza e adeguatezza del sistema. Nel resto del presente DCO, si utilizza di norma il termine 'qualità'. La regolazione premi-penalità è anche indicata come regolazione incentivante.

<sup>11</sup> Le disposizioni della deliberazione n. 341/07 sono descritte principalmente nel capitolo 4 del presente DCO, riguardante miglioramento della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione.

- 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 n. 341/07<sup>12</sup>);
- c) penalità per interruzioni eccedenti lo standard di durata di 2 ore, previste dall'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (di seguito: TIQE)<sup>13</sup>;
- d) compartecipazione alle penalità previste dalla regolazione individuale del numero annuo di interruzioni per utenti delle reti di distribuzione in media tensione (Titolo 5 della parte I del TIQE, in particolare il comma 34.9);
- e) compartecipazione ai rimborsi ai clienti finali alimentati in media e bassa tensione (di seguito: MT e BT) per interruzioni di durata prolungata (Titolo 7 della parte I del TIQE, in particolare il comma 46.2).

3.12 I diversi meccanismi di regolazione sono sintetizzati nella Tabella 1.

**Tabella 1 - Quadro di sintesi della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione**

<b>Meccanismo regolatorio</b>	<b>Applicabilità su “RTN storica”</b>	<b>Applicabilità su “RTN Telat”</b>
Regolazione premi-penalità (articoli da 3 a 9 Allegato A 341/07)	gen 2008 - dic 2011	non applicabile <sup>14</sup>
Servizi di mitigazione (art. 10 Allegato A 341/07)	lug 2010 - dic 2011	lug 2010 - dic 2011 (in misura ridotta al 40%)
Versamento al Fondo eventi eccezionali (art. 50 Allegato A 333/07)	gen 2008 - dic 2011	apr 2009 - dic 2011
Compartecipazione penalità ad utenti MT (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 34.9 Allegato A 333/07)	gen 2008 - dic 2011	apr 2009 - dic 2011
Compartecipazione rimborsi “prolungate” (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 46.2 Allegato A 333/07)	lug 2009 - dic 2011	lug 2009 - dic 2011

3.13 Infine, la possibilità di stipulare contratti per la qualità prevista dalla deliberazione n. 250/04 costituisce un potenziale strumento incentivante per Terna.

*Altri principali strumenti di regolazione del servizio di trasmissione e del servizio di dispacciamento*

3.14 Oltre alla disciplina delle direttive e della “verifica positiva” del Codice di rete, altri strumenti di regolazione, qui sinteticamente richiamati, interagiscono con la regolazione della qualità del servizio di trasmissione. In particolare “*il tema della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti travalica i confini della*

<sup>12</sup> Come modificato ed integrato dalla deliberazione 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10. Le disposizioni di tale deliberazione sono descritte nel capitolo 5 del presente DCO, riguardante i servizi di mitigazione.

<sup>13</sup> Le disposizioni del TIQE funzionali alla discussione degli argomenti del presente DCO sono richiamate nel seguito del documento, ove più opportuno.

<sup>14</sup> In via transitoria fino al 31 dicembre 2011.

*regolazione della qualità del servizio di trasmissione, avendo forti correlazioni anche con il servizio di dispacciamento e soprattutto con gli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”<sup>15</sup>.*

- 3.15 In particolare l’Autorità ha definito, con la deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07, la “Determinazione della remunerazione dell’attività di dispacciamento dell’energia elettrica e definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nella medesima attività”<sup>16</sup>. I meccanismi di premi e penalità per Terna, correlate ai quantitativi delle risorse approvvigionate nel mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: MSD), inizialmente definiti per l’anno 2008, sono stati poi completati ed estesi prima all’anno 2009 e poi, con la deliberazione 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09, al triennio 2010-2012.
- 3.16 L’Autorità ha definito l’attuale disciplina dell’interrompibilità con le “disposizioni in merito alle procedure per l’approvvigionamento a termine da parte di Terna delle risorse interrompibili per il triennio 2011-2013 ai sensi dell’articolo 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99” (deliberazione 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10), che hanno aggiornato il percorso decennale di regolazione, già significativamente rivisto con la deliberazione 15 dicembre 2006, n. 289/06.
- 3.17 L’Autorità ha definito, con la deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2008-2011. L’articolo 19 riguarda la remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione e i criteri di maggiorazione. In particolare, gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all’articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 ricevono una maggiorazione del 2% per 12 anni<sup>17</sup>. Le disposizioni per il prossimo periodo regolatorio sono attese in esito al procedimento di regolazione tariffaria avviato con la deliberazione 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11.
- 3.18 Infine, in relazione alla qualità dei profili di tensione nei siti degli utenti della rete di trasmissione, l’Autorità ha avviato, con il punto 2.1 della deliberazione 22 aprile 2009, ARG/elt 48/09, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolamentazione tecnico-economica dei transiti di energia reattiva sulle reti elettriche di trasmissione e distribuzione, ora confluito nel procedimento di regolazione tariffaria. In tale ambito, l’Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 21 aprile 2011, DCO 13/11.

#### **4 Motivazioni e obiettivi dell’intervento dell’Autorità**

##### *Precedenti proposte dell’Autorità in materia di qualità della trasmissione*

- 4.1 La formazione del provvedimento di qualità della trasmissione per il terzo periodo regolatorio 2008-2011 è stata preceduta da due ampi processi di consultazione, con

---

<sup>15</sup> Citato dal punto 6.4 del DCO 16/07.

<sup>16</sup> Premi e penalità per le attività di previsione del fabbisogno, di previsione della produzione da fonte eolica, e - per effetto della deliberazione 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08 - per l’attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento.

<sup>17</sup> La maggiorazione è stata inoltre confermata per gli investimenti di sviluppo della RTN realizzati nel secondo periodo di regolazione.

risultati significativi e tuttora utili per la formulazione degli orientamenti per il periodo 2012-2015:

- a) le consultazioni del 2005, 2006, 2007 in materia di interruzioni prolungate che hanno portato alla deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito: deliberazione n. 172/07);
- b) le “consultazioni di terzo periodo”: documento per la consultazione 4 aprile 2007, atto n. 16/07 (di seguito: DCO 16/07), documento per la consultazione 2 agosto 2007, atto n. 36/07 (di seguito: DCO 36/07) e documento per la consultazione 6 dicembre 2007, atto n. 53/07 (di seguito: DCO 53/07).

4.2 Si rimanda per brevità ai relativi documenti, alla sintesi delle osservazioni al DCO 16/07, alla relazione tecnica della deliberazione n. 172/07 e alla relazione AIR della deliberazione n. 341/07. Ove opportuno, elementi emersi da tali processi di consultazione saranno richiamati durante la trattazione dei diversi argomenti. Nel seguito sarà anche richiamata la consultazione avviata con il documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 7/10 (di seguito: DCO 7/10).

#### *Motivazioni della regolazione della qualità del servizio di trasmissione*

4.3 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.

4.4 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.

4.5 L'Autorità ha evidenziato nella relazione AIR della deliberazione n. 341/07 e nella relazione annuale 2008 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”*.

4.6 I dati disponibili in termini di effetto economico dei vari meccanismi di regolazione sono tuttora limitati. Gli effetti economici della regolazione premi-penalità saranno determinati per la prima volta dall'Autorità entro il 31 ottobre 2011 mediante il confronto tra i livelli obiettivo basati sui valori storici degli indicatori nel periodo 2001-2007 ed i livelli effettivi sulla base del triennio 2008-2010. La Tabella 2 riporta comunque un quadro di sintesi degli effetti economici dei vigenti meccanismi di regolazione per Terna.

**Tabella 2 - Effetti economici per Terna della regolazione incentivante della qualità della trasmissione**

<b>Meccanismo regolatorio</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Regolazione premi-penalità (articoli da 3 a 9 Allegato A 341/07)	Non applicabile	Non applicabile
Servizi di mitigazione (art. 10 Allegato A 341/07)	Non applicabile	Non applicabile
Versamento al Fondo eventi eccezionali (art. 50 Allegato A 333/07)	-143 k€	-3.869 k€
Compartecipazione penalità ad utenti MT (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 34.9 Allegato A 333/07)	-4 k€	-337 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)

- 4.7 Alcuni effetti economici per l’anno 2010 sono in parte già prevedibili, seppur con incertezze. In particolare è possibile stimare l’impatto della regolazione premi-penalità relativa dell’indicatore di energia non fornita di riferimento ENSR (di seguito: ENSR)<sup>18</sup>. Terna ha indicato nel rapporto annuale 2009 sulla qualità del servizio di trasmissione valori dell’ENSR pari a 1166 MWh nel 2008 e 800 MWh nel 2009. Si può quindi quantificare il livello effettivo alla media di questi valori, 983 MWh (assumendo, in altre parole, che il valore di ENSR 2010 sia uguale alla media dei due anni precedenti) e confrontare questo valore con il livello obiettivo 2010, definito a 1397 MWh dalla deliberazione 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 169/08).
- 4.8 Con queste ipotesi, si otterrebbe un premio per Terna (prima dell’eventuale maggiorazione per effetto dell’indicatore quota di utenti RTN senza disalimentazioni, indicato di seguito con l’acronimo QSD) di  $(1397-983) [MWh] * 15000 [Euro/MWh]$ , corrispondente a 6,2 milioni di Euro. La successiva maggiorazione per effetto dell’indicatore QSD può variare dallo 0% al 30% (massimo teorico in caso di nessuna disalimentazione a nessun utente).
- 4.9 Per quanto riguarda i servizi di mitigazione, che trovano effettiva applicazione a partire dal 1° luglio 2010, seppur con meccanismi transitori di gradualità, Terna ha comunicato all’Autorità un esborso economico previsto in circa 1,2 milioni di Euro per il secondo semestre 2010. La regolazione delle partite economiche per l’anno 2010 è prevista entro il 30 giugno 2011.
- 4.10 Per quanto riguarda il versamento al Fondo per eventi eccezionali, il dato preliminare di circa 2,2 milioni di Euro comunicato da Terna per il 2010 - ancora soggetto a verifiche da parte dell’Autorità - è in linea con la media del 2008 e 2009.
- 4.11 Ulteriori motivazioni degli interventi proposti sono:
- a) i positivi risultati di miglioramento della qualità negli anni 2008-2010;

<sup>18</sup> Poiché il livello effettivo della ENSR è definito come media triennale (e quindi l’incertezza si limita a un terzo del valore). In questo DCO, così come nelle deliberazioni n. 250/04 e n. 341/07, si usa il termine “energia non fornita” (indicato con l’acronimo inglese ENS Energy Not Supplied). Una italianizzazione dell’acronimo può portare ad utilizzare il termine alternativo “energia non servita”, che è peraltro equivalente.

- b) l'opportunità di dare ulteriore seguito al procedimento avviato con la deliberazione 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 32/10), nell'ambito del quale l'Autorità ha definito la disciplina della mitigazione con la deliberazione ARG/elt 99/10;
- c) 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 DCO 7/10.

4.12 Spostando l'attenzione dai risultati economici ai risultati in termini di qualità effettiva per gli utenti, 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<sup>19</sup> ha registrato un significativo calo rispetto agli anni 2006-2007 (Tabella 3). Il numero di incidenti rilevanti si è limitato a un episodio all'anno.

**Tabella 3 - Energia non fornita totale, numero di incidenti rilevanti e energia non fornita per i soli incidenti rilevanti negli anni 2006-2010. Fonte: comunicazioni di Terna all'Autorità. (\*) Il dato preliminare 2010 è ancora soggetto a verifiche da parte dell'Autorità.**

Anno	Energia non fornita complessiva [MWh/anno]	Numero incidenti rilevanti	Energia non fornita soli incidenti rilevanti [MWh/anno]
2006	3477	2	2548
2007	8465	11	7468
2008	2430	1	560
2009	2372	1	370
2010	2076 (*)	1	292

Nota: con l'attuale regola più restrittiva di definizione degli incidenti rilevanti, il sottotale 2007 sarebbe 6900 MWh

4.13 A fronte della buona riduzione degli incidenti rilevanti, non si riduce però l'energia non fornita in corrispondenza di "disalimentazioni ordinarie". Considerando che "la reputazione di Terna per la qualità è legata fundamentalmente agli incidenti rilevanti"<sup>20</sup> e che questo "incentivo di reputazione" è almeno complementare alla regolazione incentivante per migliorare/mantenere la qualità del servizio, sembra opportuno aumentare l'efficacia dell'attuale meccanismo di regolazione per quanto riguarda le disalimentazioni ordinarie. Queste considerazioni sono alla base delle proposte sviluppate nel capitolo 5 del presente DCO per consolidare e aumentare l'efficacia della regolazione premi-penalità.

4.14 Riguardo il secondo aspetto indicato al punto 4.11, l'Autorità, con il punto 2. della deliberazione ARG/elt 32/10 ha avviato un procedimento per la definizione delle modalità di gestione delle partite relative ai servizi di mitigazione e della disciplina del tetto massimo per gli ammontari relativi ai servizi di mitigazione. Tale procedimento confluisce ora nel procedimento sulla qualità dei servizi elettrici.

<sup>19</sup> I valori di ENSR discussi in precedenza rappresentano una quota parte dell'energia non fornita totale, per effetto dell'applicazione transitoria della regolazione alla sola 'RTN storica', delle cause di esclusione e del meccanismo di smussamento della ENS per incidenti rilevanti che verranno descritti nel capitolo 4 del presente DCO.

<sup>20</sup> Citato dal punto 5.3 del DCO 16/07.

- 4.15 Riguardo il terzo aspetto indicato al punto 4.11, la Tabella 4, riporta l'energia non fornita per le diverse configurazioni di rete codificate secondo l'Allegato A.54 al Codice di rete:
- S0: configurazione di rete magliata;
  - S1: configurazione di rete strutturalmente radiale (incluse "T");
  - S2: alimentazione radiale per indisponibilità di altri collegamenti;
  - S3: alimentazione radiale per ragioni contingenti di esercizio;
  - S4: rete isolata.

**Tabella 4 - Energia non fornita totale e disaggregazione per configurazione di rete al momento dell'interruzione, anni 2006-2009. Fonte: comunicazioni di Terna all'Autorità**

Anno	Conf. S0	Conf. S1	Conf. S2	Conf. S3	Conf. S4	ENF totale [MWh/anno]
2006	990	2289	136	62	0	3477
2007	6078	1122	1226	39	0	8465
2008	371	1521	350	187	1	2430
2009	461	1245	479	187	0	2372

- 4.16 I dati evidenziano che una quota non trascurabile dell'energia non fornita negli anni 2006-2009 è originata in condizioni di rete temporaneamente radiale per utenti in assetto topologicamente magliato. Negli anni 2008-2009 si sono verificate interruzioni in condizioni "S2" per circa 830 MWh dei 4800 MWh totali (17%). Tale percentuale potrebbe ridursi ottimizzando la gestione delle indisponibilità.

*Obiettivi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione*

- 4.17 L'Autorità conferma alcuni obiettivi generali già individuati nella fase di definizione della regolazione<sup>21</sup> (qui citati dal DCO 16/07):
- 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.
- 4.18 L'Autorità conferma inoltre gli obiettivi illustrati nel DCO 7/10, che ha 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;

<sup>21</sup> Alla luce dell'estensione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, gli altri due obiettivi perseguiti nella fase di definizione della regolazione per il periodo 2008-2011 (allineamento della regolazione della qualità del servizio tra trasmissione e distribuzione in alta tensione D-AT; semplificazione della registrazione delle disalimentazioni su RTN e reti D-AT) non sono più significativi.

- d) 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.
- 4.19 Sulla base delle considerazioni espresse in questo capitolo, l'Autorità intende focalizzare il presente DCO 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.

## **5 Regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione**

- 5.1 In questo capitolo vengono discusse opzioni di modifica della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione. L'Autorità ritiene che la proposta di intervento sulla scelta degli indicatori per la regolazione premi-penalità sia la più rilevante nel contesto della qualità del servizio di trasmissione e debba perciò essere analizzata in termini di AIR.
- 5.2 La regolazione incentivante prevede un meccanismo di premi e penalità per Terna in funzione della performance di continuità e fa riferimento a tre indicatori di continuità del servizio di trasmissione:
- a) energia non fornita di riferimento ENSR, determinata mediante somma dell'energia non fornita in tutti gli eventi che hanno interessato la RTN e con l'applicazione di una funzione di smussamento e saturazione per trattare gli incidenti rilevanti;
  - b) numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN (di seguito: NDU), valutato per tutti i tipi di utenti e per ciascuna Area Operativa di Terna;
  - c) quota di utenti RTN senza disalimentazioni QSD, valutato sia per l'intera rete, sia per ciascuna Area Operativa di Terna.
- 5.3 La prima valutazione riguarda l'opportunità di confermare (con eventuali modifiche) o eliminare la regolazione premi-penalità. Al riguardo, l'Autorità ritiene che i risultati finora disponibili in relazione al periodo 2008-2010 siano positivi e che possa essere particolarmente importante in futuro stimolare adeguati interventi operativi e di sviluppo della rete a valle dell'acquisizione pressoché completata della rete in alta tensione<sup>22</sup>. Non viene pertanto presa in considerazione l'ipotesi di eliminare la regolazione premi-penalità. Le opzioni di regolazione presentate e discusse confermano l'approccio già adottato per il terzo periodo di regolazione, con ipotesi per la semplificazione e per la maggior efficacia della futura regolazione.

---

<sup>22</sup> La tabella 7 presentata in Appendice al DCO 7/10 ha evidenziato che, per il periodo 2006-2008, una quota largamente preponderante delle interruzioni occorse sulla rete di trasmissione erano state originate sulle reti AT.

5.4 Per la valutazione preliminare AIR, sono considerate le seguenti opzioni riportate anche nella Tabella 5:

- a) **opzione AIR #3.0 (opzione nulla):** mantenere l'attuale impianto di regolazione con l'utilizzo dei tre indicatori ENSR, NDU, QSD;
- b) **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;
- c) **opzione AIR #3.B:** semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR<sup>23</sup>;
- d) **opzione AIR #3.C:** semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR, con l'introduzione con opportuni meccanismi al fine di tutelare gli utenti MT e BT che potrebbero essere discriminati dalle modalità di calcolo dell'energia non fornita.

**Tabella 5 - Opzioni AIR relative alla definizione di indicatori per la regolazione premi-penalità**

Obiettivo specifico (quarto DCO)	Opzione di regolazione
Confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie	Opzione #3.0 ( <i>opzione nulla</i> ): mantenere l'attuale impianto di regolazione con l'utilizzo dei tre indicatori ENSR, NDU, QSD
	Opzione #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
	Opzione #3.B: semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR
	Opzione #3.C: semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR, con opportuni meccanismi al fine di tutelare gli utenti MT e BT che potrebbero essere discriminati dalle modalità di calcolo dell'energia non fornita

5.5 Per inquadrare l'opzione #3.A, si premette che gli indicatori di numero delle interruzioni adottati per la continuità del servizio di distribuzione sono ponderati in base al numero di clienti finali BT disalimentati (articolo 15 del TIQE), mentre il DCO 36/07 indicava che "è condivisibile l'esigenza di utilizzare l'indicatore ENS per la trasmissione [...] per evitare che la performance dell'operatore di trasmissione sia valutata attraverso indicatori che fanno riferimento alla base di utenza, la cui evoluzione non è oggetto delle competenze di Terna". Però, con l'utilizzo dell'indicatore NDU, a fronte di una disalimentazione/utente (della rete di trasmissione) potrebbero risultare disalimentati, ad esempio, nessun cliente finale<sup>24</sup>, un cliente finale AT o 30.000 clienti finali MT e BT. Si prevede perciò nell'opzione #3.A una modalità di ponderazione che tenga conto del differente numero di utenti disalimentati per effetto della disalimentazioni di un sito utente.

<sup>23</sup> Senza modificare il comma 32.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04, che prevede il numero medio di disalimentazioni per utente fra gli indici di qualità del servizio calcolati dal gestore della RTN.

<sup>24</sup> Sito di utente produttore oppure, più in generale, condizioni di Energia non Ritirata e mantenimento dell'isola MT.

- 5.6 Per inquadrare l'opzione #3.C, si osserva che sta crescendo costantemente la produzione di energia elettrica da impianti connessi a valle delle cabine primarie (di seguito: CP), siano essi in alta tensione<sup>25</sup>, in media tensione o in bassa tensione. La presenza di questa produzione comporta che il flusso di energia prelevata alla CP può ridursi in misura significativa. Questa riduzione di transito, per effetto delle modalità di calcolo dell'ENS definite dall'Allegato A.54 al Codice di rete, riduce l'ENSR in caso di eventuale disalimentazione.
- 5.7 Per l'effetto sopra descritto, le esigenze di affidabilità degli utenti sottesi a CP "virtuose" risulterebbero meno tutelate da un meccanismo di regolazione premi-penalità come da opzione #3.B, basato solo su ENSR. Nei casi in cui la generazione presente sulla rete MT non rimanga in esercizio in condizioni di isola di carico locale, l'energia effettivamente non fornita alle utenze finali potrebbe risultare significativamente superiore a quanto calcolato con le attuali modalità di registrazione.
- 5.8 Per esempio, una CP con soli utenti passivi e 5 MW di potenza (prelevata) interrotta sarebbe tutelata dall'opzione di regolazione #3.B tanto quanto una CP con utenti attivi e passivi e con 15 MW di potenza immessa interrotta e 20 MW di potenza prelevata interrotta (saldo di potenza prelevata dalla CP sempre pari a 5 MW), a parità di durata della disalimentazione. Al contrario, la seconda circostanza meriterebbe ancor più tutela perché il bilanciamento locale tra generazione e carico in una prospettiva di reti attive o 'smart' migliora significativamente le performance del sistema (riduzione delle perdite, miglioramento dei profili di tensione, aumento dei margini di sicurezza, minor impegno della capacità di trasporto e riduzione delle necessità di sviluppo della rete) rispetto alla prima circostanza.
- 5.9 Possibili meccanismi per tener conto di questo fenomeno sarebbero:
- a) la definizione di una potenza/energia non fornita su base convenzionale per le CP che superano una soglia di ore annue di funzionamento in inversione del flusso di potenza al punto di connessione AT;
  - b) la definizione di una potenza/energia non fornita su base convenzionale per le CP che superano una soglia di produzione sottesa AT e MT rispetto al consumo effettivo delle utenze sottese;
  - c) l'introduzione di un indicatore dedicato per un numero di CP individuate sulla base di uno dei criteri suddetti.
- 5.10 Con riferimento al criterio di efficacia (cioè la capacità dell'opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati), le opzioni #3.0 e #3.A appaiono meno efficaci delle opzioni #3.B e #3.C che, concentrando gli sforzi su un unico indicatore, potrebbero fornire segnali più diretti a Terna per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie.
- 5.11 Con riferimento al criterio di concordanza (cioè la minimizzazione dei trade-off presenti tra diversi obiettivi), le opzioni #3.B e #3.C appaiono più valide delle opzioni #3.0 e #3.A perché garantiscono un'attenzione equilibrata tra disalimentazioni ordinarie e incidenti rilevanti, grazie alla funzione di smussamento e saturazione della ENSR. Nelle opzioni #3.0 e #3.A (a parità di siti utente disalimentati) la presenza degli indicatori NDU e QSD darebbe maggior peso alle

---

<sup>25</sup> Può essere il caso di una trasformazione a tre avvolgimenti 132 kV (RTN) / 60 kV (generazione) / 15 kV (distribuzione MT).

disalimentazioni ordinarie di natura localizzata su un solo sito utente (frequenti, ognuna di peso 1) rispetto agli incidenti rilevanti con natura localizzata su un solo sito utente e lunga durata (rari, ognuno di peso 1). Quest'ultimo effetto potrebbe ridurre l'attenzione a prevenire gli incidenti rilevanti, contraddicendo uno degli obiettivi di regolazione individuati già nel 2007.

- 5.12 Con riferimento al criterio di 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 a ciascuna opzione), le opzioni #3.0 e #3.B sono le più semplici perché non comportano l'introduzione di nessun nuovo elemento. Fra di esse, l'opzione #3.B appare decisamente più semplice dell'opzione #3.0, in relazione alle attività di elaborazione da parte di Terna e di controllo da parte dell'Autorità, dovendosi analizzare un solo parametro anziché diciotto (un indicatore ENSR nazionale, otto indicatori NDU territoriali, nove indicatori QSD nazionale e territoriali). L'opzione #3.A appare inoltre particolarmente complessa perché richiederebbe un'interazione periodica tra Terna e le imprese distributrici per l'aggiornamento della base di utenza. Nell'opzione #3.C tale interazione potrebbe essere meno complessa e limitarsi alla selezione delle CP con elevata presenza di generazione distribuita in fase di definizione del meccanismo regolatorio.
- 5.13 Con riferimento al criterio di tempestività (cioè la distribuzione temporale degli effetti dell'opzione e, dunque, della sua efficacia), le opzioni #3.0 e #3.B sono le più immediate perché non comportano l'introduzione di nessun nuovo elemento. A seguire, sulla base di quanto detto al punto precedente, l'opzione #3.C è meno complessa e quindi più tempestivamente attuabile rispetto all'opzione #3.A.
- 5.14 La valutazione sulla base del criterio di efficienza (rapporto atteso tra risultati e risorse impiegate) non sembra significativamente differente tra le opzioni e quindi non è elencata nella tabella di valutazione.
- 5.15 Nel DCO 16/07 la valutazione delle opzioni AIR per la regolazione premi-penalità aveva incluso anche il criterio di economicità complessiva (minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per gli esercenti). In fase di consolidamento della regolazione (con possibile taratura degli effetti economici sulla base dell'opzione preferita), si ritiene però che tale criterio sia sostanzialmente ininfluenza. Pertanto, anche tale criterio non è considerato nella tabella di valutazione.
- 5.16 La valutazione complessiva (riportata nella Tabella 6) evidenzia preliminarmente una preferenza per le opzioni #3.B (e a seguire #3.C). Va comunque sottolineato che la preferenza non è strettamente alternativa: l'opzione #3.C potrebbe essere adottata nel corso del periodo regolatorio ad integrazione dell'opzione #3.B.
- 5.17 Tale scelta potrebbe essere ragionevole in relazione alla crescente presenza di generazione distribuita sulle reti di distribuzione sottese alle cabine primarie. In caso di adozione dell'opzione #3.C nel corso del periodo regolatorio, a seconda delle modalità di implementazione che verranno scelte, potrebbe essere necessario riconsiderare la definizione dei livelli obiettivo.

**Tabella 6 - Valutazione AIR delle opzioni relative all'ipotesi di regolazione #3**

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

5.18 L'eliminazione degli indicatori relativi al numero delle disalimentazioni (preferenza per le opzioni #3.B o #3.C) è suggerita anche dalle differenti tipologie di connessione che riguardano gli utenti consumatori e gli utenti produttori: la Tabella 7 indica che la modalità di connessione in assetto magliato riguarda oltre il 60% degli utenti consumatori, mentre è molto meno frequente per gli utenti produttori<sup>26</sup>. A titolo di esempio, le 1013 cabine primarie di Enel Distribuzione divenute direttamente connesse alla RTN per l'effetto dell'acquisizione della rete Telat sono nell'80% dei casi connesse in assetto di rete magliato. È anche da osservare che la connessione in assetto radiale interessa molto più frequentemente gli utenti consumatori finali alimentati in AT rispetto agli impianti di distribuzione primaria AT<sup>27</sup>.

**Tabella 7 - Tipologie di connessione per gli utenti connessi alla rete di trasmissione al 31 dicembre 2010 - Elaborazione degli uffici dell'Autorità di dati comunicati da Terna**

<b>Tipologia di connessione</b>	<b>Utenti consumatori</b>	<b>Utenti produttori</b>	<b>Totale</b>
Assetto magliato	1942	220	2162
Assetto radiale 'R'	960	675	1635
Assetto radiale in derivazione rigida a 'T'	325	86	411
<b>Totale utenti</b>	<b>3227</b>	<b>981</b>	<b>4208</b>

5.19 L'eliminazione della regolazione del numero delle disalimentazioni (preferenza per le opzioni #3.B o #3.C) avrebbe i seguenti effetti positivi:

- a) eliminazione di un "incentivo distorto" a connettere gli utenti alle reti di trasmissione con criteri di affidabilità sovra-dimensionati rispetto al passato e

<sup>26</sup> Va comunque osservato che fra gli utenti produttori connessi in assetto di rete radiale sono compresi più di 200 gruppi di generazione connessi alle reti 380 kV e 220 kV. In molti di questi casi, la modalità "radiale" si riferisce alla connessione a una stazione di smistamento che è connessa alla rete in assetto magliato, con lunghezze dei tratti di linea in "antenna dalla centrale alla stazione" che variano da poche centinaia di metri a poco più di 10 km.

<sup>27</sup> Tali differenti tipologie di connessione tra cabine primarie, utenti consumatori finali AT, utenti produttori AT sono congruenti con le soluzioni di connessione consigliate a pagina 20 dell'Allegato A.2 al Codice di rete "Guida agli schemi di connessione".

- (eventuale) conseguente riduzione dei costi per il singolo utente e per la collettività<sup>28</sup>;
- b) eliminazione dei rischi per Terna associati alla intrinseca volatilità del numero di disalimentazioni (mediamente ne avviene una ogni tre-otto anni, a seconda dell'area territoriale).
  - c) eliminazione di possibili disparità di trattamento associate alla proprietà delle trasformazioni AT/MT: comunemente, nel caso di cabina primaria dell'impresa distributrice con due trasformatori AT/MT di distribuzione, si conteggia un sito utente; mentre nel caso di stazione RTN che incorpora due trasformatori AT/MT di distribuzione, si conteggiano due siti utente, in corrispondenza di ciascun trasformatore.
- 5.20 L'eliminazione della regolazione del numero delle disalimentazioni (preferenza per le opzioni #3.B o #3.C) eliminerebbe una forma di doppia tutela per gli utenti finali MT e BT connessi a valle delle cabine primarie (in prima approssimazione, circa 2300 siti). L'Autorità ha infatti imposto a Terna, con l'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07, gli obblighi di pagamento e compartecipazione ai meccanismi di indennizzo individuale agli utenti MT, a fronte della quota parte di interruzioni di responsabilità di Terna. Tale meccanismo decorre dal 2008. Un meccanismo di tutela è quindi già presente nel meccanismo di regolazione individuale della continuità della distribuzione (direttamente per gli utenti MT e indirettamente per gli utenti BT). Tale meccanismo prevede la compartecipazione da parte di Terna in caso di interruzioni lunghe e, in prospettiva, brevi.
- 5.21 D'altro canto, si deve osservare che l'eliminazione della regolazione del numero delle disalimentazioni (preferenza per le opzioni #3.B o #3.C) ridurrebbe l'effetto di armonizzazione della qualità del servizio su base nazionale 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 tale potenziale criticità, si rimanda alle prospettive per un approccio individuale alla qualità analizzate nel capitolo 7 del presente DCO.
- 5.22 In conclusione, l'Autorità esprime una preferenza preliminare per l'opzione di regolazione #3.B. Alla fine del presente capitolo sono presentate alcune valutazioni sul possibile impatto economico per Terna, nel caso di scelta di questa opzione.

#### *Altre proposte per la regolazione premi-penalità*

- 5.23 Vengono analizzate altre proposte relative alla regolazione premi-penalità, fra cui le più rilevanti sono sintetizzate nella Tabella 8.

---

<sup>28</sup> Nel caso di connessione di fonti di produzioni rinnovabili con parziale socializzazione dei costi.

**Tabella 8 - Altre proposte per la regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione**

Obiettivo specifico (quarto DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione complessiva
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	N/A

*Ambito di applicazione della regolazione premi-penalità*

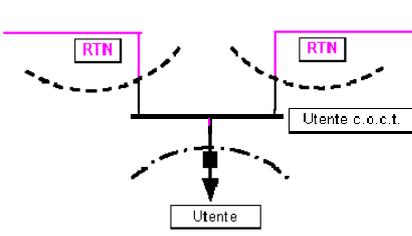
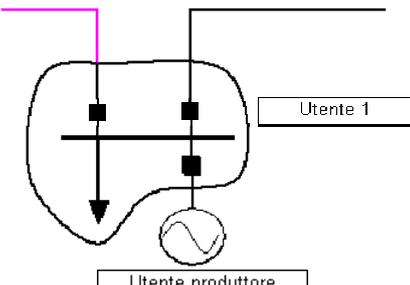
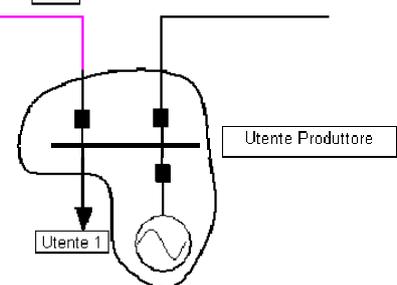
- 5.24 Il comma 3.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 prevede che *“in via temporanea e limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011”*, l'indicatore Energia non fornita di riferimento è valutato escludendo l'effetto su utenti non direttamente connessi alla RTN a seguito di disalimentazioni aventi origine diversa dalla RTN<sup>29</sup>.
- 5.25 Nel computo degli indicatori NDU e QSD si computano solo le disalimentazioni aventi origine nella RTN con effetto su utenti direttamente connessi alla RTN.
- 5.26 L'Autorità ha indicato al punto 2.15 del DCO 7/10 che *“l'applicazione “a tendere” della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione già dal prossimo periodo di regolazione debba avere la finalità di promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti su tutta la rete di alta tensione, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione”*.
- 5.27 L'Autorità intende ora dare attuazione e propone che a partire dal 1° gennaio 2012, la regolazione premi-penalità venga applicata con riferimento a tutti gli utenti connessi alla rete di trasmissione indipendentemente dall'origine della disalimentazione (“RTN storica”, “RTN Telat”, altre reti interconnesse, utenti direttamente o indirettamente connessi).
- 5.28 Si ritiene che tale proposta:
- a) sia strettamente correlata alla continua estensione della rete Terna per effetto di acquisizioni e possa costituire un elemento di incentivo alla completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione, obiettivo che l'Autorità può promuovere ai sensi del DPCM 11 maggio 2004;
  - b) avrebbe il positivo effetto di neutralizzare il meccanismo regolatorio rispetto all'eventuale acquisizione futura di porzioni di rete<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Per semplicità, si è qui tralasciata la modifica introdotta con la deliberazione ARG/elt 99/10.

<sup>30</sup> L'estensione della RTN a seguito dell'acquisizione di Telat nel corrente periodo regolatorio ha comportato la necessità di un intervento correttivo - di carattere transitorio - sulla regolazione premi-penalità, che è ora applicata alla sola “RTN storica”.

- 5.29 L'Autorità propone inoltre di individuare un'unica condizione di esclusione, relativamente all'effetto di disalimentazioni su un sito utente, originate nel sito utente medesimo. Per maggiore chiarezza, nel caso di una disalimentazione originata da un sito utente A dell'utente RFI, verrebbero inclusi nel computo degli indicatori gli effetti su un sito utente B (eventualmente anch'esso di proprietà RFI) e verrebbero esclusi solo gli effetti sul sito utente A. Riguardo la classificazione di queste disalimentazioni, si rimanda alle modalità di classificazione delle interruzioni (punto 8.17 del presente DCO).
- 5.30 Si intende valutare se applicare tale esclusione anche agli utenti AT connessi a reti strutturalmente sottese al sito utente origine della disalimentazione (si vedano gli esempi illustrati nella Tabella 9). Si invita Terna a fornire documentazione quantitativa relativa al numero di utenti AT che rientrerebbero in quest'ultima tipologia, alla loro distribuzione territoriale e alle potenze/energie da essi prelevate.

**Tabella 9 - Esempi di utenti AT connessi a reti strutturalmente sottese ad altri siti utente, potenziali origini di disalimentazione (tratti dall'Allegato A.54 al Codice di rete)**

Caso di utente AT (utente) connesso a reti strutturalmente sottese ad altro sito utente (utente c.o.c.t.)	Caso di utente AT (utente produttore) connesso a reti strutturalmente sottese ad altro sito utente (utente 1)	Caso di utente AT (utente 1) connesso a reti strutturalmente sottese ad altro sito utente (utente produttore)
		

#### *Disciplina delle esclusioni dalla regolazione premi-penalità*

- 5.31 Il comma 3.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 (unitamente ai commi 4.2 e 5.2) individua una chiara disciplina delle esclusioni dal computo degli indicatori ENSR, NDU e QSD.
- 5.32 Il successivo comma 3.5 include esplicitamente l'energia non fornita per disalimentazioni causate da interventi degli equilibratori automatici di carico o di teledistacchi o di altri sistemi di difesa le cui specifiche siano definite da Terna, anche se installati su reti MT sia direttamente connesse che non direttamente connesse alla RTN.
- 5.33 È inclusa l'energia non fornita per disalimentazioni originate sulle reti MT da manovre intenzionali delle imprese distributrici per anomalie di esercizio sulla RTN (es. perdita di una fase)<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Come indicato al punto 4.10 del DCO 36/07, a seguito delle risultanze della precedente consultazione su questo specifico aspetto.

- 5.34 Sono incluse le disalimentazioni per eventi meteorologici eccezionali, poiché il comma 3.4 lettera d) limita le esclusioni a catastrofi naturali di ingenti proporzioni.
- 5.35 L’Autorità propone di ridurre il numero di esclusioni e quindi di includere nella regolazione per il periodo 2012-2015 le seguenti cause:
- a) incidenti rilevanti, per qualunque causa, con energia non fornita complessiva superiore a 40.000 MWh, visto che sarebbe applicabile la saturazione anche per tali casi;
  - b) disalimentazioni dovute all’intervento di sistemi di difesa automatici (EAC) a fronte di perturbazioni di frequenza con origine sulla rete interconnessa europea; tali disalimentazioni rimarrebbero escluse solo quando viene fatto ricorso inizialmente ai carichi interrompibili (o agli impianti di pompaggio), ove disponibili, e solo successivamente gli altri utenti<sup>32</sup>.

*Livelli di partenza e livelli obiettivo per la regolazione premi-penalità*

- 5.36 L’Autorità ha individuato, con l’articolo 7 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07, i livelli di partenza ed i livelli obiettivo per la regolazione premi-penalità, con “valenza sperimentale”.
- 5.37 Per quanto riguarda la determinazione dei livelli di partenza, l’Autorità con il punto 8. della deliberazione ARG/elt 99/10 ha stabilito l’invio all’Autorità da parte di Terna dei dati relativi agli indicatori annuali e dei report, di cui al capitolo 10 dell’Allegato A.54 al Codice di rete, almeno per il periodo 2008-2010.
- 5.38 Le previsioni della deliberazione ARG/elt 99/10 (ed eventuali altre richieste a Terna che si rendessero necessarie) mirano a permettere la definizione dei livelli di partenza sulla base della media quadriennale 2008-2011, che si ritiene preliminarmente la soluzione più opportuna e fattibile, anche sulla base di quanto espresso da Terna nella fase di consultazione.
- 5.39 In linea con quanto già fatto (deliberazione ARG/elt 169/08) e con le disposizioni per la continuità della distribuzione, la definizione dei livelli di partenza sarebbe effettuata dall’Autorità entro il 2012.
- 5.40 L’Autorità propone infine che venga confermato il trend di miglioramento attualmente previsto per i livelli obiettivo, ora determinato al 2% annuo per gli anni 2010 e 2011. Nella definizione dei livelli obiettivo per la ENSR, vanno considerati:
- a) la riduzione della richiesta elettrica nazionale: i 326,2 TWh indicati da Terna nei dati provvisori di esercizio 2010 sono vicini ai 325,4 TWh registrati nelle statistiche 2004 e significativamente inferiori ai 340,0 TWh massimi del 2007;
  - b) l’attuale previsione di modesta crescita della richiesta elettrica: le previsioni di Terna<sup>33</sup> indicano che “*nello scenario base (ipotesi inferiore), ad intensità elettrica contenuta, si prevede un tasso di crescita della domanda elettrica pari a +1,2% per anno nel primo dei due periodi [2010-2015], con una*

---

<sup>32</sup> In caso di contrarietà, si attendono considerazioni quantitative sull’asservimento degli utenti interrompibili a sistemi di difesa automatici. Rimarrebbero esclusi dalla regolazione premi-penalità gli interventi manuali (BME) a fronte di perturbazioni estere.

<sup>33</sup> Terna, Direzione Affari Regolatori - Statistiche, “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2010 - 2020”, 30 Settembre 2010.

*domanda che - recuperando nel 2014 i livelli del 2007-2008 - raggiungerà i 343,3 TWh nel 2015”;*

- c) l'aumento delle immissioni di energia elettrica sulle reti MT e BT che ha gli effetti positivi per la sicurezza già citati al punto 5.8;
- d) gli effetti della maggiorazione degli investimenti in trasmissione 2004-2011 per interventi relativi alla sicurezza e al piano di difesa che dovrebbero aver ridotto significativamente i rischi di disalimentazione;
- e) gli effetti della regolazione dell'interrompibilità, che può ridurre le disalimentazioni non programmate per gli altri utenti della rete di trasmissione, a fronte di alcune tipologie di eventi e disalimentazioni<sup>34</sup>.

5.41 Sulla base di quanto espresso nei punti precedenti, l'Autorità propone che il miglioramento della ENSR rispetto ai livelli di partenza considerato per calcolare i livelli obiettivo sia compreso tra il 2% e il 4% per ogni anno del periodo di regolazione 2012-2015.

#### *Livelli effettivi per la regolazione premi-penalità*

5.42 L'Autorità ha individuato, con i commi 3.6, 4.3 e 5.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07, i livelli effettivi per la regolazione premi-penalità. Sulla base di scelte determinate dalla differente disponibilità di dati, tali livelli effettivi hanno:

- a) base triennale per il computo dell'indicatore ENSR;
- b) base biennale per il computo dell'indicatore NDU;
- c) base annuale per il computo dell'indicatore QSD.

5.43 L'Autorità intende considerare una modifica delle disposizioni per il prossimo periodo di regolazione 2012-2015. Alla luce della maggiore disponibilità di dati, appare plausibile applicare la soluzione più semplice di calcolare i valori effettivi per tutti gli indicatori su base annua, in linea con quanto ora previsto per l'indicatore QSD. Tale modifica va comunque valutata anche a valle della definizione dell'impianto della regolazione premi-penalità (opzioni AIR #3).

#### *Ridefinizione del parametro di valorizzazione dell'energia non fornita*

5.44 Il parametro  $C_{ENSR}$  è stato definito nella deliberazione n. 341/07, pari a 15.000 Euro/MWh non fornito per il periodo 2008-2011. Come sottolineato nella relazione AIR della deliberazione n. 341/07, l'Autorità ha “*ritenuto opportuno che nella prima fase di applicazione del meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione non siano in gioco importi eccessivamente elevati, né per gli incentivi né per le penalità, in modo da poter sperimentare e affinare il meccanismo nel successivo periodo regolatorio, nel quale potranno essere valutati livelli di rischio maggiori*”. In generale, è quindi da considerare la rimodulazione in aumento del parametro  $C_{ENSR}$ , potendo concludersi la fase sperimentale della regolazione.

5.45 In particolare, nel caso venga scelta la semplificazione dell'impianto della regolazione incentivante (opzioni #3.B o #3.C), un ulteriore incremento del

---

<sup>34</sup> Il potenziale effetto del servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza non è citato per la sua limitata applicabilità territoriale e temporale.

parametro  $C_{ENSR}$  avrebbe l'effetto di incorporare gli effetti economici ora associati alla compresenza dell'indicatore NDU.

- 5.46 La valutazione del costo delle disalimentazioni è certamente complessa<sup>35</sup>. La scelta di carattere prudenziale effettuata nel 2007 si è basata su precedenti analisi dell'Autorità sul costo delle disalimentazioni. Nel corso del 2003 e del 2004, l'Autorità ha condotto uno studio metodologico ed un'indagine su oltre 2600 clienti finali per la valorizzazione dei costi derivanti dalle interruzioni di energia elettrica.<sup>36</sup> Questa analisi ha valutato il valore dell'energia non fornita a seguito di interruzioni di differente durata: 3 minuti, 1 ora, 2 ore, 4 ore, 8 ore. L'indagine era focalizzata su clienti domestici ed altri clienti con potenza contrattuale inferiore a 100 kW (cioè un nucleo corrispondente a utenti connessi alla rete BT, che prelevano circa la metà dell'energia trasportata sulla rete nazionale). Il metodo adottato era una contingent valuation, con la quantificazione monetaria del costo diretto di interruzioni, della disponibilità a pagare per la riduzione delle interruzioni (*willingness to pay*, WTP) e della disponibilità ad accettare rimborsi in caso di interruzioni (*willingness to accept*, WTA).
- 5.47 Costi diretti, WTP e WTA per clienti domestici e non domestici (che rappresentano peraltro una categoria estremamente eterogenea con costi che variano sensibilmente da settore a settore e da tipologia di attività svolta), normalizzati sulla base dell'energia non fornita e riferiti ad un'interruzione di 1 ora, sono riportati nella Tabella 10. Il valore medio di WTP e WTA per il settore disaggregato dell'industria (corrispondente ad un terzo dei clienti della categoria "business") risulta superiore di circa il 35% rispetto al valore aggregato della categoria "business".
- 5.48 L'applicazione dei risultati dello studio a successive analisi per la definizione del costo "nazionale" (e per le successive scelte regolatorie) deve tenere presente la ripartizione dei consumi per le diverse tipologie di utilizzo, Tabella 11.

**Tabella 10 - Valutazione del costo dell'energia non fornita, riferita ad un'interruzione di un'ora (Studio AEEG 2003). Valori economici espressi in Euro dell'anno 2003. kWh<sub>nf</sub>: kWh non fornito.**

Tipologia di cliente	Costo diretto [€kWh <sub>nf</sub> ]	WTP [€kWh <sub>nf</sub> ]	WTA [€kWh <sub>nf</sub> ]	Media di WTP e WTA [€kWh <sub>nf</sub> ]
Domestico	25,34	3,75	17,03	10,39
Business (Industria / Servizi / Commercio)	117,98	10,70	79,75	45,23

<sup>35</sup> Al riguardo, nel dicembre 2010, l'associazione dei regolatori europei CEER ha pubblicato il rapporto "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances" Ref: C10-EQS-41-03, ([www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)), accompagnato da uno studio della società norvegese SINTEF Energy Research: M. Hofmann, H. Seljeseth, G. H. Volden and G. H. Kjølle, "Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances" Ref: TR A6978.

<sup>36</sup> Per maggiori informazioni si vedano la relazione annuale dell'Autorità del 2005 (pagine 307-308), la relazione tecnica alla deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07 e l'articolo "The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: the Italian experience in regulating quality of electricity supply", A. Bertazzi, E. Fumagalli, L. Lo Schiavo, articolo 300, conferenza CIRED 2005.

**Tabella 11 - Consumi di energia elettrica in Italia per tipo di attività nel 2009 - Dati statistici Terna**

<b>Tipologia di attività</b>	<b>Energia elettrica consumata nel 2009 [TWh]</b>	<b>Quota dei consumi totali [%]</b>
Agricoltura	5,65	1,9%
Industria	130,51	43,5%
Terziario	94,83	31,6%
Usi domestici	68,92	23,0%
Totale	299,91	100,0%

- 5.49 Facendo riferimento a un valore di 3.000 MWh/anno di energia non fornita (ipotesi di massima sulla base dei dati annuali presentati nella Tabella 3), e a valorizzazioni dell'energia non servita tra 10.000 e 70.000 Euro/MWh non fornito<sup>37</sup>, si stimano costi diretti compresi tra 30 e 210 milioni di Euro all'anno.
- 5.50 Tale stima non comprende gli effetti di costo diretto legati alla frequenza delle interruzioni e ai disturbi della qualità della tensione di fornitura né i costi indiretti associati agli investimenti degli utenti in sistemi di de-sensibilizzazione ad interruzioni e disturbi transitori quali i gruppi elettrogeni e gli apparecchi UPS (*Uninterruptible Power Supply*). Il DCO 42/10 ha indicato i costi indiretti relativi a UPS per la totalità degli utenti (principalmente a fronte di interruzioni originate dalla rete di distribuzione), stimati nell'ordine di 200 milioni di Euro all'anno.
- 5.51 Sulla base delle considerazioni e motivazioni espresse nei punti precedenti, l'Autorità propone preliminarmente per il quarto periodo di regolazione una valorizzazione compresa nella banda tra 30.000 Euro/MWh e 50.000 Euro/MWh.
- 5.52 Tale valore è coerente con i corrispondenti valori dei parametri C utilizzati per la valorizzazione dei premi e delle penalità della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione. Il confronto deve tenere conto sia del parametro C<sub>2d</sub>, utilizzato per la durata delle interruzioni, che del parametro C<sub>2n</sub>, utilizzato per il numero di interruzioni<sup>38</sup> (consumi non domestici), considerando il valore centrale, pari a 21.600 €/MWh, per la durata delle interruzioni, ed una valorizzazione di effetto economico paragonabile per il numero di interruzioni. La valorizzazione proposta tiene inoltre conto dell'obiettivo di semplificazione della regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione che l'Autorità intende limitare, come espresso nell'opzione #3.B, alla regolazione del solo indicatore ENSR e non più agli indicatori NDU e QSD.
- 5.53 Per confronto, la valorizzazione dell'analogo parametro adottata da Ofgem a fine 2004 per la regolazione premi-penalità (mono-indicatore) applicata a National Grid era consistente con un valore di VOLL (*value of lost load*) appena inferiore a 33.000 £/MWh, corrispondenti a 52.900 Euro/MWh<sup>39</sup>.

<sup>37</sup> Questa forchetta fa riferimento ai valori medi di WTA e WTP per clienti domestici e per i soli clienti industriali (con aggiornamento rispetto al 2003 per effetto dell'inflazione), nell'ipotesi che i valori per utenti consumatori di maggior potenza siano comparabili con quelli dei clienti industriali fino a 100 kW.

<sup>38</sup> I parametri C sono definiti nelle Tabelle 3, 4 e 5 del TIQE.

<sup>39</sup> Moneta dell'anno 2004. Conversione tratta dall'articolo I. Losa, O. Bertoldi, "Il costo dell'energia non fornita nel settore elettrico", L'Energia Elettrica, luglio-agosto 2010, pp. 19-33.

### *Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio*

- 5.54 I meccanismi di franchigia previsti dall'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 sono:
- il 10% in più o in meno rispetto al livello obiettivo, per l'indicatore ENSR;
  - il 5% in più o in meno rispetto al livello obiettivo, per l'indicatore NDU.
- 5.55 I meccanismi di contenimento del rischio prevedono che l'ammontare massimo dei premi annui è pari al 2% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione e l'ammontare massimo delle penalità è pari all'1,5% dei ricavi.
- 5.56 L'Autorità intende confermare la funzione di smussamento e saturazione definita per il calcolo della ENSR, a contenimento dell'effetto di incidenti rilevanti di portata considerevole.
- 5.57 L'Autorità intende considerare una modifica delle disposizioni vigenti. La soluzione più semplice è quella di non utilizzare alcuna franchigia, perché "è noto che bande di franchigia ampie possono vanificare l'effetto di meccanismi di incentivi e penalità"<sup>40</sup>. In alternativa, quantomeno, si dovrebbe ridurre la franchigia per l'indicatore ENSR al 5%.
- 5.58 L'Autorità intende sostanzialmente confermare i meccanismi di tetto attualmente vigenti, preferendo però la loro espressione in termini monetari anziché in percentuale dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione.
- 5.59 Tenendo presente l'avvenuto scorporo del tetto alle partite economiche per servizi di mitigazione, oggi pari allo 0,25% + 1,25% dei ricavi, i tetti potrebbero essere quantificati in:
- 30 milioni di Euro all'anno per il tetto dei premi;
  - 10-15 milioni di Euro all'anno per il tetto delle penalità (per la sola regolazione premi-penalità).
- 5.60 Relativamente alle osservazioni ripetutamente presentate da Terna di una definizione asimmetrica del parametro  $C_{ENSR}$  (maggiore per i premi, minore per la penalità), si osserva che il meccanismo di differenziazione dei tetti già costituisce un significativo elemento di asimmetria, potenzialmente favorevole per Terna.
- 5.61 L'Autorità intende inoltre considerare l'applicazione di meccanismi (asimmetrici) di differimento delle sole penalità, in analogia con quanto ora previsto dalla regolazione premi-penalità della continuità della distribuzione. L'eventuale decisione di adottare un meccanismo di differimento delle penalità compenserebbe inoltre ampiamente la possibile eliminazione del moderato effetto reward-only dell'indicatore QSD, qualora esso venisse eliminato. La scelta delle percentuali di penalità da differire verrà effettuata dall'Autorità a valle dell'individuazione dell'impianto regolatorio (opzioni AIR #3).

### *Potenziali effetti economici della regolazione per Terna associati all'opzione #3.B*

- 5.62 La prima valutazione del potenziale effetto economico per Terna su base quadriennale è basata sui tetti ai premi e alle penalità proposti al punto 5.59. Gli effetti economici massimi della regolazione premi-penalità sarebbero contenuti tra:
- 120 milioni di Euro di premi su base quadriennale;

---

<sup>40</sup> Citato dal punto 2.9 del DCO 53/07.

- b) 40-60 milioni di Euro di penalità su base quadriennale.
- 5.63 La principale incertezza sul futuro impatto economico è associata alle ipotesi utilizzate per i livelli effettivi di qualità in ciascun anno dal 2012 al 2015. Si utilizza in questa stima lo stesso approccio adottato da Ofgem nel 2004, con la verifica a posteriori dell'impatto della regolazione prendendo a riferimento le energie non fornite degli anni precedenti<sup>41</sup>. Si presenta sia il calcolo con livelli effettivi su base annuale, sia il calcolo con livelli effettivi su base triennale.
- 5.64 Nell'esempio si applica il valore centrale per la definizione delle massime penalità annue (12,5 milioni di Euro all'anno). Non è applicata nessuna franchigia.
- 5.65 È invece già possibile prevedere con maggior certezza i livelli di partenza (nel caso che vengano definiti - come proposto - sulla base della media quadriennale del periodo 2008 - 2011 per il quale tre dei quattro valori sono già disponibili) e, di conseguenza, i livelli obiettivo.
- 5.66 L'esempio che si propone fa riferimento ai valori dell'energia non fornita totale per tutte le cause<sup>42</sup>, applicandovi la sola funzione di smussamento e saturazione per incidenti con ENS superiore a 250 MWh, come indicato nella Tabella 12.
- 5.67 Applicando la media quadriennale ai valori del periodo 2007-2010, si ottiene un livello di partenza pari a 2676 MWh.

**Tabella 12 - Esempio di determinazione dei livelli di partenza. Fonte: elaborazioni degli uffici dell'Autorità.**

<b>Anno</b>	<b>Energia non fornita complessiva [MWh/anno]</b>	<b>ENSR (con applicazione della saturazione) [MWh/anno]</b>
2007 (anno 1)	8465	4100
2008 (anno 2)	2430	2244
2009 (anno 3)	2372	2306
2010 (anno 4)	2076	2054
<b>Livello partenza (media 4 anni)</b>	<b>n.a.</b>	<b>2676</b>

- 5.68 Sono considerate due scenari e le seguenti ipotesi relative ad essi:
- valori estremi di definizione dei livelli obiettivo (prima ipotesi -2% annuo e seconda ipotesi -4% annuo);
  - valori estremi di definizione del parametro  $C_{ENSR}$  (prima ipotesi 30.000 Euro/MWh e seconda ipotesi 50.000 Euro/MWh).
- 5.69 Applicando le due ipotesi di scenario, si determinano i livelli obiettivo indicati nella Tabella 13.

<sup>41</sup> Ofgem, Office of the Gas and Electricity Markets Authority: "Electricity transmission network reliability incentive scheme. Final proposals", December 2004. Disponibile sul sito internet di Ofgem al link: [http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/Archive/TPCR4/ConsultationDecisionsResponses/Documents1/9001-tx\\_incentives.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/Archive/TPCR4/ConsultationDecisionsResponses/Documents1/9001-tx_incentives.pdf), si veda il capitolo 3. Un richiamo dell'analisi di Ofgem è anche disponibile nel già citato articolo I. Losa, O. Bertoldi, "Il costo dell'energia non fornita nel settore elettrico".

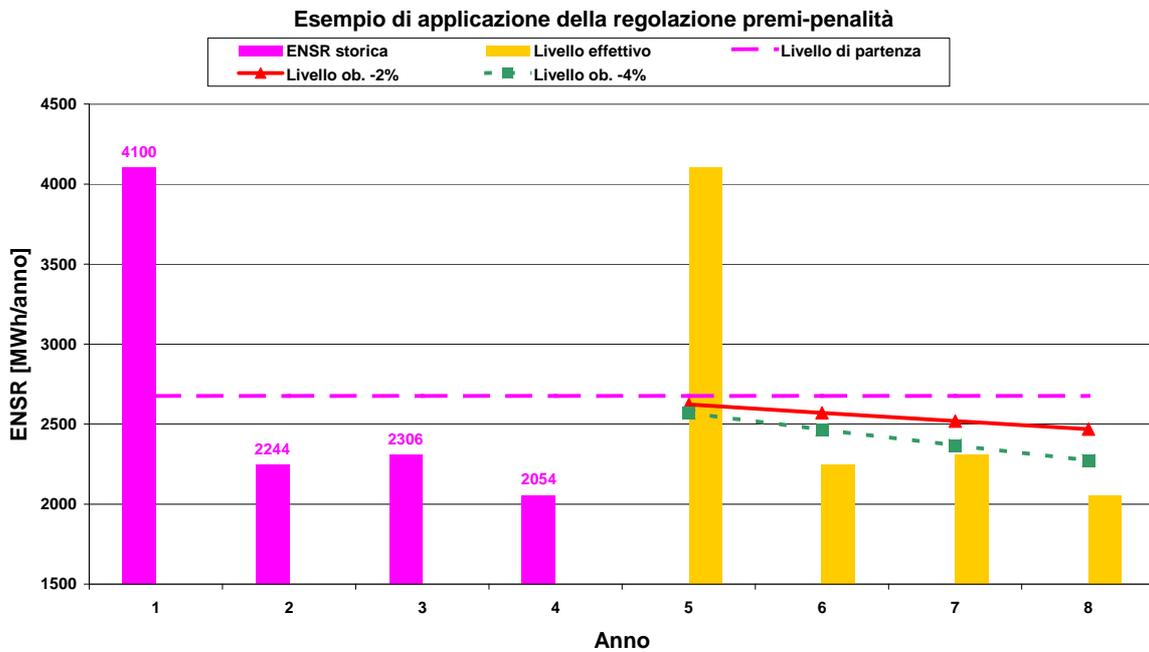
<sup>42</sup> Per effetto delle cause di esclusione, i livelli storici, il livello di partenza, i livelli obiettivo (e le ENSR effettive annuali) saranno quindi inferiori.

**Tabella 13 - Esempio di determinazione dei livelli obiettivo. Fonte: elaborazioni degli uffici dell’Autorità.**

Anno	Livelli obiettivo ENSR -2% [MWh/anno]	Livelli obiettivo ENSR -4% [MWh/anno]
Anno 5 (1° anno di regolazione)	2623	2569
Anno 6	2570	2466
Anno 7	2519	2368
Anno 8	2469	2273

5.70 I livelli storici (anni 1-4), il livello di partenza, le due varianti per i livelli obiettivo ed i livelli effettivi annui (anni 5-8) sono presentati graficamente nella figura 1.

**Figura 1 - Esempio di applicazione del meccanismo di regolazione premi-penalità della qualità della trasmissione. Fonte: elaborazione degli Uffici dell’Autorità**



**Tabella 14 - Esempio di applicazione della regolazione premi-penalità (opzione #3.B, sola ENSR), quantificazione dei premi (+) e delle penalità (-) annuali, espresse in milioni di Euro. Variante livelli effettivi annuali. Fonte: elaborazione degli uffici dell’Autorità**

Valorizzazione	Valorizzazione C <sub>ENSR</sub> a 30.000 Euro/MWh		Valorizzazione C <sub>ENSR</sub> a 50.000 Euro/MWh	
	Obiettivo ENSR -2%	Obiettivo ENSR -4%	Obiettivo ENSR -2%	Obiettivo ENSR -4%
2012	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
2013	9,8	6,7	16,3	11,1
2014	6,4	1,9	10,6	3,1
2015	12,4	6,6	20,7	10,9
<b>Saldo quadriennale incentivi / penalità (M€)</b>	<b>16,1</b>	<b>2,7</b>	<b>35,1</b>	<b>12,6</b>

5.71 Lo scostamento tra i casi con diversi livelli obiettivo è di circa 13 milioni di Euro (valorizzazione bassa, seconda e terza colonna nella tabella) e di circa 23 milioni di Euro (valorizzazione alta, quarta e quinta colonna nella tabella), rispettando grossomodo la proporzione attesa 30:50.

5.72 Per l’ipotesi (puramente arbitraria) sui livelli effettivi annui, i risultati economici risultano anch’essi largamente arbitrari. Si può comunque osservare che:

- a) la scelta di una valorizzazione più elevata potrebbe essere più favorevole per Terna (poiché esiste una maggiore probabilità che intervenga il tetto delle penalità piuttosto che il tetto dei premi);
- b) la scelta dei livelli obiettivo (forchetta del 2%) comporta un differenziale complessivo di premi netti di 13-23 milioni di Euro (valorizzazione bassa - valorizzazione alta). Si può individuare una sensibilità di 7-11 milioni di Euro dell’impatto economico totale quadriennale rispetto a una variazione dell’1% dell’obiettivo di miglioramento assegnato.

5.73 I risultati economici per la variante con livelli effettivi su base triennale sono sintetizzati nella Tabella 15.

**Tabella 15 - Esempio di applicazione della regolazione premi-penalità (opzione #3.B, sola ENSR), quantificazione dei premi (+) e delle penalità (-) annuali, espresse in milioni di Euro. Variante livelli effettivi triennali. Fonte: elaborazione degli uffici dell’Autorità**

Valorizzazione	Valorizzazione C <sub>ENSR</sub> a 30.000 Euro/MWh		Valorizzazione C <sub>ENSR</sub> a 50.000 Euro/MWh	
	Obiettivo ENSR -2%	Obiettivo ENSR -4%	Obiettivo ENSR -2%	Obiettivo ENSR -4%
2012	-5,9	-7,5	-9,9	-12,5
2013	-6,9	-10,0	-11,5	-12,5
2014	-10,9	-12,5	-12,5	-12,5
2015	8,0	2,1	13,3	3,6
<b>Saldo quadriennale incentivi / penalità (M€)</b>	<b>-15,7</b>	<b>-27,9</b>	<b>-20,5</b>	<b>-33,9</b>

5.74 Risulta pressoché confermato lo scostamento di 12 milioni di Euro tra i due casi di valorizzazione bassa dell’energia non fornita (seconda e terza colonna nella tabella),

mentre lo scostamento tra i due casi di valorizzazione alta dell'energia non fornita (quarta e quinta colonna) è di circa 13 milioni di Euro, limitato per effetto dell'intervento del tetto alle penalità.

- 5.75 Tenendo ben presente l'aleatorietà delle ipotesi utilizzate per i livelli effettivi annui, si può comunque osservare che una eventuale cattiva performance di Terna in un anno rischierebbe di riflettersi negativamente per più anni in caso di preferenza per l'utilizzo di livelli effettivi triennali (o più in generale pluriennali).

*Regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione e altri meccanismi di regolazione del servizio di trasmissione*

- 5.76 Le proposte e le valutazioni, anche quantitative, inerenti l'applicazione del meccanismo premi-penalità di cui al presente capitolo sono state formulate ipotizzando che non vi sia alcuna sovrapposizione tra detta regolazione incentivante e gli incentivi allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione riconosciuti ai sensi della disciplina tariffaria. Si evidenzia al riguardo che esistono sovrapposizioni tra i due meccanismi incentivanti: nell'ambito dei provvedimenti finali che disciplineranno la regolazione della qualità del servizio e la regolazione tariffaria per il periodo di regolazione 2012-2015, tali sovrapposizioni verranno opportunamente valutate al fine di evitare un doppio sistema di incentivazione per la realizzazione dei medesimi investimenti.

- 5.77 In tale contesto l'Autorità ritiene imprescindibile che:

- a) i provvedimenti e gli strumenti di regolazione, inclusa la regolazione del servizio di dispacciamento, siano adottati in un quadro coerente;
- b) 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.

- 5.78 Le interazioni tra gli strumenti di regolazione sono certamente complesse, tanto quanto lo sono le interazioni tra i diversi aspetti di pianificazione, sviluppo, gestione, esercizio, manutenzione, dispacciamento, qualità, sicurezza del sistema elettrico nazionale. Le interazioni che si riferiscono più direttamente alla regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione sono comunque analizzate - quanto meno preliminarmente - nei seguenti punti.

- 5.79 Data l'interazione tra il meccanismo di premi e penalità per il servizio di dispacciamento richiamato al punto 3.15 - che incentiva Terna a contenere i quantitativi delle risorse approvvigionate nel MSD ed, in ultima analisi, i costi del servizio per i clienti finali - ed i meccanismi proposti nel presente documento - che incentivano Terna a massimizzare la qualità del servizio attraverso la riduzione delle disalimentazioni dei clienti finali - e considerato che uno degli strumenti nella disponibilità di Terna per incrementare la qualità del servizio consiste nell'approvvigionarsi di maggiori quantitativi di risorse nel MSD (ad es. di capacità di riserva) sarà necessario:

- da un lato, valutare l'adozione di un meccanismo di premi-penalità per Terna correlato ai quantitativi di risorse approvvigionati sul MSD anche per gli anni successivi al 2012;

- dall'altro garantire la coerenza dei diversi meccanismi di incentivazione in termini di effetti economici su Terna in relazione ai costi/benefici per il sistema dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, ovvero definendo i livelli dei premi e delle penalità in proporzione ai costi/benefici connessi ai singoli profili della gestione del servizio da parte di Terna.
- 5.80 Come già accennato al punto 5.40 del presente DCO, esiste inoltre una correlazione tra alcune tipologie di disalimentazioni (ad es. quelle determinate da instabilità della frequenza) e la disciplina dell'interrompibilità dei carichi. Questa interazione è già stata considerata ai fini delle proposte espresse ai punti 5.35 e 5.41 del presente DCO.
- 5.81 Ciò premesso, l'Autorità intende comunque monitorare potenziali meccanismi di "doppia remunerazione" o altri effetti distorcenti ed invita i soggetti interessati a formulare osservazioni a questo riguardo, segnalando eventuali profili di criticità.

### **Spunti per la consultazione**

- Q.1** *Quale opzione di regolazione si ritiene preferibile in merito all'opzione AIR #3? Si suggeriscono ulteriori opzioni di regolazione?*
- Q.2** *Si ritiene opportuno considerare (eventualmente in corso di periodo regolatorio) un meccanismo che tenga conto degli effetti sulla ENSR di bilancio locale generazione-carico sulle reti di distribuzione, come illustrato nell'opzione #3.C (punti da 5.6 a 5.9)? Se sì, quale modalità e tempistica di implementazione si ritiene più opportuna?*
- Q.3** *Si condividono le proposte dell'Autorità in materia di riduzione delle cause di esclusione dalla regolazione incentivante? Se no, perché?*
- Q.4** *Quali soluzioni si ritengono più opportune in merito alla definizione di livelli di partenza e livelli obiettivo, alla definizione dei livelli effettivi e ai meccanismi di franchigia e contenimento del rischio?*
- Q.5** *Si condividono le valutazioni economiche e le proposte dell'Autorità relativamente al costo dell'energia non fornita e al parametro  $C_{ENSR}$ ? Se no, perché?*
- Q.6** *Si ritiene che debba essere previsto un valore ridotto del parametro  $C_{ENSR}$  relativo all'energia non fornita a carichi interrompibili, in coerenza con il meccanismo di regolazione dell'interrompibilità?*

## **6 Applicazione uniforme della valorizzazione dei servizi di mitigazione su tutta la rete**

- 6.1 Questo capitolo presenta le proposte dell'Autorità in materia di aggiornamento della disciplina di valorizzazione dei servizi di mitigazione a partire dal 1° gennaio 2012. La proposta principale è riportata nella Tabella 16.

**Tabella 16 - Principale proposta per i servizi di mitigazione**

Obiettivo specifico (quarto DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione complessiva
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	N/A

- 6.2 L’Autorità ha introdotto, con l’articolo 10 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07, un meccanismo di remunerazione dei servizi per la continuità resi dalle imprese distributrici (c.d. servizi di mitigazione) in occasione di disalimentazioni occorse sulla rete di trasmissione nazionale. I distributori di media e bassa tensione sono infatti utenti particolari della rete di trasmissione e possono fornire tali servizi di mitigazione, a favore della continuità dei clienti finali, principalmente attraverso controalimentazioni tramite le reti MT.
- 6.3 La possibilità di controalimentazione tramite le reti MT discende direttamente dai criteri di pianificazione ed esercizio di tali reti. Le reti MT di distribuzione sono generalmente esercite in modo radiale e sono solitamente controalimentabili tramite collegamenti usualmente aperti, che vengono riconfigurati in caso di guasto per assicurare la continuità del servizio.
- 6.4 In via esemplificativa, una dorsale MT alimentabile da due cabine primarie AT/MT è esercita con un interruttore aperto al centro della dorsale. Nella condizione ottima (ai fini della riduzione delle perdite e della capacità impegnata), il 50% della potenza richiesta dalle utenze connesse alla dorsale MT è alimentato da una cabina primaria, mentre il restante 50% è alimentato dall’altra cabina primaria. A seguito dell’interruzione di rete AT che disalimenta una delle due cabine primarie, l’impresa distributtrice manovra gli interruttori MT per “spostare” le utenze della dorsale MT sulla cabina primaria rimasta in esercizio. La capacità di controalimentazione può raggiungere il 100% se il trasformatore e le linee MT rimaste in esercizio hanno sufficiente margine di capacità di trasporto.
- 6.5 Il meccanismo di remunerazione dei servizi di mitigazione intende quindi agire:
- a) come meccanismo virtuoso grazie al quale tutti i soggetti interessati ricevono benefici:
    - gli utenti, grazie al miglioramento della continuità a fronte di esborsi limitati;
    - le imprese distributrici, grazie alla remunerazione che ricevono per il servizio (vedi seguito del paragrafo);
    - Terna, grazie alla riduzione di ENS determinata dai servizi di mitigazione.
  - b) come stimolo alle imprese distributrici a rendere disponibile una buona capacità di controalimentazione tramite le reti MT (in particolare nelle porzioni di rete più frequentemente esposte a disalimentazioni di origine AT, ad es. le cabine primarie “in antenna”, cioè con una sola linea di alimentazione

dalla rete di trasmissione) e a predisporre opportuni interventi operativi (procedure per la tempestiva messa in servizio dei gruppi elettrogeni di emergenza ove questa soluzione è più efficiente, ad es. alta montagna, isole);

- c) come stimolo per Terna a ridurre le disalimentazioni ordinarie in particolare nelle porzioni di rete più frequentemente esposte a disalimentazioni di origine AT.
- 6.6 La remunerazione dei servizi di mitigazione è basata sulla rilevazione della differenza tra l'energia non fornita "lorda" (valutata come se l'impresa distributrice non fosse intervenuta) e l'energia non fornita "netta", valutata come previsto dall'Allegato A.54 al Codice di rete.
- 6.7 Per gli utenti direttamente connessi alla rete RTN "storica", cioè alla parte di RTN già nella disponibilità di Terna al 31 dicembre 2008, la remunerazione fa riferimento ad un valore unitario pari a 10.000 euro/MWh durante le prime quattro ore successive all'inizio di ciascuna disalimentazione e ad un valore unitario pari a 3.000 euro/MWh per le ore successive alle prime quattro. Per gli utenti divenuti direttamente connessi successivamente al 31 dicembre 2008, i valori unitari sono ridotti al 40% dei valori suddetti, con le stesse modalità di applicazione.
- 6.8 Fin dall'avvio del periodo di regolazione 2008-2011, è stato previsto che:
- a) gli incidenti rilevanti siano esclusi da tale disciplina;
  - b) esista un meccanismo di decurtazione delle partite economiche versate da Terna alle imprese distributrici, nel caso di mancati adempimenti da parte di queste ultime ad ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni;
  - c) la regolazione delle partite economiche tra Terna e le imprese distributrici avvenga entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello in cui si sono verificati i servizi di mitigazione.
- 6.9 Con la deliberazione ARG/elt 99/10, l'Autorità ha previsto, fra le altre disposizioni:
- a) l'applicabilità alle cause diverse da insufficienza di risorse, forza maggiore, cause esterne, sulla base di una precedente intesa tra Terna e le imprese distributrici in tal senso;
  - b) l'applicabilità transitoria di modalità di calcolo dell'energia per servizi di mitigazione, sulla base della suddetta precedente intesa tra Terna e le imprese distributrici;
  - c) la definizione transitoria delle modalità di calcolo dei mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni, sulla base della suddetta precedente intesa tra Terna e le imprese distributrici;
  - d) un vincolo alla valorizzazione per gli impianti di trasformazione divenuti direttamente connessi dopo il 31 dicembre 2008 che sono alimentati in antenna dalla rete AT (o AAT), vista la maggiore capacità di controalimentazione di tali impianti;
  - e) la comunicazione<sup>43</sup> da parte delle imprese distributrici a Terna di un set di dati riguardanti i propri impianti di trasformazione AT/MT o AAT/MT: stima del valore della potenza massima controalimentabile a fronte di disalimentazione del singolo impianto, energia prelevata ed energia immessa dall'impianto nel

---

<sup>43</sup> Tale comunicazione era sollecitata per effetto di un meccanismo transitorio di annullamento delle valorizzazioni fino all'effettuazione della comunicazione.

- corso dell'anno precedente, numero di produttori MT sottesi all'impianto e loro produzione nel corso dell'anno precedente, numero di clienti finali sottesi e controalimentabilità da parte di altre imprese distributrici;
- f) l'introduzione della definizione di "singolo evento interruttivo", già adottata da Terna per gli incidenti rilevanti, ai fini del raggruppamento degli eventi;
  - g) l'introduzione di tetti alle valorizzazioni per singolo evento interruttivo;
  - h) l'introduzione della definizione di "potenziale incidente rilevante";
  - i) l'introduzione di un tetto ai versamenti annuali di Terna con una componente fissa ed una componente variabile in funzione del numero di potenziali incidenti rilevanti originati da "altre cause";
  - j) modalità transitorie per i tetti di valorizzazione fino al 31 dicembre 2010;
  - k) l'obbligo per Terna di predisporre un nuovo allegato al Codice di rete, integrando il documento precedentemente concordato tra Terna e le imprese distributrici con le disposizioni della deliberazione ARG/elt 99/10;
  - l) l'introduzione nel nuovo allegato del Codice di rete della possibilità di limitare i servizi di mitigazione da parte di Terna in caso di violazione dei limiti di funzionamento del sistema in condizioni di emergenza;
  - m) l'introduzione - con il nuovo allegato del Codice di rete - di un registro degli ordini di attuazione dei servizi di mitigazione.
- 6.10 Con la deliberazione 25 novembre 2010, ARG/elt 211/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 211/10), l'Autorità ha verificato positivamente la prima edizione dell'Allegato A.66 al Codice di rete e la nuova versione (rev. 5) dell'Allegato A.54 al Codice di rete, aggiornata a seguito della deliberazione ARG/elt 99/10.
- 6.11 In relazione alla disomogeneità di valorizzazione tra "RTN storica" e "RTN Telat", di cui al punto 6.7 del presente DCO, l'Autorità ha rimarcato nel DCO 7/10 (punto 3.34 riguardante i servizi di mitigazione - a ribadire quanto espresso al punto 2.15 del DCO stesso) - che *"l'applicazione "a tendere" della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione già dal prossimo periodo di regolazione debba avere la finalità di promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti su tutta la rete di alta tensione, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione"*.
- 6.12 L'Autorità intende dare attuazione a questo principio e propone perciò di applicare in modo uniforme su tutta la rete di trasmissione nazionale la valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di disalimentazioni (per impianti direttamente connessi "RTN storica", impianti direttamente connessi "RTN Telat" e impianti indirettamente connessi).
- 6.13 A partire dal 1° gennaio 2012, la valorizzazione farebbe 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.
- 6.14 Il comma 10.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 prevede - transitoriamente per gli impianti 'direttamente connessi a rete Telat' - che *"le valorizzazioni dei servizi di mitigazione sono poste pari a zero fino all'istante in cui il 90% dei clienti finali MT e BT alimentati da tale impianto precedentemente alla disalimentazione siano stati rialimentati da parte delle imprese distributrici che rendono servizi di mitigazione"*.
- 6.15 Per il suddetto principio di applicazione uniforme, l'Autorità propone che questa condizione e percentuale minima di rialimentazione venga applicata a tutti i siti di

utenti con tipologia di connessione in derivazione rigida a T oppure in assetto radiale o in antenna da stazione RTN.

- 6.16 Come già anticipato al punto 3.41 del DCO 7/10, l’Autorità intende inoltre valutare, in base ai dati che saranno disponibili, la tempestività di controalimentazione di CP alimentate in assetto radiale.
- 6.17 La regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti che immettono o prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV prevede infatti che per le connessioni alle reti AT “di impianti di distribuzione [...]”, l’inserimento in antenna semplice è generalmente impiegato qualora la rete di distribuzione MT sottesa sia completamente rialimentabile da altri impianti” (punto 7.1.3.1. dell’Allegato A alla deliberazione 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, norma CEI 0-16, inserimento in antenna semplice). Alla luce di tale completa rialimentabilità prevista dalla norma CEI 0-16, la percentuale al punto 6.14 potrebbe essere aumentata al 100% dei clienti finali MT e BT.
- 6.18 Come accennato alla lettera i) del punto 6.9, il tetto ai versamenti annuali di Terna ha una componente fissa (ora pari allo 0,25% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione) ed una componente variabile in funzione del numero di potenziali incidenti rilevanti originati da “altre cause” (0,25% dei ricavi annui riconosciuti per ogni potenziale incidente rilevante fino a un massimo dell’1,25% in caso di cinque o più potenziali incidenti rilevanti durante l’anno).
- 6.19 L’Autorità intende sostanzialmente confermare questa disposizione, preferendo però l’espressione in termini monetari anziché in percentuale dei ricavi annui riconosciuti. Si propone perciò una componente fissa pari a 3 milioni di Euro ed una componente variabile in funzione del numero di potenziali incidenti rilevanti originati da “altre cause” (3 milioni di Euro per ogni potenziale incidente rilevante fino a un massimo di 15 milioni di Euro in caso di cinque o più potenziali incidenti rilevanti durante l’anno).

#### **Spunti per la consultazione**

**Q.7** *Si intravedono motivazioni che possano giustificare un trattamento disomogeneo del meccanismo della mitigazione per alcuni utenti della rete di trasmissione rispetto ad altri, in condizioni di pressoché completa unificazione della rete in capo a Terna?*

## **7 Altre proposte per la regolazione della qualità della trasmissione**

- 7.1 In questo capitolo vengono formulate altre proposte relative alla qualità del servizio di trasmissione:
- approccio individuale alla qualità per gli utenti AT;
  - possibili sviluppi per il monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione;
  - miglioramento di alcuni aspetti della disciplina dei servizi di mitigazione;
  - valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti;
  - aggregazione di interruzioni nel ‘singolo evento interruttivo’, nell’incidente rilevante e nel potenziale incidente rilevante;

- f) livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni;
  - g) introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete.
- 7.2 Le proposte, che costituiscono un insieme preliminare di argomenti da considerare nel quarto periodo di regolazione, sono sintetizzate nella Tabella 17. Si evidenzia fin d'ora che verrà data differente priorità temporale agli argomenti proposti (anche sulla base delle risposte e dell'interesse dei soggetti interessati), essendo opportuno trattare e discutere ciascun argomento con i tempi necessari. In particolare, potrebbe essere opportuno prolungare sino a fine 2012 le regole ora vigenti in materia di servizi di mitigazione<sup>44</sup>, per avere una base di esperienza più consolidata.

#### *Approccio individuale alla qualità per gli utenti AT*

- 7.3 Nel precedente capitolo, si è discussa la differente tipologia di connessione dei siti di utenti consumatori e di utenti produttori connessi alla RTN, che è un importante elemento per le scelte di regolazione. La Tabella 18 riporta la classificazione dei siti di utenti consumatori tra siti di proprietà di imprese distributrici<sup>45</sup>, siti di proprietà di RFI (Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.) e siti di proprietà di altri utenti consumatori connessi in AT.
- 7.4 In caso di semplificazione della regolazione ed eliminazione della componente premi-penalità associata al numero delle disalimentazioni (opzioni AIR #3.B e #3.C), si intende investigare la fattibilità di un approccio individuale alla qualità per gli utenti della rete di trasmissione, che non siano imprese di distribuzione dell'energia elettrica.
- 7.5 L'approccio individuale alla qualità per gli utenti delle reti di trasmissione riguarderebbe inizialmente le interruzioni della fornitura e, in un'ottica di lungo periodo, potrebbe estendersi ai parametri di qualità della tensione, prevedendo formule regolatorie simili ai contratti per la qualità e - per i clienti maggiormente sensibili ai disturbi di qualità - l'eventuale installazione di apparecchiature di misura della qualità di tensione ai loro punti di consegna AT (o AAT).

---

<sup>44</sup> Ad esclusione delle proposte del capitolo precedente, per cui si è indicata espressamente la decorrenza a partire dal 1° gennaio 2012.

<sup>45</sup> Nella stragrande maggioranza dei casi, i siti di proprietà delle imprese distributrici corrispondono a cabine primarie AT/MT (o AAT/MT). Il dato può però includere anche siti di smistamento delle imprese distributrici, siti in corrispondenza di cabine dismesse, siti con funzione di alimentazione di riserva, altre utenze di proprietà delle imprese distributrici (es. alimentazione di acquedotti).

**Tabella 17 - Altre proposte di regolazione della qualità della trasmissione**

<b>Obiettivo specifico (quarto DCO)</b>	<b>Proposte di regolazione</b>	<b>Valutazione complessiva</b>
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	N/A
Mitigare l'effetto degli incidenti rilevanti (già indicato nel DCO 16/07)	Valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti	N/A
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	N/A

**Tabella 18 - Proprietà dei siti di utenti consumatori connessi alla rete di trasmissione al 31 dicembre 2010 - Elaborazione degli uffici dell'Autorità di dati comunicati da Terna**

<b>Proprietà</b>	<b>Totale</b>
Imprese distributrici <sup>46</sup>	2299
RFI	373
Utenti consumatori finali AT	555
Totale utenti	3227

7.6 Il contributo delle interruzioni originate sulla rete di trasmissione è infatti modesto rispetto al numero di interruzioni lunghe+brevi per gli utenti finali delle reti di distribuzione. Il DCO 40/10 ha proposto standard (nel caso dell'opzione AIR #1.B) variabili da 5 a 13 interruzioni lunghe+brevi per utente MT (cause di responsabilità delle imprese di distribuzione e di trasmissione), il numero medio di interruzioni lunghe e brevi senza preavviso per i clienti finali BT (tutte le cause) è stato pari a circa 6 interruzioni negli anni 2008 e 2009 (per i dati regionali si veda la tavola 2.48 della relazione annuale 2010 dell'Autorità), mentre il livello obiettivo nazionale per l'indicatore NDU è pari a 0,18 interruzioni lunghe-brevi per utente della rete di trasmissione ed i livelli effettivi dell'indicatore NDU sono dello stesso ordine di

<sup>46</sup> La ripartizione per le principali imprese distributrici (con almeno 5 siti utente) è: 1989 siti di Enel Distribuzione, 68 di A2A Reti Elettriche, 60 di ACEA Distribuzione, 46 di SET Distribuzione/Dolomiti Energia, 24 di AEM Torino Distribuzione/ENIÀ, 18 di Azienda Energetica Etsch Werke, 18 di Selnet, 17 di AGSM Verona, 15 di Deval, 10 di Hera, 6 di ACEGAS.

grandezza. L'attenzione alla qualità della tensione potrebbe quindi essere significativamente maggiore rispetto alla continuità per alcuni utenti della rete di trasmissione. Tale approccio individuale potrebbe riguardare inizialmente i circa 550 utenti consumatori finali alimentati in alta tensione.

- 7.7 Tale prospettiva era già stata discussa nel processo di consultazione dei provvedimenti per il terzo periodo di regolazione, in cui *“risposte non concordanti tra di loro sono state raccolte sull'esigenza di estendere o rimuovere gli standard AT (oggi [nota: nel 2007] in vigore sulle reti di distribuzione in alta tensione ma non per i clienti direttamente connessi alla RTN). Da una parte, ci sono numerosi commenti che condividono l'idea che i clienti AT (sia di distribuzione che di trasmissione) abbiano caratteristiche tali da non richiedere la protezione degli standard; dall'altra, si ritiene che dovrebbero essere estesi gli standard a tutti i clienti connessi in alta tensione”*<sup>47</sup>.
- 7.8 I commenti a favore della regolazione individuale<sup>48</sup> erano di:
- AEM Milano (“fissare livelli di riferimento per le interruzioni in AT può essere utile”);
  - Anie (“estendere a clienti AT gli standard soggetti a indennizzi automatici”);
  - Confindustria (“frequenza e reiterazione delle interruzioni”);
  - Edipower (“utenti adeguati”, “standard soggetti a indennizzi differenziati tra utenti passivi e attivi, utilizzando ENF e ENR”);
  - Edison (“numero delle interruzioni”, “necessità di definire livelli di riferimento massimi per le interruzioni lunghe e brevi in AT”).
- 7.9 In tal senso, la regolazione già prevede la comunicazione individuale agli utenti della rete relativa alle interruzioni che li hanno interessati (comma 32.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04) e la pubblicazione dei valori “individuali” di potenza di corto circuito (articolo 34 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04).
- 7.10 Un possibile punto di riferimento per questa prospettiva di approccio individuale è rappresentato dalla disciplina dei livelli attesi di continuità che è stata in vigore negli anni 2006 e 2007. Per quegli anni, Terna ha individuato livelli attesi di continuità per il singolo utente (approvati dall'Autorità rispettivamente con la deliberazioni 17 gennaio 2006, n. 6/06 e 23 febbraio 2007, n. 37/07) pari a:
- 1 interruzione lunga all'anno (con incremento di una unità per gli utenti connessi in assetto radiale);
  - 2-3 interruzioni brevi all'anno (livello differenziato per area territoriale), con incremento unitario per gli utenti connessi in assetto radiale.
- 7.11 Terna ha pubblicato nei rapporti annuali di qualità 2006 e 2007 le violazioni dei livelli attesi per i singoli utenti, che erano state:
- 15 siti utente (5 utenti consumatori AT, 7 CP, 3 utenti produttori) fuori standard per interruzioni lunghe e 7 siti utente (7 CP) fuori standard per interruzioni brevi nel 2006;

---

<sup>47</sup> Citato dal punto 4.6 del DCO 36/07.

<sup>48</sup> Si veda inoltre il documento di sintesi delle osservazioni al documento per la consultazione “Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)” Atto n. 16/07. Link: [http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/070404\\_16oss.pdf](http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/070404_16oss.pdf)

- b) 32 siti utente (7 utenti consumatori AT, 23 CP, 2 utenti produttori) fuori standard per interruzioni lunghe e 5 siti utente (5 CP) fuori standard per interruzioni brevi.
- 7.12 Nel caso di futura applicazione di standard specifici per interruzioni lunghe e brevi, con relativi indennizzi automatici, dovrebbe essere garantita la compartecipazione delle imprese distributrici (per interruzioni di propria responsabilità) alle penalità versate da Terna, per evidente simmetria con l'analogo meccanismo destinato agli utenti MT, per i quali Terna compartecipa alle penalità versate dalle imprese distributrici.
- 7.13 Qualora tali standard specifici per interruzioni lunghe e brevi venissero definiti in misura uguale oppure in misura convergente nelle diverse aree territoriali, sarebbe maggiormente perseguito l'obiettivo di diffusione omogenea del servizio di trasmissione sul territorio nazionale.
- 7.14 Riprendendo un'osservazione di Confindustria, Terna potrebbe inoltre condurre una rilevazione degli utenti industriali in AT per identificare l'estensione dei loro impianti assoggettata a sistemi locali di continuità di alimentazione, come indice di sensibilità del singolo utente a interruzioni e microinterruzioni, da integrarsi con la "conoscenza diretta degli utenti" già disponibile alle sedi territoriali di Terna.
- 7.15 L'Autorità intende raccogliere le opinioni dei soggetti interessati riguardo la prospettiva di approccio individuale alla qualità, che è maggiormente da considerare in caso di preferenza finale per le opzioni AIR #3.B e #3.C.

*Possibili sviluppi del monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione*

- 7.16 L'Autorità ha già proposto nel DCO 15/11 (punto 10.26) la partecipazione di Terna ad un tavolo di lavoro in materia di qualità della tensione, che discuta anche il ruolo di Terna in relazione alla individuazione della provenienza dei buchi di tensione registrati sulle semisbarre MT.
- 7.17 L'Autorità ha inoltre indicato al punto 10.30 del DCO 15/11 che l'individuazione della provenienza debba essere effettuata in un'ottica economicamente efficiente: in particolare, senza prevedere la collocazione di apparecchiature di misura su tutte le sbarre AT di cabina primaria.
- 7.18 Una eventuale estensione del sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione MONIQUE nel corso del prossimo periodo di regolazione potrebbe invece riguardare gli altri utenti della rete di trasmissione, a partire dai siti di utenti consumatori AT maggiormente sensibili agli aspetti di qualità della tensione. Tale eventuale estensione bene integrerebbe l'approccio individuale alla qualità delineato all'inizio di questo capitolo.
- 7.19 A valle del tavolo di lavoro, si propone inoltre di allineare gli indicatori disponibili tramite il sistema di monitoraggio MONIQUE con le modalità che verranno definite per le reti di distribuzione, nonché alla norma CEI EN 50160:2010.
- 7.20 In un orizzonte di più lungo termine (dopo l'estensione del sistema MONIQUE), indicatori sintetici di dip performance sulle reti di trasmissione potrebbero essere pubblicati nel rapporto annuale di qualità di Terna in modo comparativo su base regionale (o di area territoriale). Tali indicatori sintetici potrebbero includere sia l'indicatore già proposto da Terna in relazione a buchi di durata maggiore di 500 ms

e di tensione residua minore di 0,7 volte la tensione nominale, sia alcuni indicatori proposti nel DCO 42/10 e nel DCO 15/11.

### *Miglioramento di alcuni aspetti della disciplina dei servizi di mitigazione*

7.21 L'Autorità ha indicato nelle premesse della deliberazione ARG/elt 211/10 (in alcuni casi ribadendo quanto espresso al punto 3.75 del DCO 7/10) che ritiene opportuno valutare, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 149/10, la possibilità di introdurre obblighi di comunicazione simili a quanto previsto dal comma 10ter.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07, anche con effetti vincolanti, e l'opportunità di affinare le modalità di calcolo dell'energia dei servizi di mitigazione in relazione a:

- a) valutazione delle immissioni e prelievi delle unità di generazione distribuita connesse a reti MT;
- b) valutazione delle immissioni e prelievi delle unità di produzione rilevanti;
- c) possibilità di funzionamento in inversione di flusso all'impianto AT/MT all'istante di inizio disalimentazione;
- d) adozione di migliori stime di andamento della potenza (in caso di mitigazione di durata superiore a soglie predefinite).

7.22 Oltre a confermare le possibilità di miglioramento della disciplina già indicate nelle premesse della deliberazione ARG/elt 211/10, l'Autorità intende investigare l'utilizzo di una neutralizzazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione nel periodo immediatamente successivo all'interruzione AT, che farebbe riferimento ad una soglia minima di controalimentazione, compresa tra il 20% e il 60% degli utenti finali MT e BT. Ad esempio, la valorizzazione verrebbe neutralizzata dall'inizio dell'interruzione AT fino ai trenta minuti successivi al raggiungimento della suddetta soglia minima di utenti controalimentati. La neutralizzazione sarebbe accompagnata dalla ridefinizione dell'istante di inizio ai fini della valorizzazione dei servizi di mitigazione (e quindi del periodo di quattro ore con valorizzazione elevata a 10.000 Euro/MWh)<sup>49</sup>.

7.23 Il suddetto meccanismo permetterebbe:

- a) agli utenti di ricevere un servizio di controalimentazione che dovrebbe essere ancor più tempestivo;
- b) a Terna di avere a disposizione un intervallo di tempo in cui meglio valutare azioni di ripresa del carico da rete AT;
- c) alle imprese distributrici di beneficiare, nel caso di disalimentazioni particolarmente lunghe, di una maggiore valorizzazione economica per i servizi resi.

### *Valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti*

7.24 L'Autorità ha introdotto (deliberazione n. 250/04) e poi modificato (deliberazione 7 novembre 2007, n. 281/07) la definizione di "incidente rilevante". È opportuno ritornare sui concetti alla base di questa definizione, richiamando gli esplicativi punti 4.3 e 6.1 del DCO 16/07. La distinzione tra "incidenti rilevanti" e altre disalimentazioni è fondata sulla distinzione tra:

---

<sup>49</sup> Questa ipotesi di neutralizzazione non riguarderebbe gli impianti connessi in antenna, per i quali si applicano le proposte di applicazione uniforme già presentate.

- a) “grandi” disalimentazioni che possono essere correlate non solo alla rete AT ma anche agli impianti di produzione o alle interconnessioni con l’estero;
  - b) disalimentazioni “ordinarie” che di norma possono essere controllate tramite il solo servizio di trasmissione.
- 7.25 Ma “questa distinzione non è sempre univoca”<sup>50</sup>. Le varie cause all’origine degli incidenti rilevanti possono essere:
- a) eventi meteorologici eccezionali, che generalmente hanno estensione sub-provinciale o sub-regionale ma possono prolungarsi anche per diverse ore;
  - b) perdite in sequenza di elementi del sistema (i cosiddetti “cascading events”) che, per motivi diversi, portano il sistema in una condizione di sicurezza insufficiente [stati di funzionamento: Allarme o Normale insicuro, Emergenza, Interruzione, Ripristino];
  - c) perturbazioni elettriche di origine interna o estera, che possono provocare interventi dei sistemi automatici di protezione per tempi anche limitati ma su una scala territoriale anche molto vasta.
- 7.26 In queste tre casistiche di incidente rilevante si può ritenere che:
- a) nel caso di eventi meteorologici eccezionali, i servizi di mitigazione sarebbero utili;
  - b) nel caso di “cascading events”, i servizi di mitigazione sarebbero potenzialmente dannosi, a meno di interventi di inibizione da parte di Terna per ragioni di sicurezza<sup>51</sup>);
  - c) nel caso di perturbazioni in frequenza con effetti di durata limitata i servizi di mitigazione potrebbero non avere i tempi minimi di intervento.
- 7.27 Sulla base di quanto detto, l’Autorità propone che la disciplina dei servizi di mitigazione sia applicabile anche al caso di incidenti rilevanti.

*Aggregazione di interruzioni nel ‘singolo evento interruttivo’, nell’incidente rilevante, nel potenziale incidente rilevante*

- 7.28 I punti precedenti mettono in luce le diverse accezioni del termine “evento” (evento meteorologico / evento a cascata).
- 7.29 L’Autorità con la deliberazione ARG/elt 99/10 ha introdotto (con il nuovo comma 10.8 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07) la definizione del “singolo evento interruttivo”, che intende catturare tutti i casi suddetti, facendo riferimento alla definizione già adottata da Terna per gli incidenti rilevanti, ai fini del raggruppamento di singoli guasti/interruzioni.
- 7.30 Il “singolo evento interruttivo” si aggrega con le regole per incidenti rilevanti e potenziali incidenti rilevanti di cui al paragrafo 11.9.1 del Codice di rete e di cui al capitolo 4 dell’Allegato A.54 al Codice di rete. Tale allegato riporta che “*più incidenti che avvengono in momenti successivi e sono imputabili ad uno stesso evento interruttivo, sono considerati appartenenti al medesimo potenziale incidente rilevante. È il caso, ad es., di più disalimentazioni (singolarmente di entità non*

---

<sup>50</sup> Citato dal punto 4.3 del DCO 16/07.

<sup>51</sup> Nelle condizioni di Emergenza (ST3), e di Interruzione (ST4) e altre circostanze definite per la sicurezza del sistema elettrico e per disposizioni di autorità pubblica in materia di sicurezza (paragrafo 1.6 dell’Allegato A.66 al Codice di rete).

*rilevante) aventi inizio anche in istanti diversi, ma avvenute nel corso dello stesso evento meteorologico, in una area geografica limitrofa, la cui somma di energia non fornita lorda complessivamente la rende un potenziale incidente rilevante”.*

- 7.31 Si ritiene che una ancor più chiara definizione di questa aggregazione sia importante per dare certezza agli operatori e ai meccanismi di regolazione. L’aggregazione impatta infatti:
- a) sull’applicazione della funzione di smussamento e saturazione ai fini della ENSR per Terna (che sono funzione della ENS totale occorsa nell’incidente rilevante);
  - b) sulla parte variabile del tetto annuale alla mitigazione per Terna (che è funzione del numero di potenziali incidenti rilevanti la cui individuazione dipende dalla ENS lorda totale aggregata);
  - c) sul tetto di valorizzazione della mitigazione per singolo evento interruttivo per le imprese distributrici definito dal comma 10.9 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07 (e di conseguenza per Terna).
- 7.32 Si chiarisce che l’aggregazione non ha effetti sulla classificazione delle cause: le diverse interruzioni oggetto di aggregazione possono avere cause differenti.
- 7.33 Si propone di associare l’aggregazione di “singolo evento interruttivo” al perdurare di uno stato di guasto sulla rete di trasmissione<sup>52</sup> (ovviamente in una zona “elettricamente” contigua). Una sequenza di interruzioni distinte si aggregerebbe in un “singolo evento interruttivo” (o in un incidente rilevante o in un potenziale rilevante) se perdurasse un pre-esistente guasto di un elemento della rete di trasmissione elettricamente contiguo<sup>53</sup>.
- 7.34 In alternativa, la disciplina dell’aggregazione potrebbe fare riferimento agli stati di funzionamento del sistema elettrico definiti dal capitolo 10 del Codice di rete.

#### *Livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni*

- 7.35 L’Autorità ha previsto nel 2007 un meccanismo di decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni (ora articolo 10bis dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07).
- 7.36 I commi 10ter.4 e 10ter.5 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07 prevedono che Terna e le imprese distributrici comunichino all’Autorità entro il 31 luglio 2011, relativamente al periodo fino al 30 giugno 2011, i dati del monitoraggio dell’esecuzione degli ordini di manovra. A seguito di tali comunicazioni, l’Autorità valuterà l’efficacia dell’eventuale meccanismo. In caso di scarsa efficacia, i livelli di servizio potrebbero essere scorrelati rispetto alla disciplina della mitigazione.

#### *Introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete*

---

<sup>52</sup> Il termine “guasto” implica una perdita accidentale. Non è applicabile a un’indisponibilità programmata.

<sup>53</sup> Ad esempio, interruzioni sulla rete di trasmissione della Sicilia a seguito di un guasto sul cavo tra Sicilia e continente si aggregerebbero in un unico incidente rilevante.

- 7.37 L’Autorità aveva sottoposto a consultazione nel DCO 53/07 la possibilità di prevedere anche indicatori di disponibilità degli impianti della RTN.
- 7.38 Terna ha condiviso tale possibilità, sottolineando che *“tali indicatori, già in uso nel processo interno di Terna di monitoraggio della qualità, ci permettono di valutare le prestazioni dei componenti/elementi e così guidare il processo di gestione delle indisponibilità e del mantenimento”*.
- 7.39 L’Autorità, anche alla luce dei dati di disalimentazione, ha ulteriormente discusso e approfondito la possibile 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 ed obblighi di comunicazione in materia di riparazione dei guasti nel DCO 7/10, a cui si rimanda per brevità.
- 7.40 Terna ha segnalato l’utilizzo dell’ASA (Average System Availability) e si è resa disponibile a condividere con l’Autorità le evidenze derivanti dall’applicazione di tale indicatore. Terna ha poi osservato che la scelta di ulteriori indicatori *“debba essere meditata e pertanto possa essere rinviata al prossimo periodo di regolazione”*.
- 7.41 Tale fase di condivisione si potrebbe svolgere successivamente al 2011, in funzione delle priorità individuate in questa fase di consultazione.

#### **Spunti per la consultazione**

- Q.8** *Quali interventi tra quelli descritti nel capitolo si ritengono prioritari in ordine di rilevanza e/o di tempistiche? Quali più immediatamente realizzabili?*
- Q.9** *Si ritiene percorribile ed opportuna la prospettiva di approccio individuale alla qualità per gli utenti AT, ad iniziare dai circa 550 consumatori finali e dalle interruzioni lunghe e brevi? Se no, perché?*
- Q.10** *Si ritengono opportuni sviluppi del monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione? Se sì, in quale direzione? Se no, perché?*
- Q.11** *Si hanno osservazioni - anche quantitative - riguardo il possibile miglioramento della disciplina dei servizi di mitigazione per gli aspetti indicati al punto 7.21?*
- Q.12** *Si condivide la proposta dell’Autorità che la disciplina dei servizi di mitigazione sia applicabile anche al caso di incidenti rilevanti? Se no, perché?*
- Q.13** *Si condivide la proposta dell’Autorità di una più chiara aggregazione delle interruzioni in eventi interruttivi, incidenti rilevanti e potenziali incidenti rilevanti? Se no, perché? Si preferisce una possibile aggregazione sulla base degli stati di funzionamento del sistema elettrico definiti dal capitolo 10 del Codice di rete?*

## **8 Aspetti che interessano sia la qualità della trasmissione sia la qualità della distribuzione**

### *Regolazione delle interruzioni prolungate e versamenti di Terna al Fondo per eventi eccezionali*

- 8.1 Il Testo integrato prevede un sistema di standard e rimborsi automatici rivolti ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe, i cui effetti decorrono dal 1° luglio 2009 per Terna e le imprese distributrici con più di 100.000 clienti BT. Tale regolazione (Titolo 7 del TIQE) persegue la duplice finalità di provvedere a un rimborso forfetario per il disagio subito dai clienti BT e MT nel caso di interruzioni di durata prolungata e di promuovere il tempestivo ripristino del servizio per le interruzioni da parte delle imprese di distribuzione e dell'impresa di trasmissione.
- 8.2 Con la deliberazione n. 172/07, poi confluita nel TIQE, l'Autorità ha istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico un "Fondo per eventi eccezionali", per il reintegro degli oneri sostenuti dalle imprese distributrici o dall'impresa di trasmissione per l'erogazione dei rimborsi ai clienti finali, nel caso di interruzioni occorse in periodi di condizioni eccezionali e/o per eventi eccezionali.
- 8.3 Il finanziamento del Fondo per eventi eccezionali è garantito tramite contributi:
- da parte dei clienti finali;
  - da parte delle imprese distributrici per interruzioni di durata superiore a 8 ore;
  - da parte di Terna per interruzioni di durata superiore a 2 ore.
- 8.4 In particolare, il comma 50.3 del TIQE prevede che "Terna versa al Fondo un contributo pari al prodotto dell'energia non fornita relativa alla parte di disalimentazioni dell'anno precedente con durata in eccesso a 2 ore, per un'aliquota pari a 10.000 euro/MWh". Il versamento (e quindi lo standard di 2 ore ad esso associato) si applica per le cause diverse da insufficienza di risorse, forza maggiore, cause esterne ed è al netto di eventuali posticipi e sospensioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.
- 8.5 Sulla base dei risultati del 2010, primo anno di applicazione pressoché completa del meccanismo di regolazione, la previsione di finanziamento sembra garantire una contribuzione equilibrata tra i vari soggetti e commisurata alle esigenze di bilancio<sup>54</sup>. Nella conseguente ottica di stabilità, si ritiene però opportuno aggiornare il versamento da parte di Terna per i seguenti due aspetti:
- eliminazione di un effetto di doppia penalizzazione per interruzioni prolungate;
  - definizione di un meccanismo di contenimento del rischio economico per Terna;
- 8.6 Riguardo il primo aspetto, l'Autorità ha previsto in capo a Terna la compartecipazione ai rimborsi per interruzioni prolungate per le interruzioni di propria responsabilità, inizialmente introdotta dal comma 5.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 172/07. Tali rimborsi vengono corrisposti al superamento degli

---

<sup>54</sup> Il rendiconto economico del 2010 è stato sintetizzato nella tavola A5.5 del DCO 15/11.

standard di 4-6-8 ore per utenti<sup>55</sup> MT e 8-12-16 ore per utenti BT. Al superamento degli standard di interruzione prolungata, Terna subirebbe un effetto di doppia penalizzazione<sup>56</sup>. Per evitare tale effetto, l’Autorità propone che la quota parte di ENS 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 (essendo le 8 ore un valore centrale tra i diversi standard di durata delle interruzioni prolungate).

- 8.7 Riguardo il secondo aspetto, attualmente la regolazione non prevede meccanismi di contenimento del rischio per il contributo annuale di Terna al Fondo per eventi eccezionali. L’Autorità intende introdurre una soglia che potrebbe essere di 5-10 milioni di Euro all’anno.
- 8.8 Il comma 48.3 del TIQE prevede che a Terna si applichi potenzialmente un tetto massimo, su base annua, pari al 7% dei ricavi annui riconosciuti per l’attività di trasmissione. L’Autorità intende sostanzialmente confermare questa disposizione, preferendo però l’espressione in termini monetari anziché in percentuale dei ricavi annui riconosciuti. Si propone perciò un tetto massimo di 100 milioni di Euro su base annua.
- 8.9 Per effetto delle modifiche proposte nei punti precedenti (e delle altre proposte contenute nel presente DCO), i tetti potrebbero essere definiti sulla base dei valori sintetizzati dalla Tabella 19.

**Tabella 19 - Quadro di sintesi dei tetti di impatto economico della regolazione della qualità del servizio di trasmissione su Terna**

<b>Meccanismo regolatorio</b>	<b>Tetto annuale premi (proposta)</b>	<b>Tetto annuale penalità (proposta)</b>
Regolazione premi-penalità (articoli da 3 a 9 Allegato A 341/07)	30 milioni di Euro	10-15 milioni di Euro
Servizi di mitigazione (art. 10 Allegato A 341/07)	0	Conferma tetto variabile su performance tra 3 e 18 milioni di Euro
Versamento al Fondo eventi eccezionali (art. 50 Allegato A 333/07)	0	5-10 milioni di Euro
Compartecipazione penalità ad utenti MT (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 34.9 Allegato A 333/07)	0	Non previsto
Compartecipazione rimborsi “prolungate” (art. 11 Allegato A 341/07 e comma 46.2 Allegato A 333/07)	0	100 milioni di Euro
Contratti per la qualità (art. 36 Allegato A 250/04)	Non previsto	Non previsto

<sup>55</sup> L’Autorità ha proposto l’estensione dei rimborsi anche ai produttori (punti 8.31 - 8.34 del DCO 15/11).

<sup>56</sup> In relazione alla regolazione premi-penalità, l’Autorità ha già trattato il tema della doppia penalizzazione e indicato che “il contributo al Fondo per eventi eccezionali sarebbe aggiuntivo alle eventuali penalità versate per effetto del meccanismo incentivante” (punto 4.22 del DCO 36/07), approccio poi confermato dalla regolazione.

- 8.10 La somma dei tetti per i primi tre meccanismi (che ci aspetta impattino maggiormente sui risultati economici di Terna) risulterebbe così di 30 milioni di Euro di premi massimi.
- 8.11 Le penalità massime sarebbero variabili in funzione della performance di Terna relativa ai potenziali incidenti rilevanti e comprese tra 18-28 milioni di Euro (ottima performance, 0 potenziali incidenti rilevanti) e 33-43 milioni di Euro (5 o più potenziali incidenti rilevanti).

*Interruzione sulle reti di distribuzione in occasione di traslazioni preventive di carico*

- 8.12 Alcune osservazioni di imprese distributrici (anche nel processo di consultazione del 2007) hanno segnalato la possibile occorrenza di rischi di disalimentazione per effetto delle manovre di controalimentazione MT. L'Autorità ha già trattato tali rischi di disalimentazione (si vedano ad esempio i punti 3.27 e 3.28 del DCO 7/10) e ha previsto che tali interruzioni restino nel perimetro di responsabilità dell'impresa distributtrice, al fine di evitare effetti distorcenti dovuti alla valorizzazione dei servizi di mitigazione.
- 8.13 Inoltre, la valorizzazione dei servizi di mitigazione incentiva Terna a mettere in atto più efficaci interventi operativi, fra cui la richiesta alle imprese distributrici di traslazione preventiva e programmata di carichi tra diverse CP, a fronte di manutenzione programmata. Con tali interventi preventivi, si può ridurre l'energia non fornita attesa a fronte di eventuali disalimentazioni. In tali circostanze, la valorizzazione dei servizi di mitigazione non trova applicazione per quanto previsto dall'Allegato A.66 al Codice di rete. Anche in questo caso le reti di distribuzione possono essere esposte a un - probabilmente modesto - rischio di interruzioni per effetto delle manovre di traslazione dei carichi.
- 8.14 L'Autorità intende perciò considerare la possibilità di escludere i guasti intervenuti in condizione di "traslazione preventiva di carichi richiesta da Terna per manutenzione programmata AT" dal perimetro della regolazione premi-penalità della continuità del servizio di distribuzione.
- 8.15 Si invitano le imprese distributrici e Terna ad indicare le possibili modalità per la registrazione e gestione operativa delle circostanze di cui al punto precedente.

*Classificazione delle cause di interruzione di secondo livello per la trasmissione e per la distribuzione*

- 8.16 L'Autorità ha previsto una definizione dettagliata delle cause di interruzione di secondo livello sulla rete di trasmissione, che è individuata al capitolo 6 dell'Allegato A.54 al Codice di rete e descritta in forma tabulare nel paragrafo 9.6 dello stesso allegato.
- 8.17 In relazione alla nuova causa di esclusione prospettata al punto 5.28 del presente DCO, si propone l'introduzione di una nuova causa di secondo livello afferente alla causa 3CE - cause esterne, per individuare la disalimentazione "sito utente su se stesso". Si può inoltre prevedere una ulteriore causa di secondo livello in relazione alla possibilità di escludere utenti AT connessi a reti strutturalmente sottese al sito utente origine della disalimentazione.

- 8.18 Per quanto riguarda la regolazione della distribuzione, anche al fine di permettere un miglior controllo incrociato delle registrazioni delle interruzioni effettuate da Terna e delle registrazioni delle interruzioni effettuate dalle imprese distributrici, e in relazione a quanto indicato al punto 8.14 del presente DCO, l’Autorità propone l’introduzione delle cause di secondo livello.
- 8.19 Una possibile definizione delle cause di secondo livello, sviluppata in analogia con quanto definito con le cause di secondo e terzo livello per la trasmissione e tenendo presente gli articoli 6 e 7 del TIQE, è riportata nella Tabella 20.

**Tabella 20 - Proposta di classificazione delle cause di interruzione di secondo livello per la distribuzione**

<b>Causa di primo livello</b>	<b>Acronimo</b>	<b>Causa di secondo livello</b>	<b>Potenziale acronimo</b>
Origine sistema elettrico	SE	Alleggeritori automatici del carico (EAC)	EAC
		Banco Manovra di Emergenza (BME)	BME
		Elaboratore di distacco automatico (EDA)	EDA
		Ordine di PESSE con preavviso previsto dall’ Allegato A.20 al Codice di rete	PES
		Ordine di PESSE in tempo reale	DTR
		Altri ordini di disalimentazione da Terna	DTE
		Incidenti rilevanti	IR
		Intervento delle protezioni degli impianti di generazione (isole non interconnesse)	GEN
Forza maggiore	FM	Apertura linee (ordini da Terna o da altri esercenti)	APL
		Atti di autorità pubblica (non di esercenti)	AUP
		Furti e sabotaggi	FUR
		Interruzioni dovute a eventi eccezionali con superamento dei limiti di progetto degli impianti	FMD
		Interruzioni eccezionali (metodo statistico)	FMS
		Scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge	SCP
		(Sospensione o posticipazione per motivi di sicurezza)	(SSP)
Cause esterne	CE	Contatti fortuiti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi	TER
		Guasti provocati da clienti finali	GUT
		Guasti su impianti di produzione	GPR
Altre cause	AC	Cause accertate	ACA
		Cause non accertate	CNA
Da definire		Interruzioni in condizioni di traslazione preventiva di carichi richiesta da Terna per manutenzione AT	TPC

**Spunti per la consultazione**

- Q.14** *Si condividono le proposte relative al versamento da parte di Terna al Fondo per eventi eccezionali? Se no, perché?*
- Q.15** *Si ritiene opportuno che le interruzioni in condizioni di traslazione preventiva di carichi richiesta da Terna per manutenzione programmata AT siano escluse dal computo degli indicatori per la regolazione premi-penalità della continuità della distribuzione? Perché?*
- Q.16** *Si condividono le proposte dell'Autorità in materia di classificazione di cause di interruzione di secondo livello? Se no, perché? Se sì, quali modifiche si ritengono opportune alla Tabella 20 per il servizio di distribuzione?*

## 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 e al DCO 42/10	14 gennaio 2011 4 febbraio 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	✓
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)	<b>28 aprile 2011</b>	✓
Raccolta dati sulla continuità del servizio per singolo cliente alimentato in media tensione	maggio-giugno 2011	<i>In corso</i>
Pubblicazione del documento per la consultazione su prime opzioni/proposte in materia di regolazione incentivante della <b>qualità</b> del servizio di trasmissione per il periodo 2012-2015 ( <b>DCO 20/11</b> )	26 maggio 2011	✓
Seminario pubblico di presentazione <b>delle proposte dell’Autorità</b>	maggio-giugno 2011	
Termine per la presentazione delle <b>osservazioni scritte al DCO 15/11</b>	<b>16-30 giugno 2011</b>	
<b>Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 20/11</b>	<b>7 luglio 2011</b>	
Pubblicazione del documento per la consultazione in materia di proposte finali per la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (quinto documento per la consultazione)	settembre 2011	
Eventuale svolgimento di ulteriori incontri tematici con i soggetti interessati	settembre 2011	
Realizzazione dell’indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti	luglio-settembre 2011	<i>In corso</i>
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al quinto documento per la consultazione	ottobre 2011	
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura e prime disposizioni per la regolazione della continuità del servizio di trasmissione	novembre-dicembre 2011	
Pubblicazione della relazione AIR relativa alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura	dicembre 2011- gennaio 2012	
Prosecuzione della consultazione su ulteriori aspetti della regolazione della qualità dei servizi elettrici e adozione di ulteriori provvedimenti	dal 2012	

**Nota: in grassetto le variazioni rispetto alla precedente versione**

**Appendice 2: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione del presente documento**

<b>Obiettivo specifico (quarto DCO)</b>	<b>Opzioni di regolazione</b>	<b>Valutazione complessiva</b>
Confermare la regolazione incentivante quale principale meccanismo per prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie	Opzione #3.0 ( <i>opzione nulla</i> ): mantenere l'attuale impianto di regolazione con l'utilizzo dei tre indicatori ENSR, NDU, QSD	Media
	Opzione #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	Medio-bassa
	Opzione #3.B: semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR	Alta
	Opzione #3.C: semplificare l'impianto di regolazione con l'utilizzo del solo indicatore ENSR, con opportuni meccanismi al fine di tutelare gli utenti MT e BT che potrebbero essere discriminati dalle modalità di calcolo dell'energia non fornita	Medio-alta

<b>Obiettivo specifico (quarto DCO)</b>	<b>Proposte di regolazione</b>	<b>Valutazione complessiva</b>
Promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete (già indicato nel DCO 7/10)	<p>Estensione della regolazione incentivante all'intera rete di trasmissione</p> <p>Eliminazione di distinzioni tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla RTN</p> <p>Aggiornamento dei meccanismi di definizione dei livelli di partenza, dei livelli obiettivo e dei livelli effettivi</p> <p>Dimensionamento degli effetti economici della regolazione incentivante in base all'opzione di regolazione scelta (AIR #3)</p> <p>Aggiornamento dei meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio</p>	N/A

<b>Obiettivo specifico (quarto DCO)</b>	<b>Proposte di regolazione</b>	<b>Valutazione complessiva</b>
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	N/A

Obiettivo specifico (quarto DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione complessiva
Promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione su tutta la rete (già indicato nel DCO 7/10)	<p>Approccio individuale alla qualità per gli utenti AT, includendo aspetti di qualità della tensione</p> <p>Sviluppo del monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione</p> <p>Miglioramento del meccanismo di calcolo dell'energia fornita per i servizi di mitigazione</p>	N/A
Mitigare l'effetto degli incidenti rilevanti (già indicato nel DCO 16/07)	<p>Valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti</p>	N/A
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)	<p>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</p> <p>Introduzione di obblighi di comunicazione in materia di riparazione dei guasti</p>	N/A