

**DCO 39/11**

**REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI  
TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA  
ELETTRICA NEL PERIODO DI REGOLAZIONE 2012-2015**

*Orientamenti finali e schema di Testo integrato*

*Quinto documento per la consultazione*

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

**6 ottobre 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 per la consultazione, il quinto nell'ambito del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici, contiene gli orientamenti finali dell'Autorità per il periodo di regolazione 2012-2015 su opzioni e proposte di regolazione in materia di:*

- *regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;*
- *regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli utenti alimentati in media tensione e contratti per la qualità;*
- *qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione;*
- *regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;*
- *regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il **10 novembre 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 _____	4
2	Sintesi degli orientamenti finali _____	6
<i>Parte I – Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione _____</i>		<i>10</i>
3	Premessa _____	10
4	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso _____	13
5	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute _____	14
<i>Parte II – Regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione per utenti MT e contratti per la qualità _____</i>		<i>21</i>
6	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso _____	21
7	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute _____	22
<i>Parte III – Regolazione della qualità della tensione sulle reti MT e BT _____</i>		<i>29</i>
8	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso _____	29
9	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute _____	31
10	Temi oggetto di successivi approfondimenti _____	35
<i>Parte IV – Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura _____</i>		<i>36</i>
11	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso _____	36
12	Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute _____	48
13	Temi oggetto di successivi approfondimenti _____	51
<i>Parte V – Regolazione della qualità del servizio di trasmissione _____</i>		<i>53</i>
14	Premessa _____	53
15	Orientamenti finali su argomenti trattati nel DCO 20/11 _____	53
16	Proposte degli operatori e proposte su altri argomenti _____	61
17	Temi oggetto di successivi approfondimenti _____	66
<i>Appendice 1: Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015 _____</i>		<i>69</i>
<i>Appendice 2: Sintesi del quadro normativo, degli effetti della regolazione e delle opzioni e proposte di regolazione per gli aspetti di maggiore rilevanza affrontati con i DCO 40/10, 42/10, 15/11 e 20/11 _____</i>		<i>70</i>
<i>Appendice 3: Schema del Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015 _____</i>		<i>81</i>
<i>Appendice 4: Schema del provvedimento di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015 _____</i>		<i>81</i>

## **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, e contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di qualità dei servizi elettrici dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il quarto periodo di regolazione.
- 1.2 Nel corso del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici, sottoposto ad AIR per gli aspetti di maggiore rilevanza, sono stati pubblicati i seguenti DCO nei quali sono state sviluppate opzioni e proposte di regolazione nell'ambito dei diversi obiettivi specifici identificati:
- a) DCO 40/10, recante opzioni e proposte su opzioni per l'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi e approfondimenti sui contratti per la qualità; a tale DCO deve essere fatto riferimento 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;
  - b) DCO 42/10, recante opzioni e proposte su nuove iniziative in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
  - c) DCO 15/11 recante opzioni e proposte sulla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
  - d) DCO 20/11 recante opzioni e proposte sulla regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.
- 1.3 I contributi alle consultazioni, per le parti non coperte da riservatezza, sono disponibili nel sito internet dell'Autorità, nelle pagine dei DCO 40/10, 42/10, 15/11 e 20/11<sup>1</sup>.
- 1.4 Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici si svolge in parallelo al procedimento per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2012-15, avviato con la deliberazione ARG/elt 6/11, nell'ambito del quale sono stati pubblicati il DCO 5/11 in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche, il DCO 13/11 in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva, il DCO 29/11 che delinea i criteri generali di riconoscimento dei costi e il DCO 34/11 che illustra i criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.5 In particolare, con il DCO 34/11 sono stati esposti gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai meccanismi di regolazione mirati al perseguimento dell'obiettivo

---

<sup>1</sup> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/040-10dco.jsp>  
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/042-10dco.jsp>  
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/015-11dco.jsp>  
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/020-11dco.jsp>

generale dell'adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture di rete. Più in dettaglio, il documento ha affrontato le tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione (ivi inclusi i meccanismi di garanzia dei ricavi) finalizzati alla promozione degli investimenti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Come anticipato nel DCO 34/11, l'Autorità intende affinare e meglio focalizzare i vari meccanismi incentivanti previsti dalla regolazione tariffaria, della qualità, del dispacciamento e dell'efficienza energetica, monitorando in maniera puntuale le possibili interazioni tra gli stessi.

1.6 Gli effetti economici della regolazione della qualità del servizio, derivanti dal suo miglioramento, intervengono in modo complementare agli effetti economici determinati dalla regolazione tariffaria. Nel corso del nuovo periodo di regolazione l'Autorità analizzerà la progressiva integrazione di entrambi i meccanismi, mirando a commisurare gli effetti della regolazione ai benefici per gli utenti, anche in esito al monitoraggio delle possibili interazioni tra i meccanismi incentivanti previsti dalla regolazione tariffaria e dalla regolazione della qualità del servizio. In tale prospettiva l'Autorità valuterà le possibili forme di attuazione dell'articolo 2, comma 18, lettera b., della legge n. 481/95.

1.7 Il presente documento è così strutturato:

- a) la Parte I contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- b) la Parte II contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione individuale della continuità del servizio per utenti alimentati in media tensione e contratti per la qualità;
- c) la Parte III contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione;
- d) la Parte IV contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- e) la Parte V contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- f) l'Appendice 1 aggiorna il piano AIR;
- g) l'Appendice 2 contiene una sintesi del quadro normativo, degli effetti della regolazione e delle opzioni e proposte di regolazione per gli aspetti di maggiore rilevanza affrontati con i DCO 40/10, 42/10, 15/11 e 20/11;
- h) l'Appendice 3 contiene lo schema del Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015;
- i) l'Appendice 4 contiene lo schema del provvedimento che disciplina la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

## 2 Sintesi degli orientamenti finali

- 2.1 Nel presente capitolo viene sintetizzato l'orientamento finale dell'Autorità sulle opzioni e sulle proposte di regolazione di maggiore rilevanza esaminate con i DCO 40/10, 42/10, 15/11 e 20/11.

### *Parte I - Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione*

- 2.2 Per la durata delle interruzioni si intende:
- prevedere un premio aggiuntivo per gli ambiti con livello di partenza superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo che raggiungono il livello obiettivo entro il 2015, incrementando progressivamente nel corso del quadriennio la franchigia prevista per il confronto tra i livelli effettivi superiori al livello tendenziale ed il livello tendenziale stesso, mantenendo la differenziazione per grado di concentrazione;
  - ridurre del 33% l'incentivazione per gli ambiti che per ogni anno del periodo 2008-11 hanno registrato un livello effettivo migliore o uguale al livello obiettivo.
- 2.3 Per il numero di interruzioni:
- si conferma l'opzione vigente di adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne (con effetti anche sulla durata delle interruzioni);
  - viene rimosso il tetto massimo al miglioramento percentuale nella determinazione dei livelli tendenziali.
- 2.4 Per le imprese che servono meno di 25.000 utenti viene introdotta l'adesione facoltativa alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni.

### *Parte II – Regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione per utenti MT e contratti per la qualità*

- 2.5 Viene adottata l'opzione AIR #1.B e vengono incluse anche le interruzioni brevi negli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti MT prevedendo che, a decorrere dal 2012, tali standard siano aggiornati a:
- 6 interruzioni (lunghe e brevi) all'anno per gli ambiti in alta concentrazione;
  - 9 interruzioni (lunghe e brevi) all'anno per gli ambiti in media concentrazione;
  - 10 interruzioni (lunghe e brevi) all'anno per gli ambiti in bassa concentrazione.

Sono previsti meccanismi di gradualità tali da portare a regime nel 2014 il gettito delle penalità versate dai distributori in caso di mancato rispetto degli standard.

Parallelamente all'aggiornamento degli standard, è confermato il meccanismo incentivante mirato alla riduzione del numero di utenti peggio serviti.

Sono infine migliorate alcune disposizioni finalizzate a promuovere l'adeguamento degli impianti di utenza MT.

- 2.6 Viene introdotto un meccanismo incentivante finalizzato alla riduzione del numero di utenti MT in prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo.

- 2.7 Si conferma l'interesse dell'Autorità alla definizione di un nuovo modello di contratto di qualità limitato alle interruzioni lunghe e brevi che preveda obblighi e responsabilità delle controparti, che impegnino entrambe in quanto a mancato rispetto degli impegni reciproci e la possibilità di adozione di forme di "socializzazione locale" (linea/semisbarra/cabina) dei costi da parte degli utenti.

### *Parte III – Regolazione della qualità della tensione sulle reti MT e BT*

- 2.8 Viene adottata l'opzione AIR #2.B che prevede la messa in servizio di apparecchiature di misura della qualità della tensione su ogni semisbarra MT di cabina primaria entro il 2014, prevedendo la registrazione dei buchi di tensione secondo la classificazione prevista dalla norma CEI 8-9 (EN 50160) a decorrere dalla data di messa in servizio delle apparecchiature di misura della qualità della tensione.
- 2.9 Viene introdotta l'applicazione per via regolatoria dei limiti di variazione della tensione sulle reti in bassa tensione previsti dalla norma CEI 8-6.
- 2.10 In materia di comunicazioni individuali per utenti MT vengono introdotte:
- a) la comunicazione individuale dei buchi di tensione registrati sulla cabina primaria alimentante l'utente MT;
  - b) la comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e, quando disponibili, dei buchi di tensione, ai richiedenti una connessione MT o la riattivazione di una connessione pre-esistente.
- 2.11 L'Autorità pubblicherà dati comparativi relativi al numero di interruzioni transitorie (combinato con il numero di interruzioni lunghe e brevi). In tale prospettiva, verrà utilizzato l'indicatore di numero di interruzioni transitorie per utente BT in assetto di rete standard.
- 2.12 I misuratori elettronici BT verranno utilizzati per l'effettuazione di campagne di monitoraggio delle variazioni lente della tensione di alimentazione secondo modalità e tempistiche tali da consentire l'eventuale riprogrammazione del software dei misuratori oggetto di monitoraggio.

### *Parte IV – Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura*

- 2.13 Viene introdotto il preventivo telefonico a cura dei venditori per le prestazioni di uso più comune, richieste dai clienti finali in sede di primo contatto con il venditore, tariffate dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, rimuovendo la possibilità per i distributori di modificare il preventivo in sede di esecuzione della prestazione richiesta.
- 2.14 Viene introdotto uno standard specifico sul tempo massimo di sostituzione del gruppo di misura risultante guasto a seguito di verifica richiesta dal cliente finale.
- 2.15 Viene introdotto uno standard specifico sul tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e viene esteso lo standard generale di richiesta di informazioni alla conoscenza da parte degli utenti MT del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di consegna.

- 2.16 A seguito della sempre maggiore penetrazione della generazione diffusa vengono estesi ai produttori di energia elettrica alcuni standard di qualità commerciale.
- 2.17 Vengono infine aggiornati gli importi degli indennizzi automatici per gli standard specifici come stimolo alla riduzione dei tempi effettivi per i clienti peggio serviti.

#### *Parte V - Regolazione della qualità del servizio di trasmissione*

- 2.18 La regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, come già prospettato nel DCO 7/10 per tale disciplina, tiene conto di quanto disposto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, che all'articolo 36, comma 10, prevede che "Al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, determina idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi."
- 2.19 In tale prospettiva la regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione viene estesa dal 2012, con elementi di gradualità, a tutto il perimetro della rete di trasmissione nazionale; in tale ambito:
- viene confermata l'opzione #3.B che prevede l'applicazione del solo indicatore "energia non fornita di riferimento" ai fini della determinazione dei premi e delle penalità;
  - la valorizzazione dell'energia non fornita viene innalzata ad un livello equiparabile alla valorizzazione utilizzata per la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 2.20 Infine, in materia di servizi di mitigazione, sempre nella prospettiva delineata dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, viene prorogata per un anno la disciplina vigente, con l'obiettivo di pervenire ad un trattamento uniforme tra rete TELAT<sup>2</sup> e rete RTN storica nel 2015.

#### *Effetti economici derivanti dal miglioramento atteso della qualità del servizio nel periodo 2012-2015*

- 2.21 Un primo effetto economico è associato alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio di distribuzione. Ai punti 5.37 e successivi del DCO 15/11 si sono presentati due scenari di miglioramento della continuità del servizio, uno complessivamente moderato ed uno complessivamente forte, ed i conseguenti effetti economici attesi. Per la regolazione incentivante della durata delle interruzioni l'impatto quadriennale atteso è valutato tra 115 e 205 milioni di Euro di premi netti. Per la regolazione incentivante del numero di interruzioni l'impatto quadriennale atteso è valutato tra 165 e 370 milioni di Euro di premi netti.
- 2.22 In materia di regolazione individuale della continuità del servizio per utenti alimentati in media tensione, alla luce degli orientamenti finali illustrati nella Parte II del presente DCO e qualora si ripetessero le interruzioni occorse nel 2010, l'Autorità stima (vedi punto 7.4, lettera f)) un ammontare atteso di penalità di 15,7

---

<sup>2</sup> TELAT è la porzione di Rete di Trasmissione Nazionale in altissima e alta tensione che Terna ha acquisito da Enel distribuzione in data 1° aprile 2009.

milioni di Euro per il 2012, di 17,0 milioni di Euro per il 2013 e di 23,0 milioni di Euro per ciascun anno del biennio 2014-15, nella quasi totalità a carico delle imprese distributrici, in misura limitata a carico di Terna. L'Autorità stima che la metà di tale gettito quadriennale di circa 79 milioni sia destinato ad indennizzare gli utenti MT peggio serviti, l'altra metà a finanziare i premi della qualità.

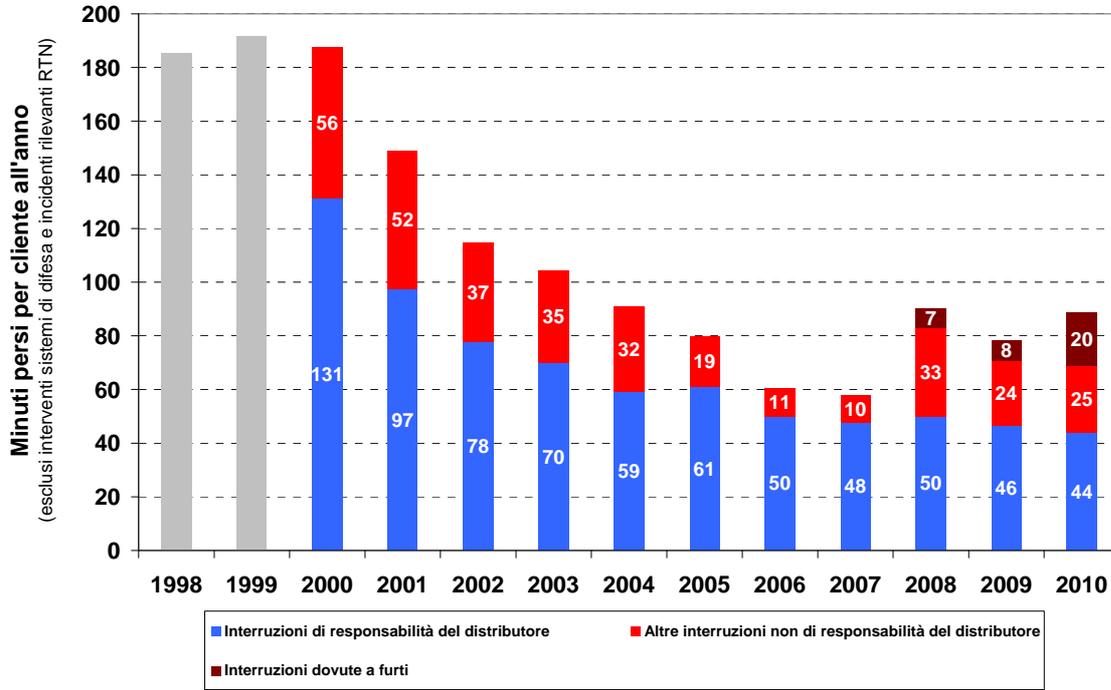
- 2.23 Infine, per effetto del miglioramento atteso della qualità del servizio di trasmissione, nelle ipotesi già presentate ai punti 5.62 - 5.75 del DCO 20/11 (che prevedono il ripetersi di passate performance, con un anno peggiore del livello obiettivo e tre anni migliori), tenendo conto degli orientamenti finali illustrati nella Parte V del presente DCO, l'Autorità stima per Terna un saldo quadriennale di 17 milioni di Euro di premi netti (12 milioni di Euro di penalità nel 2012; 11, 5 e 13 milioni di Euro di premi nel triennio 2013-15).

## **Parte I – Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione**

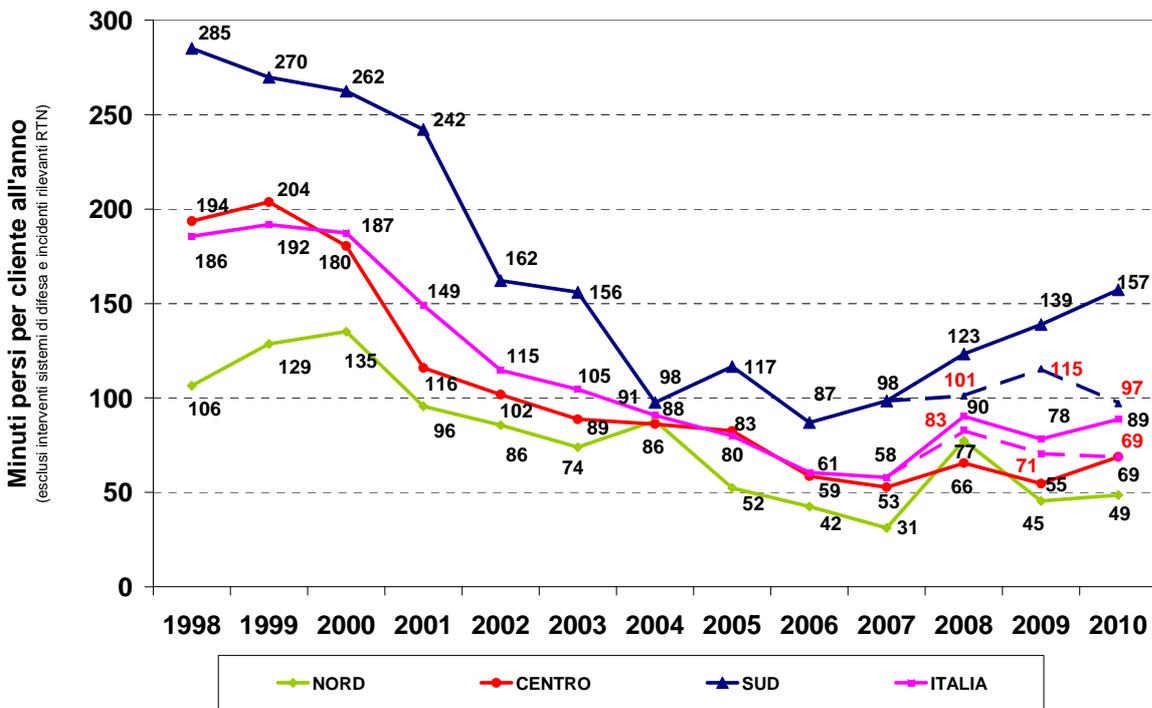
### **3 Premessa**

- 3.1 Nel DCO 15/11, al punto 4.2, nel commentare i dati di continuità relativi all'anno 2010, l'Autorità ha dichiarato che, nel complesso, “la regolazione incentivante sembra essere efficace, dal momento che la convergenza verso i livelli obiettivo è in atto, sia per la durata che per il numero di interruzioni”, evidenziando tuttavia tre elementi rilevanti:
- a) il progressivo aumento nel triennio 2008-10 della quota di durata delle interruzioni esclusa dalla regolazione incentivante rispetto al quadriennio 2004-07, in particolare nel Sud del Paese;
  - b) l'aumento del gap tra Nord e Sud del Paese in relazione alla durata e al numero di interruzioni complessive, in contrapposizione alla durata e al numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante per le quali tale gap si riduce;
  - c) il sensibile aumento delle interruzioni con preavviso, sia in durata che in numero, in particolare al Sud del Paese.
- 3.2 Al punto 4.5 del DCO 15/11 l'Autorità ha altresì affermato che “Quanto alla durata e numero di interruzioni escluse dalla regolazione incentivante, si ritiene che gli stimoli forniti alle imprese distributrici tramite il presente documento per la durata e il numero delle interruzioni soggette a regolazione incentivante possano in parte contribuire anche alla prevenzione dei fenomeni osservati al precedente punto” 3.1, lettere a) e b). “Eventuali proposte mirate verranno sviluppate nel quinto documento per la consultazione previsto dal piano AIR, alla luce di un esame più approfondito dei dati disponibili presso gli Uffici dell'Autorità, anche in relazione al punto” 3.1, “lettera c)”.
- 3.3 Dopo la pubblicazione del DCO 15/11 la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha effettuato alcuni approfondimenti con Enel distribuzione, pervenendo ad una disaggregazione più accurata delle interruzioni complessive. Da tale disaggregazione si registra che, a decorrere dal 2008, le interruzioni dovute a furti di linee aeree e negli impianti della distribuzione sono in costante aumento, soprattutto in Sicilia, ed in misura minore anche in Basilicata, Puglia, Calabria e Campania, ed incidono sulla durata delle interruzioni.

**Figura 1** – Durata complessiva (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso lunghe con evidenziazione della quota furti – Italia, periodo 1998-2010



**Figura 2** – Durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe con (linea continua) e senza (linea tratteggiata) quota furti - per circoscrizione, periodo 1998-2010



- 3.4 La componente furti vale, a livello nazionale, 7 minuti nel 2008, 8 minuti nel 2009 e 20 minuti nel 2010<sup>3</sup> (vedi Figura 1)<sup>4</sup>. Per quanto riguarda la ripartizione della durata complessiva delle interruzioni nelle Circoscrizioni Nord, Centro e Sud, la Figura 2 illustra il nuovo andamento della durata complessiva delle interruzioni nel Sud Italia (linea blu tratteggiata) e nell'intero Paese (linea viola tratteggiata) al netto dei furti (il Nord e il Centro Italia non sembrano essere caratterizzati dal fenomeno furti). La durata complessiva delle interruzioni passa così nel 2010 da 157 a 97 minuti nel Sud Italia e da 89 minuti a 69 minuti nell'intero Paese.
- 3.5 L'incidenza dei furti sul numero di interruzioni lunghe è pressoché irrilevante dal momento che si tratta di fenomeni che, almeno sino al 2010, hanno coinvolto un numero limitato di clienti, seppur per durate estremamente lunghe.
- 3.6 Alla luce delle nuove elaborazioni, il gap tra Nord e Sud del Paese, in merito alla durata complessiva delle interruzioni sembra non divergere; nel 2010 il Sud Italia, al netto dei furti, registra la seconda migliore performance dopo gli 87 minuti del 2006. In ragione di quanto illustrato l'Autorità valuterà l'opportunità di escludere dai dati di continuità del servizio di futura pubblicazione le interruzioni dovute a furti, come già oggi avviene per le interruzioni attribuite a sistema elettrico.
- 3.7 Quanto alle interruzioni con preavviso la consultazione non ha manifestato posizioni di interesse orientate alla riduzione delle stesse e ha riaffermato la funzionalità delle stesse al buon funzionamento della rete (manutenzione, ammodernamento ed espansione della rete). A sostegno di tale tesi i dati relativi al 2010 nelle tavole A4.13 e A4.14 pubblicate nel DCO 15/11 riguardanti il Sud Italia devono essere relazionati alla sensibile diminuzione del numero di interruzioni lunghe e brevi, sia complessive che soggette a regolazione incentivante, nel 2010 rispetto agli anni precedenti, come evidente dalle tavole A4.5 e A4.8 pubblicate nel DCO 15/11.
- 3.8 La consultazione ha inoltre segnalato la pubblicazione del decreto 4 febbraio 2011 da parte del Ministero del lavoro e delle politiche sociali che, dando seguito a quanto disciplinato dall'articolo 82 (lavori sotto tensione), comma 2, del decreto legislativo 9 aprile 2008 , n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro", all'articolo 4 (effettuazione dei lavori sotto tensione) ha disciplinato i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per l'esecuzione dei lavori sotto tensione per tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata.
- 3.9 Anche alla luce della nuova legislazione vigente l'Autorità ritiene che il tema delle interruzioni con preavviso possa essere approfondito nel corso del nuovo periodo di regolazione tramite opportuni incontri tecnici.
- 3.10 Infine, anche a seguito della sempre maggior penetrazione della generazione diffusa, l'Autorità ritiene che nel TIQE per il periodo 2012-15 gli indicatori di continuità del servizio debbano riferirsi agli utenti (in solo prelievo, sia in prelievo che in immissione, in sola immissione – la prima e seconda tipologie caratterizzate da un contratto di trasporto) piuttosto che ai soli clienti finali.

---

<sup>3</sup> La delibera ARG/elt 76/09, nell'escludere le interruzioni dovute a furti dai rimborsi per le interruzioni prolungate/estese a decorrere dal 2010 ha indotto possibili modalità di registrazione differenti presso le imprese distributrici.

<sup>4</sup> Informazioni ancora non ufficiali da parte di Enel distribuzione indicano che nel 2011 nelle regioni del Sud sopra indicate le interruzioni dovute a furti registrano un ulteriore aumento rispetto al 2010.

#### 4 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso

##### *Imprese distributrici di minori dimensioni (punti da 5.40 a 5.43 del DCO 15/11)*

4.1 L'Autorità intende dare seguito alla proposta di rendere facoltativa la partecipazione alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 utenti. Allo scopo, con la comunicazione dati del 31 marzo 2012 le imprese che servivano meno di 25.000 utenti BT alla data del 31 dicembre 2010 potranno formulare istanza all'Autorità. Verrà fatta salva la partecipazione in forma aggregata attualmente disciplinata dai commi 30.5 e 30.6 del TIQE.

##### *Rendicontare le interruzioni dovute a eventi di particolare severità (punti da 5.52 a 5.53 del DCO 15/11)*

4.2 L'Autorità ha proposto che, a decorrere dal 2012, ogni impresa distributtrice invii un rapporto sintetico all'Autorità in occasione di sequenze di interruzioni dovute a eventi di particolare severità da parte di ogni impresa distributtrice, entro 90 giorni dalla data di accadimento degli eventi, individuando come possibile condizione per l'individuazione di tali sequenze di interruzioni il momento minimo di interruzione, dato dal prodotto del numero di utenti coinvolti per il numero delle ore di interruzione, tenendo conto delle rialimentazioni progressive. Sul tema Enel ha proposto l'effettuazione di incontri specifici volti a individuare i criteri di identificazione delle interruzioni da rendicontare e richiesto semplicità amministrativa. Acea ha proposto il metodo statistico di individuazione dei Periodi di Condizioni Perturbate. A2A ritiene che siano gli Uffici dell'Autorità a fare richieste specifiche in occasione di eventi severi. L'Autorità ritiene che la propria proposta iniziale possa essere perseguibile, purché introduca condizioni tali da identificare pochi eventi/anno di estrema severità, nel caso si verificano, con rendicontazione veloce e sintetica all'Autorità, orientativamente entro 10 giorni solari dall'accadimento degli eventi, limitatamente alle imprese con più di 25.000 utenti (vd Tabella 1):

- descrizione sintetica degli eventi, anche allegando eventuali articoli pubblicati dalla stampa;
- numero di utenti coinvolti;
- durata delle interruzioni per i vari gruppi di utenti rialimentati progressivamente.

**Tabella 1** – *Condizioni tali da comportare l'invio all'Autorità del rapporto sintetico in caso di eventi di particolare severità, per imprese con più di 25.000 utenti*

<b>N. utenti disalimentati</b>	<b>Durata dell'interruzione</b>
Oltre 25.000	24 h
Oltre 50.000	12 h
Oltre 100.000	6 h
Oltre 150.000	4 h
Oltre 300.000	2 h

*Conservazione del registro delle interruzioni (punto 5.54 del DCO 15/11)*

- 4.3 L'Autorità intende dare seguito alla proposta di conservazione del registro delle interruzioni per cinque anni. L'Autorità ritiene che, in analogia, anche il registro delle segnalazioni, a decorrere dal 2012, debba essere conservato per cinque anni.

*Cause delle interruzioni di secondo livello (punti da 8.16 a 8.19 del DCO 20/11)*

- 4.4 L'Autorità registra la condivisione di Enel e Federutility e conferma la propria proposta di introduzione delle cause di secondo livello<sup>5</sup>.

## **5 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute**

*Regime di incentivazione speciale per gli ambiti peggio serviti in relazione alla durata delle interruzioni e decelerazione dell'incentivazione della durata delle interruzioni per gli ambiti meglio serviti (punti da 5.1 a 5.7 e da 5.8 a 5.14 del DCO 15/11)*

- 5.1 Le due proposte vengono trattate congiuntamente dal momento che devono essere considerate tra loro complementari e nell'ottica di quanto prospettato al punto 4.8 del DCO 15/11. La consultazione ha manifestato le seguenti posizioni:
- a) Enel ha sottolineato l'importanza della conferma dell'attuale meccanismo incentivante, sottolineando di aver orientato gli investimenti in funzione dei segnali offerti dalla regolazione incentivante; ridurre i premi agli ambiti con livelli effettivi migliori dei livelli obiettivo significa modificare in corsa il quadro regolatorio, con possibile impatto negativo sulla percezione del rischio nell'ambito delle decisioni di investimento; Enel ha inoltre proposto un incentivo doppio, rispetto a quello proposto dall'Autorità, per gli ambiti peggio serviti e, in caso di mantenimento della decelerazione dell'incentivazione per gli ambiti meglio serviti, un maggior bilanciamento tra gli extra-premi per gli ambiti peggio serviti e la riduzione degli stessi per quelli meglio serviti e soggetti alla decelerazione;
  - b) Federutility, nell'osservare come nel quadriennio 2007-10 i miglioramenti complessivi della durata delle interruzioni si siano ridotti rispetto ai periodi precedenti, ha mostrato contrarietà, sia per l'extra-incentivazione per gli ambiti peggio serviti che, in particolare, per la decelerazione del sistema incentivante per gli ambiti meglio serviti (per le medesime ragioni poste da Enel), proponendo un differimento al 2019 per il raggiungimento dei livelli obiettivo relativi alla durata delle interruzioni, e asserendo che le proposte dell'Autorità rischiano di stravolgere ex-post il quadro regolatorio; inoltre, precisando che qualsiasi ulteriore iniziativa che l'Autorità dovesse adottare in materia dovrà essere condivisa con gli operatori, ha contro-proposto:
    - i. determinazione dei livelli di partenza sulla base dei livelli effettivi del triennio 2009-11 o dell'intero quadriennio 2008-11;

---

<sup>5</sup> Le cause di primo livello restano quelle disciplinate dall'articolo 7 del TIQE: forza maggiore, cause esterne e altre cause.

- ii. dimezzamento dell'extra-incentivazione per gli ambiti peggio serviti, nel caso in cui l'Autorità intenda dare seguito a tale proposta;
  - iii. forme di compensazione delle penalità per gli ambiti tramite quote accantonate tramite il CTS<sup>6</sup>;
  - iv. accorpamento di più ambiti, a discrezione dell'impresa distributrice, per compensare i risultati negativi di ambiti con livelli di continuità critici;
- c) Acea, nell'avanzare il medesimo rilievo di Federutility circa il miglioramento della durata delle interruzioni nel corso del quadriennio 2007-10, anche con riferimento alle simulazioni effettuate dall'Autorità circa la quota di durata delle interruzioni con origine BT, ha richiesto o un adeguamento dei livelli obiettivo o il differimento di un ciclo regolatorio per il raggiungimento degli stessi, differimento accompagnato da un meccanismo ad-hoc tale da bilanciare il mix rischi/opportunità;
- d) A2A ha manifestato perplessità sulla reale capacità da parte di alcune imprese di raggiungere i livelli obiettivo della durata delle interruzioni entro il 2015 e del numero di interruzioni entro il 2019, ritenendoli obiettivi particolarmente sfidanti; A2A ha inoltre espresso parere contrario alla decelerazione del sistema incentivante per gli ambiti meglio serviti; infine A2A ha richiesto che ambiti della stessa regione di differenti province, a parità di concentrazione, possano essere accorpabili al fine di bilanciare performance negative in alcuni ambiti con performance positive in altri;
- e) Confindustria ed Anie hanno condiviso le proposte dell'Autorità.

5.2 Tutto ciò considerato, l'Autorità esprime le seguenti valutazioni:

- a) il meccanismo di determinazione dei livelli tendenziali tali da prevedere il raggiungimento dei livelli obiettivo entro il 2015, relativamente alla durata delle interruzioni, è stato istituito con il secondo periodo di regolazione (2004-07); nel primo periodo di regolazione (2000-03) è stato in vigore un meccanismo di incentivazione alla riduzione della durata delle interruzioni basato su un differente sistema di determinazione dei livelli tendenziali (a tendere verso livelli nazionali di riferimento, sempre differenziati per grado di concentrazione) e di valorizzazione dei parametri C utilizzati ai fini della determinazione dei premi e delle penalità; l'Autorità ritiene che un periodo di sedici anni di incentivazione alla riduzione della durata delle interruzioni sia da considerarsi un periodo di sufficiente durata, cioè di lungo termine, per orientare gli investimenti e per ottenere i relativi ritorni e benefici;
- b) l'osservazione di cambio ex-post del quadro regolatorio avanzata da Enel e Federutility appare impropria dal momento che il meccanismo incentivante in vigore non è stato modificato; sono stati proposti correttivi tali da incentivare il raggiungimento dei livelli obiettivo entro il 2015 per gli ambiti peggio serviti e tali da evitare un esborso eccessivo a carico della tariffa in riferimento ad ambiti che, seppur virtuosi, nel corso degli anni hanno ricevuto una percentuale rilevante di premi rispetto agli altri ambiti; si consideri che nel periodo 2004-10 (i dati 2010 ancora soggetti a verifica da parte della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio), supponendo che la durata delle interruzioni soggetta a regolazione incentivante nel 2011 sia pari a quella del

---

<sup>6</sup> Corrispettivo Tariffario Specifico.

2010, agli ambiti che nel periodo 2012-15 sarebbero soggetti alla decelerazione dell'incentivazione per la durata delle interruzioni sono stati erogati circa 522 €milioni di incentivi netti per la durata delle interruzioni a fronte di circa 664 €milioni di incentivi netti complessivamente erogati per la durata delle interruzioni, vale a dire l'81% circa degli incentivi netti erogati; considerando il solo periodo 2008-10 tali ambiti percepiranno circa 150,9 €milioni a fronte di circa 117,6 €milioni di incentivi netti erogati (ciò significa che il saldo netto premi-penalità per i rimanenti ambiti è negativo);

- c) la revisione dei livelli obiettivo o il differimento di un ciclo regolatorio per il raggiungimento degli stessi si configurano invece come un effettivo cambio di regole ex-post e appare discriminatorio nei confronti degli ambiti che hanno già raggiunto il livello obiettivo; tuttavia il rilievo di Federutility e Acea circa la difficoltà per alcuni ambiti peggio serviti di raggiungere il livello obiettivo entro il 2015 a causa di difficoltà di realizzazione di investimenti anche già stanziati, in particolare per reti BT di ambiti in alta concentrazione, appare sostanziale;
- d) il rilievo di Enel circa la revisione del meccanismo incentivante tra ambiti peggio serviti e meglio serviti con migliore bilanciamento appare condivisibile; non è invece condivisibile un aumento dell'extra-incentivazione per gli ambiti peggio serviti;
- e) la determinazione dei livelli di partenza in base alla media ponderata su base triennale o quadriennale dovrebbe essere affiancata da un equivalente meccanismo per i livelli effettivi: tuttavia esistono già meccanismi di contenimento del rischio quali il tetto alle penalità e il meccanismo di diluizione delle penalità, con possibilità di annullamento; la media mobile triennale o quadriennale non garantisce in alcun modo la mitigazione di effetti di anni particolarmente avversi; un risultato particolarmente negativo in un anno ha conseguenze sui recuperi di continuità per tutti gli anni che contribuiscono al calcolo della media mobile;
- f) accorpamenti tra ambiti della stessa regione, anche a parità di grado di concentrazione, appaiono distorsivi della regola originaria.

5.3 In conclusione, tenuto conto di quanto sopra esposto, l'Autorità modifica la propria proposta originaria come di seguito indicato:

- a) per quanto riguarda l'extra-incentivazione per gli ambiti peggio serviti si conferma il regime di incentivazione speciale per gli ambiti con livello di partenza superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo nel caso in cui raggiungano (valore annuale) il livello obiettivo entro il 2015 oppure lo raggiungano in un anno precedente il 2015 ma lo mantengano fino al 2015, ma individuando una sola fascia (oltre una volta e mezza il livello obiettivo) e non più due (tra una volta e mezza il livello obiettivo e il doppio del livello obiettivo e oltre il doppio del livello obiettivo), riconoscendo un extra-premio a fine periodo, indipendente dagli effettivi premi e penalità ottenuti negli anni 2012-15, corrispondente ad un recupero di continuità di 25 minuti nel caso di ambiti in alta concentrazione, 40 minuti nel caso di ambiti in media concentrazione e 60 minuti nel caso di ambiti in bassa concentrazione, utilizzando i parametri C1d e C2d della fascia intermedia della Tabella 3 della Parte I del vigente TIQE moltiplicati per 0,75;

- b) modificando per tali ambiti la fascia di franchigia in aumento al livello tendenziale e fissandola pari al massimo tra il 5% in più rispetto al livello tendenziale e:
- per gli ambiti peggio serviti in alta concentrazione: 2, 4, 6, 8 minuti rispettivamente per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015;
  - per gli ambiti peggio serviti in media concentrazione: 4, 6, 8, 10 minuti rispettivamente per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015;
  - per gli ambiti peggio serviti in bassa concentrazione: 6, 8, 10, 12 minuti rispettivamente per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015;
- c) modificando dal 50% al 33% la riduzione dei parametri unitari C della Tabella 3 della Parte I del TIQE, fascia fino a 25, 40 e 60 minuti rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione, per gli ambiti che per ogni anno del periodo 2008-11 hanno registrato un livello effettivo annuale migliore del livello obiettivo e che di conseguenza avrebbero un livello tendenziale pari al livello obiettivo per l'intero periodo 2012-15.

5.4 In tal modo gli extra-premi per gli ambiti peggio serviti ammonterebbero a circa 40 €milioni se tutti gli ambiti peggio serviti raggiungessero il livello obiettivo entro il 2015 e la riduzione dei premi per gli ambiti meglio serviti ammonterebbe nel quadriennio 2012-15 a circa 36 €milioni se tutti gli ambiti soggetti alla decelerazione degli incentivi confermassero per l'intero quadriennio il livello di partenza, supponendo per entrambe le simulazioni che la durata delle interruzioni soggetta a regolazione incentivante nel 2011 per tutti gli ambiti sia pari a quella del 2010.

*Conferma del regime di incentivazione speciale per la riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne / eventuale obbligatorietà del regime (punti da 5.15 a 5.32 del DCO 15/11)*

5.5 Nel DCO 15/11 l'Autorità ha effettuato alcune simulazioni per il biennio 2008-09 per mostrare che l'adesione al meccanismo di riduzione delle cause esterne, per molte imprese che non vi hanno aderito, sarebbe stato invece conveniente. Nonostante ciò Federutility, Acea e A2A hanno espresso parere contrario all'obbligatorietà rilevando che le interruzioni dovute a cause esterne sono al di fuori del controllo dell'impresa distributrice. Pertanto l'Autorità, anche per il periodo 2012-15, conferma l'adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne con valorizzazione maggiorata del parametro C per il numero di interruzioni.

*Tetto al miglioramento massimo annuale del livello tendenziale per la regolazione del numero di interruzioni (punto 5.33 del DCO 15/11)*

5.6 L'Autorità ha proposto per il periodo 2012-15 la rimozione del tetto al miglioramento massimo annuale del 6% nella determinazione dei livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi. Federutility ha manifestato una posizione contraria. Enel e Acea, pur dichiarandosi contrarie, hanno proposto una rimozione graduale, con progressivo innalzamento del tetto. Il tetto è stato adottato per il corrente periodo per contenere rischi per le imprese derivanti da una nuova regolazione. Visto che la regolazione è ormai consolidata, l'Autorità non ritiene più necessaria l'applicazione del tetto e conferma la propria proposta iniziale.

*Migliorare la qualità del registro delle segnalazioni e delle chiamate telefoniche degli utenti per pronto intervento (punto 5.45 del DCO 15/11)*

5.7 La proposta dell’Autorità non ha trovato piena condivisione da parte delle imprese distributrici: è stata in particolare segnalata da parte di Enel, Federutility, A2A e Acea l’impossibilità di registrare per ogni chiamata ricevuta tutte le informazioni indicate nel DCO 15/11 al punto 5.45 dal momento che l’impresa distributtrice, una volta attivatasi per la risoluzione del guasto, ricorre ad un risponditore automatico per fornire informazioni al chiamante. Tenuto conto di quanto sopra esposto l’Autorità propone che le informazioni puntuali (vedi lettere seguenti) debbano essere registrate solamente nel caso in cui il chiamante riesca a interloquire con un operatore (normalmente la prima segnalazione ricevuta), limitando la registrazione a data e ora/minuti e al numero telefonico del chiamante (ove inviato dai gestori telefonici) a tutti gli altri casi. Per quanto riguarda le informazioni da registrare nel caso in cui il chiamante riesca a parlare con un operatore, visti gli esiti della consultazione, l’Autorità modifica la propria proposta in:

- a) data e ora di ogni segnalazione pervenuta, con granularità pari al minuto;
- b) registrazione vocale della chiamata (nuova proposta rispetto al DCO 15/11);
- c) motivo della segnalazione;
- d) nominativo dell’utente chiamante;
- e) numero di telefono dell’utente chiamante (ove inviato dai gestori telefonici);
- f) Comune per il quale è riferita la segnalazione;
- g) indirizzo stradale al quale è riferita la segnalazione;
- h) codice dell’interruzione nel caso in cui alla chiamata dell’utente corrisponda effettivamente una interruzione (l’assenza di interruzione dovrebbe essere documentata da un accesso a vuoto delle squadre di intervento o altra modalità), anche con link ad altro data base;
- i) codice della/e linea/e BT coinvolta/e nell’interruzione, anche con link ad altro data base;
- j) campo note.

*Definire le modalità di registrazione dell’istante di inizio delle interruzioni con origine BT per le imprese che utilizzano i misuratori elettronici per la registrazione della continuità del servizio (punti da 5.46 a 5.49 del DCO 15/11)*

5.8 L’Autorità ha proposto l’utilizzo dell’istante di inizio delle interruzioni con origine BT tramite il misuratore elettronico per le casistiche riportate nella Tabella 11 del DCO 15/11) a decorrere dal 1° gennaio 2012 per le imprese distributrici che hanno adottato i misuratori elettronici per la registrazione degli utenti BT coinvolti nelle interruzioni e conseguente ricalcolo coerente dei dati di continuità del biennio 2010-11, e comunicazione all’Autorità, per la corretta determinazione dei livelli tendenziali per il periodo 2012-15. Considerata la divergenza di vedute emersa dalla consultazione, in particolare per la registrazione dell’istante di inizio delle interruzioni dovute a guasto (l’impresa distributtrice non ne è a conoscenza sino alla prima chiamata telefonica) e per le conseguenti differenze di performance che si evidenzerebbero tra le imprese che non utilizzano i misuratori elettronici ai fini

della registrazione della continuità del servizio e quelle che li utilizzano, considerato che sulla registrazione dell'istante di fine delle interruzioni, salvo casi particolari, non sono emerse controindicazioni generali, l'Autorità rivede la proposta secondo quanto illustrato nella Tabella 2, confermando il 1° gennaio 2012 come data di entrata in vigore.

- 5.9 L'Autorità non ritiene che a seguito dell'entrata in vigore di tale disposizione sia necessario il ricalcolo dei dati di continuità del biennio 2010-11.
- 5.10 Considerato che l'installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici è ormai in via di completamento, l'Autorità ritiene che dal 2016 tutte le imprese distributrici possano essere in grado di adottare i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione ai fini della registrazione della continuità del servizio per ogni interruzione con origine BT, sia in relazione all'istante di inizio che dell'istante di fine.

**Tabella 2** – *Registrazione dell'istante di inizio e fine delle interruzioni tramite i misuratori elettronici*

<b>Tipologia interruzione</b>	<b>Istante di inizio</b>	<b>Istante di fine</b>
Qualsiasi interruzione dovuta a guasto, anche su presa singola	Prima segnalazione telefonica	Misuratore elettronico
Interruzione senza preavviso dovuta a manovra del distributore	Misuratore elettronico	Misuratore elettronico
Interruzione con preavviso	Misuratore elettronico	Misuratore elettronico

*Adeguare l'indice ISR allo sviluppo della regolazione (punti da 5.50 a 5.51 del DCO 15/11)*

- 5.11 Nonostante una non generale condivisione da parte di Federutility e di Acea, l'Autorità, vista l'importanza dei controlli e il consolidamento della materia, conferma le proprie proposte, con alcuni aggiustamenti e due nuove proposte (successive lettere g) e h)). In definitiva l'Autorità rivede le proprie proposte come di seguito illustrato:
- attribuire 7 punti (la precedente proposta era 10) invece che 2, ma solo dal 2013, alla non conformità "non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT";
  - attribuire 7 punti (la precedente proposta era 10) invece che 5 alla non conformità "mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni";
  - attribuire 5 punti invece che 3 alla non conformità "insufficienza di documentazione per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate";
  - separare la non conformità "impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate" dalla non conformità "insufficienza di documentazione o impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate" (3 punti), attribuendole 5 punti;
  - attribuire 4 punti invece che 3 alla non conformità "errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi invece di lunghe e viceversa";

- f) introdurre due nuove non conformità “errori sistematici di attribuzione dell’origine delle interruzioni” e “errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni” (in precedenza erano incluse nella non conformità “errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi invece di lunghe e viceversa”) attribuendo loro 4 punti;
- g) eliminazione delle non conformità “errori sistematici nel rispetto dei criteri di cui all’articolo 4, comma 7”, “ogni altra aspetto sistematico che ostacola la verifica dei dati di continuità comunicati” e “documentazione tenuta in modo non ordinato o non accessibile” (nuova proposta);
- h) introdurre una nuova non conformità (non precedentemente proposta) “errore nell’applicazione della modalità di calcolo per l’identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate di cui alla Scheda n. 1” attribuendole 10 punti (nuova proposta).

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

**Q.1** *L’Autorità ritiene che l’energia distribuita di cui al comma 16.1 del TIQE per il periodo 2012-15 (vedi appendice 3) debba intendersi come somma delle energie prelevate. Si concorda con tale impostazione? Se no, per quali motivazioni?*

## Parte II – Regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione per utenti MT e contratti per la qualità

### 6 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso

*Istituzione del “Fondo clienti MT” (punto 6.3 del DCO 15/11)*

- 6.1 Anche in riferimento a quanto illustrato al punto 3.10 tale fondo verrà intitolato “Fondo utenti MT”. In esso confluirà il gettito CTS versato dagli utenti MT per il periodo 2011-2015.

*Definizione dei parametri A, B, C e D della nuova formula di calcolo del Corrispettivo Tariffario Specifico (punti da 8.3 a 8.10 del DCO 15/11)*

- 6.2 Si conferma la formula di calcolo proposta nei DCO 40/10 e 15/11 per le motivazioni ivi addotte. Per quanto riguarda il valore dei parametri A, B e C, a seguito della disponibilità dei dati individuali degli utenti MT per l’anno 2010 richiesti alle imprese distributrici di maggiori dimensioni nel maggio 2011, l’Autorità propone per il parametro A il valore 500, per il parametro B il valore 700, per il parametro C il valore 0,7. Il parametro D assume di conseguenza il valore 3.280,36. La nuova formula di calcolo del CTS, detta PD la Potenza Disponibile in prelievo per gli utenti in prelievo e in immissione per gli utenti in immissione alla data del 1° gennaio dell’anno cui il calcolo si riferisce, diviene pertanto:

$$\text{CTS} = 500 \text{ [€]}$$

per PD inferiore o uguale a 400 kW

$$\text{CTS} = 500 + 700 * [(\text{PD} - 400) / 400]^{0,7} \text{ [€]}$$

per PD superiore a 400 kW e inferiore o uguale a 3.000 kW

$$\text{CTS} = 3.280,36 \text{ [€]}$$

per PD superiore a 3.000 kW

Per gli utenti sia in prelievo che in immissione deve essere corrisposto il massimo tra i due valori ottenuti con la PD in prelievo e la PD in immissione.

- 6.3 La nuova formula di calcolo del CTS, come già evidente dal DCO 40/10, comporta un aggravio minore per gli utenti con maggiori prelievi/immissioni e un aggravio maggiore per gli utenti con minori prelievi/immissioni, indipendentemente dai valori di PD, rispetto alla formula in vigore. Dalle simulazioni effettuate dall’Autorità il gettito annuo, a parità di utenti non adeguati, rimane sostanzialmente invariato.

*Utilizzo dell’IMS-FGT (Interruttore di Manovra Sezionatore con Fusibili e relè di Guasto a Terra) per la conformità ai requisiti semplificati (punti da 8.20 a 8.22 del DCO 15/11)*

- 6.4 Si conferma la possibilità di utilizzare l’IMS-FGT per l’adeguamento ai requisiti semplificati come soluzione alternativa alla manutenzione (vedi anche spunto Q.4).

La norma sperimentale “Interruttori di Manovra Sezionatori combinati con Fusibili equipaggiati con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R), completa di classificazione, dovrebbe essere pubblicata dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) nel mese di ottobre 2011.

*Fatturazione del CTS (punti da 8.11 a 8.15 del DCO 15/11)*

6.5 A decorrere dal 1° gennaio 2012 si conferma l’inclusione nei documenti di fatturazione delle quote mensili del CTS. L’impresa distributrice deve indicare nei documenti di fatturazione le quote mensili del CTS, ognuna pari ad 1/12 del corrispettivo annuo, indicando per ognuna il mese cui si riferisce. Il venditore è tenuto ad esporre all’utente le medesime informazioni nella prima fattura utile, con identico dettaglio. Si ritiene che in concomitanza a tale disposizione possa essere soppressa la comunicazione trimestrale di cui al comma 37.6 del TIQE.

*Nuovo modello di contratto per la qualità (parte III del DCO 40/10 e capitolo 9 del DCO 15/11)*

6.6 Si intende dare seguito alla proposta di istituzione di un tavolo di lavoro, monitorato dall’Autorità, tra associazioni dei clienti industriali, imprese di distribuzione e società di vendita finalizzato allo studio un nuovo modello di contratto di qualità. Elementi preliminari di contesto utili alla sua predisposizione, sono:

- a) obblighi e responsabilità delle controparti che impegnino entrambe in quanto a mancato rispetto degli impegni reciproci;
- b) focalizzazione sulle interruzioni lunghe e brevi;
- c) possibilità di contrattualizzare livelli di continuità peggiori degli standard fissati dall’Autorità;
- d) possibilità di adozione di forme di “socializzazione locale” (linea/semisbarra/cabina) dei costi da parte degli utenti.

Si prevede che il tavolo di lavoro possa iniziare le attività entro febbraio 2012.

*Esclusione dal rimborso automatico dei clienti che causano interruzioni prolungate (punto 8.35 del DCO 15/11)*

6.7 Si conferma la proposta di escludere dal rimborso automatico l’utente che causi una interruzione che dia luogo ai rimborsi per la durata massima.

**7 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute**

*Sito internet dedicato alle comunicazioni per gli utenti MT (punti da 6.4 a 6.6 del DCO 15/11)*

7.1 L’Autorità ritiene che Internet debba diventare il canale privilegiato per le comunicazioni individuali agli utenti MT. Ogni impresa distributrice dovrà comunicare ai propri utenti MT entro il 30 giugno 2012 (anche tramite il venditore) la disponibilità di un sito internet dedicato alle comunicazioni individuali periodiche

previste dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. Tale comunicazione deve contenere una descrizione delle modalità di accesso individuale alla sezione personale ed una sintesi delle informazioni rese disponibili nella sezione personale. Considerate alcune osservazioni pervenute, in particolare quella di Federutility, il sito internet, se non già disponibile, dovrà essere attivato per le comunicazioni individuali che decorrono a partire dal 1° gennaio 2013. Sarà prevista una deroga per le imprese di minori dimensioni, con meno di 25 utenti MT, per le quali sarà ancora ammessa la comunicazione cartacea.

#### *Opzione AIR #1 (punti da 7.3 a 7.32 del DCO 15/11)*

7.2 Enel distribuzione ha illustrato approfonditamente le proprie argomentazioni a favore dell'opzione #1.C, proponendo un orizzonte temporale per la determinazione dei livelli tendenziali per ogni utente MT a dodici anni, ed esprimendo disaccordo sulle valutazioni AIR dell'Autorità con particolare riferimento ai temi della semplicità amministrativa, dell'efficienza e circa lo scenario di miglioramento ipotizzato dall'Autorità. Per quanto riguarda gli altri soggetti che hanno partecipato alla consultazione:

- a) Federutility ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B, soprattutto in ragione di una maggiore semplicità di implementazione, affiancata dal sistema incentivante asimmetrico per la riduzione del numero di clienti peggio serviti di cui ai punti da 7.13 a 7.19 del DCO 15/11, ma richiedendo gradualità di applicazione; ha inoltre proposto l'affiancamento di un sistema incentivante ulteriore, parallelo a quello proposto dall'Autorità, basato sull'opportunità di premiare le imprese distributrici in funzione del numero di clienti meglio serviti;
- b) Acea ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B, richiedendo che in fase di prima attuazione siano adottate scelte cautelative;
- c) Confindustria si è mostrata favorevole all'opzione #1.C solamente se affiancata, prima dell'avvio del nuovo periodo di regolazione, “da una pianificazione concordata di interventi prioritari di adeguamento/manutenzione delle cabine primarie/secondarie individuate dall'AEEG con l'ausilio della collaborazione delle associazioni datoriali dei Distributori (cd. Mappa degli Hot Points QSE) e da un programma di divulgazione (ROAD SHOW QSE)”<sup>7</sup>. Nel caso tale pianificazione di azioni di supporto al miglioramento della qualità non fosse realizzabile entro il 2011, Confindustria conferma l'assenso già dato per l'opzione #1.B;
- d) Anie ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B.

7.3 L'Autorità conferma le considerazioni e la perplessità espresse nel DCO 15/11 in merito alla possibile adozione dell'opzione #1.C, anche in ragione dal recente avvio (2008) della regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe più brevi mirata al raggiungimento dei livelli obiettivo entro dodici anni (entro il 2019). Oltre a quanto già esposto nel DCO 15/11 l'Autorità osserva che, al fine di evitare una ulteriore duplicazione di incentivi, l'adozione dell'opzione #1.C dovrebbe anche

---

<sup>7</sup> Confindustria richiede formalmente la “costituzione di un tavolo di confronto sulle singole realtà locali segnalate dalle associazioni datoriali e dai Distributori affinché termini i propri lavori con la redazione di una Mappa concordata”.

prevedere lo scorporo delle interruzioni con origine MT dalla vigente regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe e brevi, e focalizzarsi esclusivamente sulla riduzione del numero di interruzioni lunghe (e brevi) con origine BT, venendosi a manifestare altresì l'esigenza di determinare nuovi livelli obiettivo per la regolazione incentivante del numero di interruzioni limitati alla sola parte di interruzioni con origine BT. In conclusione, dato il recente avvio della regolazione incentivante del numero di interruzioni in vigore, l'Autorità ritiene prematuro un cambio così repentino del quadro regolatorio, e intende dare seguito all'opzione #1.B, anche in considerazione dei contributi pervenuti alla consultazione. Le condizioni poste da Confindustria a favore dell'opzione #1.C, anche se non vincolanti ai fini di una decisione, appaiono tuttavia non realizzabili, quantomeno nel breve termine. L'opzione #1.C proposta da Enel, anche migliorata in base alla proposta di Federutility, potrà essere riconsiderata nel corso del prossimo periodo di regolazione, una volta disponibile una serie storica più lunga dell'indicatore di numero delle interruzioni sottoposto a regolazione incentivante.

7.4 Tutto ciò considerato, nei prossimi punti vengono declinati gli orientamenti finali dell'Autorità in merito ad ogni aspetto relativo all'opzione #1.B, tenuto conto dei contributi pervenuti, nella prospettiva di una introduzione graduale delle nuove disposizioni:

- a) *decorrenza*: dal 1° gennaio 2012;
- b) *standard specifici*: in base alla elaborazione dei dati individuali 2010 degli utenti MT forniti dalle maggiori imprese distributrici (vd Tabella 3), gli standard sono fissati, considerando una percentuale di utenti peggio serviti pari a circa il 10-15%:
  - i. ambiti in alta concentrazione: 6 interruzioni lunghe più brevi;
  - ii. ambiti in media concentrazione: 9 interruzioni lunghe più brevi;
  - iii. ambiti in bassa concentrazione: 10 interruzioni lunghe più brevi;
- c) *interruzioni indennizzabili*: oltre lo standard fino al doppio dello standard per il biennio 2012-13, oltre lo standard fino al triplo dello standard per il biennio 2014-15;
- d) *potenza interrotta*: utilizzo della potenza effettiva interrotta con decorrenza 1° gennaio 2012; utilizzo della media aritmetica delle potenze effettive interrotte in tutte le interruzioni subite dagli utenti in prelievo o in immissione nel corso dell'anno ai fini della valorizzazione degli indennizzi automatici; deroga su base volontaria sino al 31 dicembre 2012 per l'utilizzo della PMI pari al 70% della potenza disponibile;
- e) *parametro Vp, anche per utenti in immissione*: indifferenziato su tutta la banda di potenza interrotta e pari a 2,50 €/kW per il 2012 e 2,70 €/kW per il triennio 2013-15 per il prelievo; pari a 0,1 €/kW interrotto per l'immissione; a seguito delle osservazioni pervenute (contrarietà da parte delle imprese distributrici, condivisione da parte di Confindustria ed Anie; condivisione, ma con richiesta di maggiorazione del parametro Vp, da parte di Edison) sono necessarie alcune precisazioni:
  - i. il parametro Vp non può essere differenziato tra interruzioni lunghe e brevi dal momento che viene indennizzato il numero di interruzioni e non la durata delle stesse;
  - ii. il valore di 2,7 €/kW interrotto su tutta la banda di potenza a partire dal 2013 appare giustificabile dal fatto che i valori attualmente in vigore,

ma anche il nuovo valore proposto di 2,7 €/kW interrotto, sono decisamente più contenuti del valore proposto nel DCO del 13 gennaio 2004 (4-5 €/kW interrotto - Tabella 3) all'atto dell'introduzione di tale regolazione, valore che in sede di adozione del Testo integrato per il periodo 2004-07, fu ridotto per tenere conto dell'innovatività della regolazione e per contenere il rischio economico/finanziario per le imprese distributrici, rischio che oggi appare meglio quantificabile ex-ante;

- iii. l'ampio consenso espresso in esito al DCO 40/10 è venuto a mancare nel DCO 15/11 con la conferma della proposta di 0,1 €/kW interrotto per l'immissione; l'Autorità precisa che tale valore non costituisce ristoro per il danno subito dal produttore e conferma le motivazioni espresse nel DCO 15/11 (punti da 8.27 a 8.29) a sostegno della nuova proposta, sottolineando che per tali utenti il parametro in vigore è di 2,5-2 €/kW interrotto;
- f) *tetto massimo alle penalità*: si preferisce, anche per ragioni di immediatezza e semplicità, riferire il tetto ad un valore unitario per utente MT moltiplicato per il numero di utenti MT serviti dall'impresa distributtrice: 450 €/utente per il 2012, 600 €/utente per il 2013, 700 €/utente per il biennio 2014-15; per quanto riguarda l'ammontare delle penalità, ipotizzando le percentuali di utenti MT di Tabella 3 per ogni anno del nuovo periodo, gli standard di cui alla precedente lettera b), le altre condizioni declinate alle lettere precedenti, l'utilizzazione media annua della potenza disponibile pari al 20% (1.752 ore), un coefficiente di maggiorazione pari a 1,5 per tener conto dell'accadimento delle interruzioni nelle ore di maggior carico, l'Autorità stima un gettito di penalità di 15,7 €milioni per il 2012, di 17,0 €milioni per il 2013 e di 23,0 €milioni per ogni anno del biennio 2014-15;
- g) *CTS trattenibile dalle imprese distributrici*: anche per tale gettito si preferisce, per ragioni di immediatezza e semplicità, il riferimento ad un valore unitario per utente MT (100 €/utente MT) moltiplicato per il numero di utenti MT serviti dall'impresa distributtrice;
- h) *regime di incentivazione speciale per la riduzione del numero di utenti peggio serviti*: conforme a quanto illustrato ai punti da 7.14 a 7.18 del DCO 15/11; la valorizzazione dell'utente peggio servito equivalente è posta pari a 5.300 €(utente peggio servito equivalente); si prevede un indicatore effettivo su base annua per ogni anno del periodo 2012-15, un valore pari alla media biennale 2010-11 per la fissazione del livello di partenza, ed una erogazione annua dell'incentivo, se dovuto, a partire dal 2013, sulla base delle comunicazioni al 31 marzo da parte delle imprese distributrici.

**Tabella 3 - percentuali di utenti MT in relazione al numero di interruzioni lunghe+brevi di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse. Italia, anno 2010**

		NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE + BREVI																		
		0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12	≤ 13	≤ 14	≤ 15	≤ 16	≤ 17	≤ 18
<b>Alta conc.</b>	<b>NORD</b>	35%	63%	79%	88%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	<b>CENTRO</b>	27%	53%	70%	80%	86%	90%	93%	95%	97%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%
	<b>SUD</b>	9%	22%	34%	45%	53%	61%	66%	72%	76%	79%	82%	85%	87%	88%	89%	91%	92%	93%	94%
	<b>ITALIA</b>	25%	48%	63%	73%	79%	84%	87%	90%	91%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	98%	98%	98%
<b>Media conc.</b>	<b>NORD</b>	25%	47%	64%	75%	82%	87%	91%	94%	96%	97%	98%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%
	<b>CENTRO</b>	14%	31%	46%	59%	68%	75%	80%	84%	88%	91%	93%	95%	96%	97%	97%	98%	98%	99%	99%
	<b>SUD</b>	5%	12%	20%	27%	33%	39%	44%	49%	54%	58%	61%	65%	68%	71%	74%	76%	79%	80%	82%
	<b>ITALIA</b>	18%	35%	49%	59%	67%	72%	77%	81%	83%	86%	88%	89%	91%	92%	93%	93%	94%	95%	95%
<b>Bassa conc.</b>	<b>NORD</b>	19%	37%	52%	65%	74%	80%	85%	89%	92%	94%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	100%	100%
	<b>CENTRO</b>	10%	20%	31%	40%	49%	57%	66%	74%	78%	82%	86%	89%	91%	92%	93%	94%	95%	96%	96%
	<b>SUD</b>	5%	10%	16%	22%	28%	33%	39%	44%	50%	56%	59%	64%	66%	69%	72%	74%	77%	79%	81%
	<b>ITALIA</b>	15%	29%	41%	52%	60%	66%	72%	77%	81%	84%	86%	88%	90%	91%	92%	93%	94%	95%	95%

*Utenti in prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo o tramite cabina di elevazione con consegna agli amarri (punti da 7.37 a 7.39 del DCO 15/11)*

7.5 La consultazione ha espresso posizioni tra loro divergenti: dall'inclusione integrale in regolazione, alla conferma dell'esclusione dalla regolazione alla condivisione dell'alternativa proposta dall'Autorità di incentivazione dello spostamento del punto di consegna in BT a partire dai punti di trasformazione su palo. L'Autorità intende approfondire quest'ultima ipotesi, nella consapevolezza che:

- a) l'assenso dell'utente alla trasformazione del proprio punto di consegna da MT a BT rimane un elemento centrale (tale disposizione è prevista dal comma 31.3 del TIQE che disciplina la trasformazione di un punto di consegna da MT a BT ai fini della qualità del servizio);
- b) a parità di consumi la fornitura in BT rimane tuttora più conveniente rispetto a quella in MT;
- c) la trasformazione in cabina dei punti di trasformazione su palo è meno onerosa rispetto alla trasformazione delle cabine in elevazione con consegna agli amarri.

7.6 La materia potrebbe essere così disciplinata, considerando dapprima gli utenti con consegna su palo:

- a) entro il 30 giugno 2012 ogni impresa distributrice informa con lettera separata i propri utenti con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo dell'intenzione di procedere alla trasformazione del punto di consegna da MT a BT nel periodo 2013-15; tale informativa deve contenere almeno i seguenti punti:
  - i. i vantaggi derivanti dalla trasformazione del punto di consegna da MT a BT;

- ii. che l'utente non deve sostenere oneri per la trasformazione del punto di consegna da MT a BT, salvo quelli relativi allo smaltimento dei propri materiali sostituiti;
  - iii. che l'utente ha tempo sino al 28 febbraio 2013 per dare il proprio assenso all'impresa distributrice;
  - iv. le modalità per la comunicazione dell'assenso;
  - v. che in mancanza di assenso entro il 28 febbraio 2013, a partire dal 1° gennaio 2016 l'utente sarà incluso nella regolazione individuale del numero di interruzioni, illustrandone i contenuti, in principio quelli elencati al comma 37.6, lettera d), alinea da ii a v del vigente TIQE;
- b) con la comunicazione dati del 31 marzo 2013 ogni impresa distributrice comunica all'Autorità il numero di utenti con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegna su palo che hanno dato il proprio assenso;
  - c) con la comunicazione dati del 31 marzo 2016 ogni impresa distributrice comunica all'Autorità il numero di punti con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegna su palo, di utenti che hanno dato l'assenso, trasformati in BT;
  - d) con la chiusura del procedimento annuale della continuità del servizio relativo all'anno 2015, con riferimento al numero di cui alla lettera b) di cui sopra, l'Autorità eroga ad ogni impresa distributrice un incentivo pari a 3.000 € per ogni punto con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegna su palo trasformato in BT ed una pari penalità per ogni punto non trasformato.

7.7 In caso di successo una analoga iniziativa, con le opportune specificità, potrà essere applicata nel corso del quinto periodo di regolazione anche alle cabine in elevazione con consegna agli amarri.

*Sostituzione di un IMS con altro IMS, anche di tipo FGT (punti da 8.23 a 8.26 del DCO 15/11)*

7.8 Si conferma tale previsione, non disciplinata dalla norma CEI 0-16, per gli utenti in prelievo con potenza disponibile inferiore a 400 kW prima e dopo la sostituzione. Si conferma l'invio di una sola lettera informativa all'impresa distributrice da parte dell'utente adeguato prima della sostituzione, che confermi i requisiti semplificati: IMS+fusibili e manutenzione oppure IMS-FGT-R.

*Estensione dei rimborsi automatici per le interruzioni prolungate/estese agli utenti in immissione (punti da 8.3 a 8.10 del DCO 15/11)*

- 7.9 La proposta non ha riscosso unanimità di consensi:
- a) Enel si è dichiarata contraria dal momento che una valorizzazione ex-ante del rimborso non sarebbe possibile a causa della variabilità delle condizioni di produzione dovuta al diverso momento della giornata in cui avviene l'interruzione, della diversa tecnologia di produzione, del diverso prezzo dell'energia e di altri fattori; Enel ritiene che in tali casi il produttore debba rivolgersi alla giustizia ordinaria per richiedere il risarcimento dei danni subiti;
  - b) Acea, Confindustria ed Anie hanno condiviso la proposta.

- 7.10 Tenuto conto dei contributi pervenuti e accettando parzialmente l'osservazione di Enel, l'Autorità intende comunque confermare il proprio orientamento iniziale nell'ottica generale di estensione della regolazione a tutti gli utenti. In base alle ipotesi effettuate, il rimborso sarebbe peraltro erogato in pratica ai soli produttori MT<sup>8</sup> prevedendo:
- a) l'applicazione degli standard vigenti (Tabella 8 del TIQE);
  - b) una valorizzazione indifferenziata per MT e BT;
  - c) una valorizzazione effettuata proporzionalmente alla potenza disponibile;
  - d) un coefficiente di rimborso pari a 0,15 €/kW disponibile);
  - e) un coefficiente di rimborso per periodi ulteriori di 4 ore pari a 0,075 €/kW;
  - f) l'erogazione dell'indennizzo solo se almeno pari a 10 € o maggiore di quello relativo al medesimo utente in riferimento al prelievo, per la medesima interruzione;
  - g) tetto massimo pari a 3.000 €

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

- Q.2** *Si ritiene che l'Autorità debba disciplinare le modalità di fatturazione del CTS ai produttori? Se sì, si ritiene che la rimessa diretta possa essere una soluzione accettabile?*
- Q.3** *Attraverso quale modalità i produttori possono contribuire ad alimentare il Fondo eventi eccezionali senza che gli stessi produttori e le imprese distributrici incorrano in gravosi adempimenti burocratici?*
- Q.4** *L'adozione dell'IMS-FGT-R dovrebbe comportare la rimozione del vincolo sulla lunghezza massima di 20 metri del cavo che collega lo stesso IMS-FGT-R al trasformatore MT/BT dal momento che l'IMS-FGT-R incorpora anche la protezione contro i guasti a terra. In tale prospettiva si ritiene che debba essere rimosso anche il vincolo di un solo trasformatore con potenza inferiore o uguale a 400 kVA, ammettendone anche due, purchè la somma delle potenze non ecceda i 400 kVA?*

---

<sup>8</sup> Inoltre, il rimborso automatico si applica per i produttori puri connessi a reti BT con potenza disponibile in immissione pari ad almeno 67 kW. Mentre, per un produttore titolare anche di un punto di prelievo BT domestico da 3 kW, il rimborso applicabile è quello relativo al prelievo (perché ciò non si verifichi l'impianto di produzione dovrebbe avere una potenza disponibile maggiore di 200 kW). Per un produttore titolare anche di un punto di prelievo BT non domestico fino a 100 kW, l'impianto di produzione dovrebbe avere una potenza disponibile maggiore di 1.000 kW perché si possa applicare il rimborso relativo all'immissione. Da ciò si deduce che il rimborso automatico per gli utenti con produzione e prelievo si può applicare, in pratica, ai soli produttori-consumatori MT.

## **Parte III – Regolazione della qualità della tensione sulle reti MT e BT**

### **8 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso**

*Opzione AIR #2 (capitolo 7 del DCO 42/10 e capitolo 10 del DCO 15/11)*

- 8.1 Si riconferma l'opzione AIR #2.B (già confermata nel DCO 15/11) che prevede la messa in servizio delle apparecchiature di monitoraggio della tensione su ogni semisbarra di cabina primaria e il mantenimento del sistema QUEEN.

*Contributo del Fondo Utenti MT per l'approvvigionamento delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione (punto 7.24 del DCO 42/10 e punto 10.17 del DCO 15/11)*

- 8.2 ACEA, Anie, Confindustria, Enel, FederUtility, Teamware hanno espresso preferenza per l'opzione di cui alla lettera b) del punto 10.17 del DCO 15/11. FederUtility ha indicato preferibile una copertura pari al 60% del costo di investimento ed evidenziato anche la copertura degli oneri di installazione e manutenzione. L'Autorità propone che il 50% del costo di investimento unitario associato all'approvvigionamento della singola apparecchiatura di misura da parte dell'impresa distributrice, fino ad un massimo di 1.200 € per apparecchiatura, sia coperta dal Fondo utenti MT. Tale contributo è versato alle imprese distributrici che mettono in servizio le apparecchiature, previa rendicontazione all'Autorità. La parte rimanente dei costi di investimento è oggetto della consueta remunerazione tariffaria. I costi operativi rientrano nel consueto trattamento tariffario dei costi operativi.

*Tavolo tecnico per individuare e definire gli elementi tecnici preliminari alla realizzazione del sistema di monitoraggio esteso (punto 10.25 del DCO 15/11)*

- 8.3 ACEA, Anie, Confindustria, FederUtility, Teamware esprimono una posizione favorevole alla costituzione del tavolo tecnico. Anie, Enel concordano con la lista dei temi da trattare. FederUtility propone che ad essa vengano aggiunti gli algoritmi di misura e le classi di errore. Alcuni soggetti propongono l'estensione della partecipazione al tavolo tecnico a Confindustria, Anie, Comitato Elettrotecnico Italiano e ai costruttori di apparecchiature di monitoraggio. L'Autorità conferma l'istituzione del tavolo tecnico coordinato da RSE e partecipato dalle imprese di distributrici e Terna.

*Tempistica di realizzazione del sistema di monitoraggio esteso (punto 7.23 del DCO 42/10 e punto 10.28 del DCO 15/11)*

- 8.4 L'Autorità conferma la proposta, già confermata nel DCO 15/11, di realizzare il sistema di monitoraggio esteso in tre anni. L'Autorità integra la proposta indicando la seguente tempistica di messa in servizio (ove una apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione si intende messa in servizio quando il

sistema centrale è in grado di acquisire con continuità i dati di qualità della tensione registrati da tale apparecchiatura):

- a) 25% delle proprie semisbarre MT di cabina primaria entro il 30 giugno 2013;
- b) 100% delle proprie semisbarre MT di cabina primaria entro il 31 dicembre 2014.

8.5 Parallelamente al contributo di cui al punto 8.2, l'Autorità intende prevedere anche penalità, di entità pari ai contributi, in caso di mancato raggiungimento degli obblighi di messa in servizio.

8.6 L'Autorità ritiene che l'impresa distributrice:

- a) al pari di quanto disciplinato per la continuità del servizio, debba conservare in modo ordinato e accessibile tutta la documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni effettuate, per un periodo di cinque anni decorrenti dall'1 gennaio dell'anno successivo a quello in cui il monitoraggio della qualità della tensione è stato effettuato;
- b) debba conservare altresì la documentazione relativa alle durate e alle motivazioni di eventuali periodi di mancate registrazioni su ciascuna semisbarra MT di cabina primaria e alle azioni effettuate per il ripristino delle normali funzionalità del sistema di monitoraggio, per lo stesso periodo di cui alla lettera precedente.

*Priorità alla messa in servizio di apparecchiature di monitoraggio su entrambe le semisbarre della stessa CP (punto 7.28 del DCO 42/10 e punto 10.30 del DCO 15/11)*

8.7 La proposta è già stata confermata nel DCO 15/11.

*Registrazione dei buchi di tensione in Cabina Primaria e comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni utente MT (punto 6.5 del DCO 42/10 e punto 11.13 del DCO 15/11)*

8.8 Le proposte, inclusa la registrazione dei buchi di tensione secondo la classificazione prevista dalla norma EN50160:2010 e comunicazione con evidenziazione cromatica delle curve di responsabilità e delle celle profondità/durata degli stessi buchi, hanno riscosso consenso (come già osservato nel DCO 15/11). L'Autorità conferma pertanto le proprie proposte di cui ai punti 6.5 del DCO 42/10 e 11.13 del DCO 15/11, prevedendo che gli obblighi di registrazione dei buchi di tensione decorrano dalla data di messa in servizio di ogni apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione. Le informazioni da registrare e comunicare sono:

- a) relativamente a ciascun buco di tensione registrato alla semisbarra MT:
  - numero progressivo dell'evento;
  - indicazione delle tensioni interessate dall'evento;
  - istante di inizio (data, ora, minuto, secondo e almeno centesimi di secondo);
  - durata del buco di tensione, espressa almeno con precisione di centesimi di secondo;
  - tensione residua (in percentuale della tensione nominale);
  - origine del buco di tensione.

- b) relativamente ad informazioni di sintesi minime relative ai buchi di tensione registrati sulle semisbarra MT, separatamente per origine dei buchi di tensione:
- tabella di sintesi dei buchi di tensione registrati nel formato descritto dalla norma CEI EN 50160 con evidenza, anche cromatica, delle soglie di immunità classe 2 e classe 3 di cui alle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34;
  - numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 2 suddetta;
  - numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 3 suddetta.

*Pubblicazione periodica e comparativa delle interruzioni transitorie (punto 5.13 del DCO 42/10 e punto 11.3 del DCO 15/11)*

8.9 La proposta è già stata confermata nel DCO 15/11, a partire dai dati 2012.

*Proposta di aggiornamento della applicazione per via regolatoria dei limiti di qualità della tensione a seguito della pubblicazione della norma CEI EN 50160:2010 (punto 11.53 del DCO 15/11)*

8.10 Non si sono registrate specifiche osservazioni, con l'eccezione di Anie e Confindustria che hanno indicato espressamente l'applicazione della norma CEI 8-9 (CEI EN 50160). L'Autorità conferma perciò la proposta.

## **9 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute**

*Accesso ai dati di monitoraggio (punto 8.27 del DCO 42/10 e punto 10.29 del DCO 15/11)*

- 9.1 L'Autorità ha proposto di avere accesso ai dati, con modalità di super-utente. L'Autorità ha indicato di valutare le modalità di messa a disposizione dei dati del sistema di monitoraggio esteso a istituzioni interessate alla ricerca sulla qualità della tensione e, in particolare, alla società RSE.
- 9.2 Confindustria ha auspicato la messa a disposizione dei dati al proprio gruppo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico e, più in generale, una maggiore divulgazione dei dati ed incentivazione degli studi sulla qualità del servizio elettrico. Enel ha indicato che "la gestione dei dati debba essere di esclusiva pertinenza dei distributori, essendosi configurata tale attività come un'attività standard del distributore, e non dell'istituto preposto alla ricerca del sistema".
- 9.3 Tutto ciò considerato, data la criticità del tema l'Autorità ritiene che il tavolo tecnico di cui al punto 8.3 se ne possa occupare una volta definiti gli aspetti di cui al punto 10.25 del DCO 15/11. Allo scopo si ritiene che in tale seconda sessione al tavolo di lavoro possano partecipare anche rappresentanti di Confindustria. Rimane confermato che l'Autorità abbia accesso, con modalità di super-utente, ai dati di qualità della tensione registrati da ogni impresa distributrice.

*Registrazione delle interruzioni transitorie per utenti BT in assetto reale di rete (punto 5.14 del DCO 42/10 e punto 11.6 del DCO 15/11)*

- 9.4 L'Autorità ha proposto di estendere l'obbligo di registrazione delle interruzioni transitorie (ora vigente per gli utenti MT, assetto di rete reale) anche agli utenti BT, sempre in assetto di rete reale, a decorrere dal 2012.
- 9.5 Acea, Enel e FederUtility hanno indicato criticità (rispettivamente limitata frequenza di campionamento trasformatore-concentratore-misuratore, impossibilità di modifica automatica del sistema di telecontrollo MT per manovre BT ora registrate in manuale, necessità di maggiori attività). FederUtility ha inoltre segnalato i differenti regimi adottati dalle imprese distributrici ai sensi del comma 11.1 del TIQE. Anie e Confindustria hanno indicato che non esistono criticità di tipo tecnico. Anie ha comunque rimarcato i tempi ed i costi.
- 9.6 L'Autorità propone che le interruzioni transitorie siano registrate a partire dal 2012 anche per utente BT, in conformità al regime adottato tra quelli previsti dall'articolo 11 del TIQE, anche in assetto di rete standard; in assetto di rete reale, come già oggi disciplinato dal TIQE, per quanto riguarda la rete MT.

*Comunicazioni tra imprese distributrici in materia di continuità del servizio (punto 6.11 del DCO 42/10 e punto 11.14 del DCO 15/11)*

- 9.7 FederUtility ha espresso dissenso rispetto alla proposta dell'Autorità, non ravvedendo la necessità di anticipare la chiusura annuale, né di ridurre i tempi di comunicazione. Confindustria ha indicato che la comunicazione deve essere interpretata come un vero e proprio contributo alla collaborazione distributore/utente. L'Autorità ha inoltre ricevuto alcune segnalazioni da piccole imprese distributrici di ritardate comunicazioni dalle imprese distributrici "a monte" e ritiene perciò importante rendere maggiormente vincolanti le attuali disposizioni del comma 7.2 del TIQE.
- 9.8 L'Autorità propone perciò che ogni impresa distributtrice comunichi alle imprese distributrici interconnesse la causa delle interruzioni che hanno interessato dette imprese, sempre entro 60 giorni dalla data di occorrenza dell'interruzione.

*Comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie ai richiedenti connessione MT (punto 6.13 del DCO 42/10 e punto 11.18 del DCO 15/11)*

- 9.9 Acea ha proposto che la comunicazione sia obbligatoria solo in caso di connessione a una porzione di rete già esistente per tener conto di possibili connessioni con linea MT dedicata che modificherebbero i parametri di power quality. Confindustria ha indicato che non esistono criticità. Enel ha indicato che saranno comunicati i valori riferiti alle linee MT dell'impianto AT/MT più prossimo al potenziale punto di connessione.
- 9.10 L'Autorità conferma la proposta a partire dal 1° gennaio 2012, prevedendo che le imprese distributrici forniscano i valori storici triennali del punto in cui viene riattivata la connessione o del tratto di linea sul quale verrà realizzata la nuova

connessione in caso di nuova connessione, accompagnati da una spiegazione delle possibili variazioni rispetto ai valori registrati in tale punto.

*Proposta Enel-Confindustria di un tavolo di lavoro tra distributori e rappresentanti dei consumatori per iniziative di informazione sui fenomeni di qualità della tensione e sulle modalità di desensibilizzazione degli impianti (punti 11.4 e 11.21 del DCO 15/11)*

9.11 Nel DCO 15/11 l’Autorità ha già dichiarato di condividere tale proposta.

*Riprogrammazione dei misuratori elettronici da parte delle imprese distributrici entro il 31 dicembre 2012 (punto 9.14 del DCO 42/10 e punto 11.42 del DCO 15/11)*

9.12 Enel ha indicato che per il conteggio dei campioni “sopra e sotto” dovrebbe aggiornare il firmware dei propri misuratori elettronici, operazione che non può essere implementata su una parte del parco misuratori. Enel ha inoltre indicato che per l’implementazione della soglia asimmetrica di tensione è necessario almeno un anno. Acea e FederUtility hanno indicato che l’adeguamento dei misuratori elettronici richiede implementazioni aggiuntive. ACEA ha indicato che di conseguenza la data proposta dovrebbe essere differita almeno al 31 dicembre 2014. Anie e Confindustria hanno indicato che la tempistica al 31 dicembre 2012 appare adeguata.

9.13 L’Autorità aggiorna la propria proposta prevedendo che solo i misuratori elettronici effettivamente interessati dalla campagna di monitoraggio siano oggetto di riprogrammazione (si veda al riguardo anche l’osservazione di Enel sintetizzata al successivo punto 9.14). La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio individuerà i misuratori interessati e ne darà comunicazione alle imprese distributrici con almeno sei mesi di anticipo rispetto alla data di inizio del monitoraggio. Le imprese distributrici interessate saranno tenute a programmare i misuratori elettronici interessati in modo che essi registrino, in conformità alle norme vigenti e nei tempi previsti, i parametri indicati dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio.

*Campagne di monitoraggio delle variazioni lente di tensione sulle reti BT tramite i misuratori elettronici (punto 9.12 del DCO 42/10 e punto 11.43 del DCO 15/11)*

9.14 Enel ha indicato l’opportunità di un monitoraggio mirato e non esteso all’intero parco di misuratori elettronici. FederUtility ha sottolineato che alcune imprese distributrici usano contatori e LVC (l’Autorità ha interpretato che siano concentratori dati) non proprietari e l’eventuale impossibilità di effettuare un monitoraggio nel caso in cui il fornitore non rendesse disponibili LVC/contatori ad effettuarlo. L’osservazione di Enel è in linea con la proposta dell’Autorità che ha indicato al punto 9.13 del DCO 42/10 che il monitoraggio potrebbe riguardare un campione di circa l’1% dei punti di prelievo BT di ogni impresa distributtrice.

9.15 Tenuto quanto di quanto già proposto ai punti 9.12 e 9.13 in materia di riprogrammazione dei misuratori elettronici, la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio valuterà tempi e modalità per l’effettuazione delle campagne di monitoraggio delle variazioni lente di tensione sulle reti BT tramite i misuratori elettronici.

*Applicazione per via regolatoria dei limiti di variazione della tensione sulle reti in bassa tensione previsti dalla norma CEI 8-6 (punto 11.62 del DCO 15/11)*

- 9.16 Enel non ha espresso una posizione specifica sull'applicazione transitoria dei limiti previsti dalla norma CEI 8-6, richiamando però l'attenzione sul fatto che stringere il campo di variazione di tensione BT comporta ulteriori problemi di regolazione della tensione sulle reti di distribuzione in presenza di generazione distribuita. FederUtility ha indicato più opportuna la modifica della legislazione [si intende la modifica oggetto della segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo 2 febbraio 2011, PAS 5/11] prima di azioni regolatorie. Acea non ha concordato con la proposta ed ha indicato che appare necessario attenersi a quanto prescritto dalla legislazione primaria. Anie e Confindustria hanno concordato.
- 9.17 In merito al commento di Acea, l'Autorità osserva che l'applicazione dei limiti è pienamente conforme alla legislazione, che definisce il solo valore della tensione normale. Ne consegue che l'applicazione dei limiti non può essere una violazione della legge 8 marzo 1949, n. 105 punita, ai sensi dell'articolo di detta legge e dell'articolo 219 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e successive modificazioni, con la sanzione amministrativa da euro 10 a euro 516, ove non altrimenti disposto.
- 9.18 L'Autorità conferma la propria proposta sui limiti di variazione della tensione BT, ribadendo l'auspicio che questa sia rapidamente superata dall'abrogazione della disposizione della legge 8 marzo 1949, n. 105. Con questa proposta, nella fase transitoria prima dell'adozione della tensione nominale di 230 V - che era prevista dall'armonizzazione CENELEC entro il 31 dicembre 1995 - i limiti di variazione della tensione previsti dalla norma CEI 8-6 risultano 207 V - 243,8 V (+6% / -10% rispetto a 230 V) per le reti esercite alla tensione nominale di 220 V (fra le fasi per le reti trifasi a tre conduttori e fra fase e neutro per le reti trifasi a quattro conduttori).

*Introduzione di uno standard specifico aggiuntivo sul tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (punto 9.16 del DCO 42/10 e punto 11.67 del DCO 15/11)*

- 9.19 Acea e FederUtility hanno condiviso la proposta, se modificata facendo riferimento alla data di esito della verifica di tensione di alimentazione come istante di decorrenza dello standard. Acea ha richiamato la sospensione per atti autorizzativi. L'osservazione sul tempo di decorrenza è stata effettuata anche da Enel, che ha inoltre indicato l'applicazione di uno standard generale, anziché di uno standard specifico.
- 9.20 L'Autorità aggiorna la propria proposta prevedendo comunque uno standard specifico, ma decorrente dalla data di comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura, pari a 45 giorni lavorativi e indipendente, per ragioni di semplicità, dal tipo di lavoro necessario per il suo ripristino e dal livello di tensione.
- 9.21 In caso di verifica non conforme l'impresa distributrice sarà tenuta ad informare l'utente del tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di

fornitura e del diritto ad un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto di tale tempo massimo.

- 9.22 In concomitanza alla entrata in vigore di tale nuovo standard si propone di ridurre a 20 giorni lavorativi l'attuale standard sul tempo massimo per la verifica della tensione di alimentazione.

*Monitoraggio individuale annuale della tensione di alimentazione tramite il misuratore elettronico, successivamente alla richiesta di verifica della tensione di alimentazione da parte dei clienti BT (punto 9.19 del DCO 42/10 e punto 11.70 del DCO 15/11)*

- 9.23 Acea, Enel e FederUtility hanno espresso la loro contrarietà alla proposta perché il misuratore elettronico non è uno strumento certificato per la verifica delle variazioni lente di tensione.

- 9.24 L'Autorità accoglie le suddette osservazioni non dando seguito alla proposta.

*Nuova prestazione commerciale richiesta dagli utenti MT ai distributori riguardante la conoscenza dei livelli di potenza di cortocircuito (punto 11.75 del DCO 15/11)*

- 9.25 Acea e FederUtility hanno sottolineato l'attuale applicabilità di due differenti standard nel caso la richiesta provenga direttamente dal cliente o indirettamente tramite il venditore. Enel ha illustrato le modalità con cui applica le disposizioni della norma CEI 0-16 in materia di richiesta di potenza di corto circuito.

- 9.26 L'Autorità conferma la proposta di rendicontazione separata per questa sottocategoria all'interno dello standard di qualità commerciale relativo alla risposta alle richieste di informazioni (per i quali si rimanda alla Parte IV del presente DCO). L'Autorità conferma inoltre le proposte di cui ai punti 11.78 e 11.79 del DCO 15/11.

## **10 Temi oggetto di successivi approfondimenti**

- 10.1 Nel corso del nuovo periodo di regolazione potranno essere oggetto di approfondimento i seguenti argomenti:

- a) *comunicazioni tra imprese distributrici in merito ai buchi di tensione (nuova proposta, complementare a quella di cui ai punti 9.7 e 9.8 in materia di continuità del servizio);*
- b) *comunicazione dei livelli storici dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT (punto 6.16 del DCO 42/10 e punto 11.18 del DCO 15/11);*
- c) *definizione di indicatori sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione (punto 8.14 e appendice D del DCO 42/10 e punto 11.35 del DCO 15/11) e pubblicazione periodica di indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione su base nazionale e locale (regione/provincia/cabina primaria) e comparativa tra le principali imprese distributrici (punto 8.25 del DCO 42/10 e punto 11.38 del DCO 15/11);*
- d) *possibile introduzione di un obbligo informativo agli utenti MT in materia di potenza di corto circuito (punto 11.80 del DCO 15/11).*

## **Parte IV – Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura**

### **11 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato ampio consenso**

*Armonizzazione della disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile (punti da 14.1 a 14.21 del DCO 15/11)*

- 11.1 L'obiettivo dell'Autorità di pervenire ad una armonizzazione della disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile ha riscosso ampio consenso presso i soggetti che hanno partecipato alla consultazione. Sono tuttavia emerse posizioni differenti rispetto alle proposte dell'Autorità e tra loro non del tutto conciliabili, con particolare riferimento a quelle dei distributori.
- 11.2 L'Autorità ha proposto di armonizzare la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile introducendo disposizioni comuni a tutti i distributori al fine di superare le criticità riscontrate in attuazione della disciplina vigente, come illustrato nel DCO 15/11. Le proposte riguardano: l'identificazione in modo univoco delle prestazioni più comuni che i clienti finali richiedono ai venditori; la catalogazione delle prestazioni in attivazioni, lavori semplici e lavori complessi (identificando le prestazioni che necessitano di sopralluogo e quali no); l'introduzione di tre tipologie di preventivo (telefonico, senza sopralluogo e con sopralluogo); l'uniformazione delle modalità di pagamento (al distributore).
- 11.3 Per quanto riguarda la fase di preventivazione l'Autorità ha proposto tre tipologie di preventivo:
- a) il preventivo telefonico, per le prestazioni tariffate dal TIC<sup>9</sup> o preventivabili a forfait (TIT)<sup>10</sup> per le quali il venditore è in grado autonomamente di effettuare il preventivo al cliente alla prima chiamata telefonica;
  - b) il preventivo senza sopralluogo, che il venditore richiede al distributore e che il distributore potrebbe evadere nel giro di pochi giorni, con accettazione veloce da parte del cliente entro 2-4 settimane;
  - c) il preventivo con sopralluogo quando la prestazione, che richiede l'effettuazione di un preventivo che il venditore richiede al distributore, è subordinata al sopralluogo; la procedura si svilupperebbe secondo le tempistiche attualmente in vigore (standard vigente di 20 gg lavorativi).
- 11.4 L'Autorità ha inoltre proposto nelle Tabelle 22a e 22b del DCO 15/11 due elenchi di prestazioni per le quali ritiene possibile l'effettuazione del preventivo telefonico a cura del venditore e del preventivo senza sopralluogo a cura del distributore, indicando per ognuna di esse lo standard applicabile.
- 11.5 Per le restanti prestazioni, inclusi gli aumenti di potenza non indicati nelle precedenti tabelle citate l'Autorità ha proposto di applicare sempre il preventivo con sopralluogo, riconducibile principalmente a lavori semplici o complessi.

---

<sup>9</sup> Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, allegato alla delibera n. 348/07.

<sup>10</sup> Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, allegato alla delibera n. 348/07.

- 11.6 L'Autorità ha proposto inoltre di considerare incluse nelle attivazioni anche le connessioni temporanee (comma 7.3 del TIC).
- 11.7 L'Autorità ha infine anticipato che se attraverso la consultazione non fosse possibile pervenire ad una posizione largamente condivisa, in particolare per il preventivo telefonico, la soluzione inevitabile sarebbe quella di sopprimere i lavori ad ammontare predeterminabile e ritornare, per ogni richiesta di prestazione, alla fase di preventivazione classica seguita dalla fase di esecuzione.
- 11.8 Come già accennato, l'esame dei contributi pervenuti ha evidenziato un generale apprezzamento per le proposte inerenti l'armonizzazione della disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile, sia da parte dei distributori sia da parte dei venditori. I distributori che si sono avvalsi fino ad ora della facoltà di offrire i lavori ad ammontare predeterminabile hanno manifestato contrarietà alla loro possibile soppressione, sia per gli investimenti effettuati fino ad ora, sia per il possibile peggioramento in termini di tempestività nell'erogazione delle prestazioni.
- 11.9 I distributori che si sono avvalsi della facoltà di offrire i lavori ad ammontare predeterminabile hanno sottolineato come il meccanismo abbia permesso fino ad ora di fornire ai clienti un servizio più tempestivo e abbia permesso al distributore di evitare per i lavori più semplici e standardizzati l'emissione di un preventivo rappresentando anche un vantaggio economico per il sistema.
- 11.10 Per quanto riguarda l'identificazione in modo univoco delle prestazioni c'è stata in generale condivisione da parte di tutti gli operatori sulle motivazioni della proposta, mentre nello specifico, i distributori in particolare hanno presentato varie osservazioni o contro-proposte sulla materia che, come già osservato, non sono del tutto in linea con le proposte dell'Autorità e non appaiono, tra loro, del tutto conciliabili:
- a) Enel ha proposto:
    - per il preventivo telefonico le attivazioni intese come prime energizzazioni, a parità di condizioni, e i subentri, sempre a parità di condizioni;
    - il preventivo veloce (con accettazione del cliente entro 7-10 giorni) per spostamento del gruppo di misura entro 10 metri, diminuzione di potenza a parità di tensioni/fasi, passaggio da monofase a trifase a parità di potenza e aumenti di potenza fino a 6,6 kW, ritenendo che dopo una certa sperimentazione alcune di tali prestazioni possano confluire nel preventivo telefonico;
    - il preventivo ordinario per tutte le altre prestazioni;
  - b) Federutility ha proposto un elenco di prestazioni (attivazioni) soggette a preventivo telefonico leggermente diverso da quello proposto dall'Autorità, limitando a 16,5 kW la soglia per le attivazioni, gli aumenti e le diminuzioni di potenza delle utenze trifase ed escludendo lo spostamento del gruppo di misura e la variazione della tensione di alimentazione; ha inoltre proposto un elenco di prestazioni (lavori semplici) soggette ad importo predeterminato con verifica da parte del distributore;
  - c) A2A ha proposto un elenco diverso, e più limitato, rispetto a Federutility, per le prestazioni assoggettabili a preventivo telefonico: limitando a 15 kW la soglia per le sole attivazioni delle utenze trifase, prevedendo la possibilità di solo aumento di potenza per le sole utenze monofase fino a 6,6 kW, escludendo qualsiasi diminuzione di potenza, lo spostamento del gruppo di misura e la

variazione della tensione di alimentazione; ha inoltre proposto un elenco di prestazioni (lavori semplici) soggette ad importo predeterminato con verifica da parte del distributore (sottolineando il fatto che la verifica del distributore può prescindere dall'effettuazione del sopralluogo), simile a quello proposto da Federutility e ha infine proposto una preventivazione con verifica ad importo non predeterminabile per le altre prestazioni;

- d) Acea ha proposto il preventivo telefonico avvicinandosi molto alla proposta dell'Autorità, limitando a 16,5 kW la soglia della potenza per aumenti o diminuzione di potenza di utenze trifase, escludendo per tali utenze la attivazione della fornitura, ma includendo anche due lavori semplici: lo spostamento del gruppo di misura entro 10 metri, a parità di potenza disponibile, e la variazione di tensione di alimentazione da monofase a trifase e viceversa, a parità di potenza disponibile, con una limitazione massima di 6,6 kW per il passaggio da trifase a monofase; Acea sottolinea che la presenza di vincoli tecnici peculiari per ciascun distributore, negli ambiti territoriali di riferimento presenta rilevanti profili di criticità; a causa dell'elevato grado di saturazione della propria rete BT Acea non individua prestazioni che possano essere svolte senza sopralluogo.
- 11.11 Tra i venditori Eni osserva che la classificazione proposta dall'Autorità tra prestazioni erogabili con preventivo telefonico e prestazioni soggette a preventivo veloce non escluderebbe casi di ambiguità; inoltre richiede di escludere la possibilità che un preventivo si trasformi, dopo l'invio dell'ordine di lavoro al distributore, in una preventivazione diversa con tempi di esecuzioni diversi da quanto indicato dal venditore al cliente finale, e che richiede un secondo giro di preventivazione da distributore al venditore e quindi al cliente. Edison condivide l'armonizzazione proposta; Assoelettrica propone una semplificazione delle prestazioni erogabili con preventivo telefonico per favorire la chiarezza nei confronti del venditore e di conseguenza sul cliente finale.
- 11.12 Infine un soggetto che ha richiesto di non rendere pubbliche le proprie osservazioni ha formulato osservazioni e proposte sulla materia.
- 11.13 Per quanto riguarda le prestazioni assoggettabili a preventivo telefonico la maggioranza dei distributori e venditori osserva che le prestazioni che risultano essere più critiche sono gli aumenti di potenza perchè possono comportare anche interventi sulla rete.
- 11.14 Per quanto riguarda invece le prestazioni che l'Autorità ha proposto di effettuare con un preventivo senza sopralluogo la maggior parte dei distributori e la maggioranza dei venditori sono concordi nel ritenere indispensabile per garantire l'efficacia di questa proposta l'esistenza di adeguati flussi informativi tra distributore e venditore standardizzati e informatizzati di comunicazione (attraverso la definizione di un set minimo di elementi definiti necessari ad effettuare il preventivo).
- 11.15 *Elementi dei preventivi.* Per quanto riguarda la rendicontazione al cliente l'Autorità ha proposto che il preventivo telefonico e il preventivo senza sopralluogo debbano contenere gli elementi a) b) c) d) e) e f) previsti attualmente dal comma 62.3 del TIQE, mentre il preventivo senza sopralluogo dovrebbe contenere anche l'elemento della lettera h) del medesimo comma del TIQE. Il preventivo con sopralluogo dovrebbe continuare a contenere tutti gli elementi previsti dal comma 62.3 del TIQE.

- 11.16 Non sono pervenute osservazioni con criticità in relazione ai contenuti del preventivo, o alla consegna dello stesso al cliente. Anche in questo caso sono state sollevate da parte degli operatori criticità in relazione alla necessità dei flussi informativi tra distributore e venditori necessari per trasmettere gli elementi necessari al venditore per effettuare il preventivo veloce al cliente o a compiere le verifiche sui sistemi (e la rete di distribuzione) nel flusso verso il distributore.
- 11.17 *Variazioni nel preventivo in fase di esecuzione senza sopralluogo e applicabilità dell'accettazione del preventivo telefonico.* L'Autorità ha segnalato due criticità per le quali ha richiesto ai soggetti interessati di fornire elementi utili:
- a) il fatto che il distributore in fase di esecuzione (nei casi in cui non è stato eseguito il sopralluogo) si accorga che la prestazione non può essere eseguita secondo quanto indicato nel preventivo, peraltro già accettato dal cliente, ma necessiti di ulteriori lavori non preventivati;
  - b) l'effettiva applicabilità della accettazione del cliente in caso di preventivo telefonico.
- 11.18 Con riferimento alla lettera a) del precedente punto tutti i soggetti hanno dichiarato che la criticità appare ineliminabile e che dovrebbe essere mantenuta la possibilità di modificare il preventivo, anche telefonico, se in sede di esecuzione dei lavori il distributore si accorge che la prestazione non può essere eseguita secondo quanto indicato nel preventivo.
- 11.19 Per quanto riguarda la lettera b) del punto 11.17 la quasi totalità dei soggetti ritiene non vi siano criticità nell'accettazione del preventivo telefonico da parte del cliente. Solamente Acea ha segnalato che il cliente potrebbe cambiare idea successivamente all'accettazione. Edison propone la registrazione obbligatoria della telefonata a patto però di aumentare i costi amministrativi per tutti i clienti. Eni concorda con la possibilità di accettare telefonicamente il preventivo da parte del cliente dato che questa soluzione snellisce il processo riducendo i tempi, ma sottolinea che tale opportunità necessita di adeguati strumenti e processi finalizzati alla gestione della chiamata, eventualmente con registrazione della telefonata.
- 11.20 *Pagamento della prestazione.* L'Autorità ha proposto che il pagamento della prestazione possa essere richiesto dal distributore al venditore solamente a prestazione eseguita, o tramite fattura *ad-hoc* o tramite la fatturazione periodica.
- 11.21 Enel non condivide il pagamento della prestazione a conclusione della stessa, ma propone di lasciare flessibilità agli operatori. Federutility non condivide la proposta dell'Autorità, ma dichiara la disponibilità degli associati di prevedere un pagamento posticipato (all'effettuazione della prestazione) nella fattura del trasporto, ad eccezione dei clienti che non hanno ancora stipulato contratto con un venditore (ovvero che si rivolgono direttamente al distributore). Anche A2A assume la stessa posizione. Edison condivide la proposta associata alla standardizzazione delle fatture di trasporto. Eni fa presente che esistono già strumenti di copertura del rischio credito già in uso tra venditori e distributori (es.: fidejussione) e che tali strumenti dovrebbero poter prevedere la possibilità di definire la tipologia delle prestazioni oggetto di copertura, ed essere adottati da tutti i distributori per evitare che si richieda il pagamento anticipato rispetto alla esecuzione della prestazione.
- 11.22 Tutto ciò considerato, l'Autorità formula i propri orientamenti finali in materia di armonizzazione dei lavori ad ammontare predeterminabile, modificando parzialmente la propria posizione originaria, nella prospettiva di armonizzare e

semplificare la regolazione, nonchè salvaguardare il livello di efficienza raggiunto da alcuni distributori.

11.23 Per quanto riguarda la fase di preventivazione l’Autorità intende prevedere solo due tipologie di preventivo: il preventivo telefonico a cura del venditore e il preventivo “classico” a cura del distributore (da effettuarsi entro i 20 giorni lavorativi previsti dal TIQE).

11.24 Il preventivo telefonico viene effettuato dal venditore in sede di prima chiamata telefonica del cliente finale: deve potersi applicare a prestazioni identificabili con certezza da parte del venditore sulla base delle esigenze manifestate dal cliente durante la chiamata e non richiedere la consultazione del sito internet del distributore. Allo scopo, in Tabella 4 sono indicate le prestazioni che l’Autorità intende ricomprendere tra quelle preventivabili telefonicamente da parte del venditore.

**Tabella 4 - Prestazioni per forniture in bassa tensione soggette a preventivo telefonico a cura del venditore**

<b>Prestazione</b>	<b>Descrizione della prestazione</b>	<b>Standard applicabile</b>
Variazione contrattuale, subentro o voltura a parità di condizioni di fornitura	N. A.	N. A.
Energizzazione di un punto di consegna preposato disattivo, monofase o trifase, a parità di condizioni	Avvio dell’alimentazione per una singola fornitura precedentemente disattivo a parità di condizioni	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna monofase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell’alimentazione per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l’attivazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna trifase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell’alimentazione per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l’attivazione entro i 33 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l’aumento entro i 33 kW	Attivazione della fornitura

11.25 Più in dettaglio, il preventivo telefonico riguarderà:

- a) le prestazioni di uso più comune; costituiscono infatti la maggioranza del totale delle prestazioni richieste dai clienti ai venditori;
- b) prestazioni i cui oneri sono preventivabili dai venditori esclusivamente sulla base delle tabelle del TIC e del TIT e non possono più essere modificati in sede di esecuzione di esecuzione della prestazione;
- c) prestazioni i cui oneri sarebbero teoricamente preventivabili anche dai clienti;

- d) prestazioni riferite di norma ad un solo standard applicabile: l'attivazione della fornitura;
- e) prestazioni per le quali l'intervento del distributore è limitato di norma al solo gruppo di misura, solitamente in regime di telegestione, anche per le attivazioni, gli aumenti e le diminuzioni di potenza disponibile per forniture trifase (prima e dopo entro i 33 kW) poiché riguarderebbero esclusivamente gruppi di misura ad inserzione diretta;
- f) un insieme di prestazioni che, alla luce dei chiarimenti sopra elencati, dovrebbero rimuovere ogni elemento di ambiguità evidenziato in particolare dai venditori.

11.26 Con riferimento alle lettere d) ed e) del punto precedente può verificarsi che una minima parte di tali richieste possa comportare interventi anche sulla presa o sulla rete. Per risolvere tale ambiguità residua il venditore potrebbe informare il cliente di tale eventualità (vd punto 11.28, lettera b)). D'altro canto le prestazioni e le soglie di potenza identificate nella Tabella 4 dovrebbero ridurre al minimo tali casistiche.

11.27 Rispetto alla proposta precedente:

- a) sono stati aggiunti il subentro (contestuale) e la voltura a parità di condizioni di fornitura, prestazioni peraltro soggette a soli oneri amministrativi e non riferibili ad alcuno standard<sup>11</sup>;
- b) è stato eliminato lo spostamento del contatore entro i 10 metri dal momento che non è possibile avere la certezza che in sede di esecuzione lo spostamento sia effettivamente entro i 10 metri; la prestazione sarebbe equiparabile ad un lavoro semplice;
- c) è stata eliminata la variazione della tensione di alimentazione da monofase a trifase e viceversa dal momento che la prestazione sarebbe equiparabile ad lavoro semplice;
- d) la soglia per le forniture trifase per attivazioni, aumenti e diminuzioni di potenza, prima e dopo, è stata ridotta da 50kW a 30kW.

11.28 In conclusione, all'atto della richiesta e per le sole prestazioni di cui alla Tabella 4, il venditore potrebbe informare il cliente BT:

- a) degli oneri a suo carico;
- b) del tempo massimo previsto per l'esecuzione della prestazione, dato dalla somma del tempo di trasmissione della richiesta dal venditore al distributore e, di norma, del tempo massimo per l'esecuzione di una attivazione della fornitura, salvo taluni casi nei quali:
  - la prestazione debba essere eseguita con interventi sulla presa: in tal caso il tempo massimo applicabile sarebbe quello di un lavoro semplice;
  - la prestazione debba essere eseguita con interventi sulla rete: in tal caso il tempo massimo applicabile sarebbe quello di un lavoro complesso;
- c) che gli saranno forniti a consuntivo una descrizione delle attività eseguite, il livello specifico applicabile, il tempo effettivo impiegato dal distributore per

---

<sup>11</sup> Si segnala che con il DCO 4/11 l'Autorità ha delineato i propri orientamenti finali in materia di completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale, con particolare riferimento ai casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e nella titolarità di altri clienti finali. Il TIQE per il periodo 2012-15 terrà conto di eventuali provvedimenti adottati in tale ambito.

l'esecuzione di tali attività e il diritto ad un eventuale indennizzo automatico in caso di mancato rispetto del livello specifico applicabile.

- 11.29 Qualora il cliente finale dia il proprio assenso all'esecuzione della prestazione richiesta, il venditore trasmette al distributore l'accettazione del preventivo telefonico entro il tempo massimo previsto dal TIQE.
- 11.30 Il tempo per il distributore per l'esecuzione delle prestazioni soggette a preventivo telefonico decorre dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo telefonico da parte del venditore.
- 11.31 Per ogni altra energizzazione, aumento o diminuzione di potenza non previsto dalla Tabella 4, ma comunque rientranti nelle prestazioni tariffate dal TIC e dal TIT (es.: aumento di potenza da 3 kW a 50 kW) si ritiene che il venditore debba informare il cliente BT degli oneri attesi a suo carico e, in caso di accettazione preliminare da parte del cliente, informarlo che:
- a) entro il tempo massimo previsto dal TIQE provvederà ad inoltrare al distributore la richiesta di effettuazione del preventivo;
  - b) entro il tempo massimo previsto dal livello specifico di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di bassa tensione riceverà il preventivo relativo alla richiesta effettuata.
- 11.32 Per tutte le altre prestazioni il venditore dovrebbe informare il cliente finale degli elementi di cui al punto precedente, lettere a) e b). Ciò non toglie che la messa a disposizione del preventivo al cliente possa avvenire anche in sede di prima chiamata telefonica, o comunque in tempi brevissimi, tramite la consultazione/gestione, da parte del venditore, del sito internet del distributore che vorrà massimizzare la propria efficienza.
- 11.33 L'Autorità intende inoltre rimuovere la possibilità per il distributore di modificare il preventivo in sede di esecuzione della prestazione dal momento che la fase di preventivazione "classica" si limiterebbe ad una minima parte delle prestazioni non assoggettate a preventivo telefonico, anche preliminare (punto 11.31). Inoltre, la modifica di un preventivo già accettato, oltre a denotare inefficienza da parte del distributore, apparirebbe alquanto vessatoria nei confronti del cliente.
- 11.34 Ciò significa che preventivazioni effettuabili anche in tempi brevissimi da parte dei distributori (al limite fornite al venditore in "tempo zero" perché rese disponibili tramite il proprio sito internet) sarebbero assoggettate ugualmente allo standard classico di preventivazione, cioè da effettuarsi entro 20 giorni lavorativi. Ciò non può e non deve essere ritenuto un peggioramento della performance complessiva offerta ai clienti dal momento che è il tempo effettivo che rileva.
- 11.35 Per quanto riguarda la fatturazione della prestazione al venditore da parte del distributore, l'Autorità non intende disciplinare la materia dal momento che i tempi per l'esecuzione della prestazione devono decorrere per il distributore dalla data di ricevimento della accettazione del preventivo, telefonico o "classico", da parte del richiedente.
- 11.36 Quanto ai tempi e alle modalità di fatturazione delle prestazioni ai clienti da parte dei venditori, l'Autorità affronterà la materia orientativamente nel 2013, una volta adottato il Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2013-16.

- 11.37 *Classificazione delle prestazioni.* Con l'obiettivo di pervenire ad una armonizzazione nella registrazione delle prestazioni, sono di seguito elencate le prestazioni che l'Autorità intende ricomprendere nelle attivazioni della fornitura per il nuovo periodo regolatorio:
- a) le energizzazioni (avvii dell'alimentazione), gli aumenti e le diminuzioni di potenza previsti dalla Tabella 4;
  - b) ogni altra energizzazione, aumento o diminuzione di potenza per forniture in bassa tensione non previsti dalla Tabella 4, con interventi limitati al gruppo di misura, ma soggetti a preventivazione;
  - c) ogni energizzazione, aumento o diminuzione di potenza per forniture in media tensione con interventi limitati al gruppo di misura;
  - d) modifiche contrattuali e subentri che comportino variazioni di potenza con interventi limitati al gruppo di misura;
  - e) le energizzazioni di punti di consegna relativi a forniture temporanee.
- 11.38 L'Autorità intende non ricomprendere tra le attivazioni della fornitura:
- a) le modifiche contrattuali senza aumento variazione di potenza;
  - b) le vulture o subentri immediati che non comportano interventi sul gruppo di misura diversi dalla limitati alla sola lettura di subentro;
  - c) i passaggi dal mercato di maggior tutela o di salvaguardia al mercato libero (e viceversa) gli *switching*.
- 11.39 Parimenti l'Autorità intende ricomprendere tra i lavori semplici in bassa tensione:
- a) ogni energizzazione di un punto di consegna, ordinaria o temporanea, non inclusa nella Tabella 4, eseguita con interventi sulla presa;
  - b) ogni aumento o diminuzione della potenza disponibile, per fornitura ordinaria o temporanea, non inclusa nella Tabella 4, eseguito con interventi sulla presa;
  - c) ogni spostamento di un gruppo di misura per forniture ordinarie o temporanee eseguito con interventi sulla presa;
  - d) ogni variazione della tensione di alimentazione da monofase a trifase e viceversa eseguito con interventi sulla presa.
- 11.40 Come già osservato, in tale modo si dovrebbero limitare i casi di ambiguità nella classificazione delle prestazioni e di conseguenza aumentare la certezza nella comunicazione dei tempi di effettuazione delle stesse nei confronti di clienti.

*Entrata in vigore del preventivo telefonico*

- 11.41 Si ritiene che l'entrata in vigore del preventivo telefonico possa essere fissabile al 1° gennaio 2013, in modo tale che gli operatori dispongano del tempo necessario per la messa a punto dei sistemi informativi. Sino al 31 dicembre 2012 rimarrebbe in vigore la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile.
- 11.42 Per tutte le altre disposizioni di cui ai punti successivi della presente parte si ritiene che l'entrata in vigore possa essere fissata al 1° gennaio 2012.

*Attivazione e disattivazione della fornitura con esecuzione “ritardata” (punto 14.26 del DCO 15/11)*

- 11.43 Per quanto riguarda l’attivazione e la disattivazione della fornitura l’Autorità ha proposto la possibilità per il cliente di richiedere l’esecuzione “ritardata”, cioè a partire da una determinata data indicata dallo stesso cliente. In tale evenienza la prestazione dovrebbe essere eseguita entro la data “ritardata” e non considerare la data ritardata come la data effettiva della richiesta dell’attivazione dalla quale far partire il conteggio del tempo.
- 11.44 Federutility e A2A comunque chiedono di limitare tale possibilità alle sole attivazioni e disattivazioni. Enel ricorda che nei flussi dello standard di comunicazione è già previsto un campo per comunicare la data a partire dalla quale eseguire la prestazione. Per altre prestazioni invece sarebbero necessari ulteriori approfondimenti. Per Edison ed Eni si potrebbero applicare anche ad aumenti di potenza, vulture e subentri e nuovi allacciamenti.
- 11.45 L’Autorità intende dare seguito alla proposta e prevedere che nel caso in cui l’attivazione o la disattivazione della fornitura siano richieste a decorrere da una data successiva a quella della richiesta (si pensi ad esempio al caso non del tutto infrequente di un cliente che chiede un’attivazione in caso di trasloco o per una seconda casa) la data di ricevimento da parte del distributore della richiesta di attivazione o disattivazione della fornitura coincida convenzionalmente con il primo giorno lavorativo precedente la data posticipata indicata dal richiedente.

*Tempo massimo per sostituzione misuratore guasto (punto 14.30 del DCO 15/11)*

- 11.46 L’Autorità ha proposto di introdurre un tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura risultato guasto in esito alla verifica, prevedendo una classificazione delle cause di malfunzionamento, anche rivedendo le disposizioni di cui all’articolo 11 della deliberazione 200/99 per la sostituzione del misuratore guasto.
- 11.47 La maggior parte degli operatori non ha sollevato contrarietà, ma sono state illustrate le criticità nei casi in cui sia necessaria la presenza del cliente per la sostituzione del gruppo di misura che in esito ad una verifica risulti malfunzionante. Enel osserva che le criticità che possono sorgere dipendono dal cliente che potrebbe rifiutarsi di sottoscrivere il documento relativo alla ricostruzione dei consumi; per ovviare a ciò sarebbe necessario introdurre un tempo massimo per la ricostruzione dei consumi. I tempi per la sostituzione del misuratore guasto dovrebbero decorrere dalla comunicazione dell’esito della verifica. Federutility e A2A non rilevano criticità, a patto di non fissare lo standard al di sotto dei 5 giorni lavorativi e di tenere conto dell’eventuale opposizione del cliente alla ricostruzione dei consumi. Edison ed Eni lamentano tempi attuali di sostituzione elevati e con conseguenze sul *settlement*<sup>12</sup> e sui conguagli al cliente troppo elevati.
- 11.48 Per quanto riguarda la classificazione delle cause di guasto A2A è favorevole alla classificazione proposta dall’Autorità, mentre Enel propone un’aggregazione per tipologia di guasto in tre macrocause:

---

<sup>12</sup> Per maggiori dettagli sulla disciplina si veda il Testo integrato settlement (TIS)

- a) integrazione della misura (misuratori che non effettuano correttamente la registrazione dei consumi);
- b) funzionalità accessorie (anomalie che non impattano sulla corretta registrazione dei misuratori);
- c) iterazione con il cliente (display guasto, guasto meccanico dell'interruttore).

Nel caso di più anomalie o guasti multipli prevarrebbe per la classificazione la causa più rilevante.

11.49 L'Autorità intende dare seguito alla proposta di introdurre uno standard sul tempo massimo di sostituzione del gruppo di misura guasto a decorrere dalla data di notifica al cliente dell'esito della verifica, fissando un livello specifico di 10 giorni lavorativi sia per i clienti BT sia per i clienti MT e introducendo l'obbligo di registrare le cause di malfunzionamento classificate in quattro categorie:

- a) guasto o anomalia al misuratore che impedisce la corretta registrazione dei consumi a causa di limiti di tolleranza oltre i limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa;
- b) guasto o anomalia ai riduttori di misura che impedisce la corretta registrazione dei consumi a causa dei limiti di tolleranza oltre i limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente;
- c) guasto o anomalia all'orologio/calendario;
- d) altro guasto o anomalia.

11.50 In tal modo il gruppo di misura verrebbe sostituito sempre nel caso si verificasse qualsiasi malfunzionamento. Nel documento recante l'esito della verifica consegnato al cliente il distributore deve indicare che il gruppo di misura necessita di sostituzione immediata e che nei casi di cui al precedente punto, lettere a), b) e c) il distributore, in materia di ricostruzione dei consumi, applicherà le disposizioni di cui al Titolo IV della deliberazione n. 200/99.

11.51 Allo scopo l'Autorità ritiene che il distributore debba comunicare al cliente e al venditore, nel documento di notifica dell'esito della verifica, anche:

- a) la data prevista di sostituzione del gruppo di misura;
- b) il nominativo e il recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore;
- c) che il cliente ha tempo cinque giorni dalla data di ricevimento dell'esito della verifica per concordare con la persona di cui alla lettera b) una data alternativa per la sostituzione del gruppo di misura;
- d) che il cliente finale deve assicurare la disponibilità, propria o di persona da lui incaricata, a ricevere il distributore per la sostituzione del gruppo di misura.

11.52 L'Autorità propone che qualora il cliente eserciti la facoltà di posticipare la data di sostituzione del gruppo di misura proposta dal distributore, il tempo intercorrente tra la data proposta dal distributore e la data posticipata richiesta dal cliente non debba essere computata ai fini del calcolo del tempo effettivo di sostituzione del gruppo di misura guasto. Inoltre l'Autorità intende prevedere anche il caso di inaccessibilità al gruppo di misura (che include anche il rifiuto del cliente), richiedendo però al distributore di dimostrare l'effettuazione del tentativo di sostituzione.

*Trasformazione dello standard “tempo per la preventivazione di lavori sulla rete MT” da generale a specifico (punto 14.31 del DCO 15/11)*

- 11.53 L’Autorità ha proposto di trasformare lo standard sul tempo per la preventivazione per l’esecuzione di lavori sulla rete MT, da generale a specifico, mantenendo un tempo massimo di 40 giorni lavorativi.
- 11.54 I soggetti consultati non hanno manifestato criticità su questo tema. L’Autorità intende dare seguito alla proposta.

*Indennizzo automatico in caso di mancato invio della comunicazione al cliente MT recante l’impossibilità a terminare i lavori entro il tempo massimo di 60 giorni (punto 14.32 del DCO 15/11)*

- 11.55 In merito a tale prestazione l’Autorità ha proposto la corresponsione di un indennizzo automatico al cliente MT in caso di mancato invio della comunicazione al cliente stesso recante l’impossibilità a terminare i lavori entro il tempo massimo di 60 giorni, del nominativo e recapito della persona responsabile nonché i tempi previsti per il completamento del lavoro medesimo.
- 11.56 Non sono emerse contrarietà sul tema ma l’Autorità ritiene che l’obiettivo di informare il cliente nei casi in cui il tempo per il completamento del lavoro complesso ecceda i termini previsti, sia ugualmente conseguito sostituendo la comunicazione in vigore al comma 65.2 del TIQE con un obbligo informativo relativo all’indicazione nel preventivo per lavori complessi di un nominativo e di un recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore a cui il cliente possa riferirsi per richiedere eventuali informazioni sul tempo di completamento della prestazione.

*Monitoraggio dei tempi lordi di esecuzione delle prestazioni (punto 14.33 del DCO 15/11)*

- 11.57 Con il prossimo periodo di regolazione l’Autorità intende monitorare i tempi lordi dalla richiesta della prestazione all’effettuazione della stessa, considerando anche i tempi necessari per l’ottenimento delle autorizzazioni, che attualmente causano una sospensione nel calcolo dei tempi effettivi.
- 11.58 Non sono state espresse contrarietà dai soggetti consultati, ragione per la quale l’Autorità si riserva di integrare la pubblicazione dei tempi medi di esecuzione delle prestazioni includendo anche i tempi medi per l’ottenimento delle autorizzazioni.

*Estensione di alcuni standard ai produttori (punto 14.37 del DCO 15/11)*

- 11.59 Con la sempre maggiore penetrazione della generazione diffusa, l’Autorità ha proposto di estendere ai produttori BT e MT i seguenti standard:
- a) verifica della tensione di fornitura;
  - b) verifica del gruppo di misura;
  - c) risposte ai reclami scritti;
  - d) risposte alle richieste di informazioni.

L’Autorità ha anche proposto che sia estesa ai produttori BT la misurazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione disciplinata dall’articolo 57 del TIQE.

- 11.60 La maggior parte degli operatori condivide la proposta di estendere ai produttori gli standard di cui sopra, chiedendo però un periodo di transizione per adeguare i sistemi informativi. Per quanto riguarda la verifica del gruppo di misura viene condivisa la proposta solo nel caso in cui il gruppo di misura sia di proprietà del distributore.
- 11.61 L’Autorità intende dare seguito alla proposta prevedendo che gli standard relativi alla verifica della tensione di fornitura, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura, alla verifica del gruppo di misura (di proprietà del distributore), alla sostituzione del gruppo di misura (di proprietà del distributore) guasto, alla risposta ai reclami scritti o richieste di informazioni (si veda il successivo capitolo 12) siano pertanto estesi anche ai produttori. L’Autorità ritiene che tali disposizioni possano entrare in vigore dal 1° gennaio 2012.
- 11.62 Parimenti, la misurazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione disciplinata dall’articolo 57 del TIQE verrà estesa anche ai produttori.

*Gestione delle richieste in corso in caso di switching (punto 14.46 del DCO 15/11)*

- 11.63 L’Autorità ha sollecitato gli operatori a fornire osservazioni sugli aspetti critici rilevati nel caso in cui una richiesta di prestazione di qualità commerciale non venga eseguita in tempi brevi e in questo intervallo di tempo il cliente finale eserciti la facoltà di cambiare il proprio venditore di energia elettrica.
- 11.64 Solo Enel ha presentato delle osservazioni sul trattamento delle richieste di prestazioni di qualità commerciale in caso di *switching*. Le prestazioni richieste o in corso durante lo *switching* vengono gestite con il venditore uscente ovvero al soggetto che ha richiesto la prestazione (pertanto la fatturazione dei corrispettivi e la consuntivazione degli esiti viene gestita con questo soggetto). A valle dell’esecuzione della prestazione al venditore entrante vengono comunque resi noti gli eventuali nuovi dati dell’anagrafica tecnica (potenza disponibile, livello di tensione, tariffa, etc)<sup>13</sup>.
- 11.65 Per quanto riguarda la disciplina della qualità commerciale Enel osserva che le prestazioni impattate dallo *switching* sono generalmente quelle che prevedono tempi massimi più lunghi (es.: preventivi). Per Enel “il preventivo deve essere inviato solo al venditore richiedente (anche in caso di *switching*) mentre l’accettazione potrebbe essere comunicata da entrambi gli esercenti a seconda del momento in cui avviene rispetto al processo di *switching*”.
- 11.66 In conclusione l’Autorità osserva che è già in vigore al comma 60.5 del TIQE una disposizione che prevede che il distributore informi tempestivamente il venditore delle eventuali variazioni nella fornitura che abbiano risvolti di carattere contrattuale; tale disposizione potrebbe essere estesa verso il venditore entrante anche alle richieste di prestazioni in corso inoltrate dal venditore uscente al distributore prima della data di *switching* e non evase dal distributore entro la data di *switching*.

---

<sup>13</sup> Come previsto ai sensi del comma 60.4 del TIQE.

## **12 Orientamenti finali in merito a proposte che hanno registrato divergenze di vedute**

### *Revisione degli standard di qualità commerciale (punti 14.23 e 14.24 del DCO 15/11)*

- 12.1 Per alcune prestazioni di qualità commerciale l'Autorità ha evidenziato, sulla base dei tempi medi effettivi del triennio 2008-10<sup>14</sup>, l'opportunità di aggiornare gli standard attualmente in vigore. In alternativa alla revisione degli standard l'Autorità ha prospettato l'aggiornamento degli attuali importi previsti per gli indennizzi automatici per tutte le prestazioni soggette a standard specifico, così da stimolare il distributore ad agire con maggior incisività sulle code dei clienti peggio serviti.
- 12.2 Enel, Federutility e A2A non concordano con la proposta dell'Autorità di aggiornare gli standard, sottolineando che la qualità di una prestazione non è identificabile nella sola dimensione della tempestività. Enel osserva che ridurre lo standard per attivazione e disattivazione significherebbe ridurre i tempi attualmente a disposizione per effettuare ulteriori tentativi di effettuazione delle prestazioni attraverso la telegestione e di conseguenza dover gestire più casi con intervento manuale degli operatori aumentando le inefficienze del sistema. Federutility non concorda con la proposta di aggiornare gli standard ma esprime la preferenza per l'innalzamento degli indennizzi automatici.
- 12.3 Valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità intende optare per l'aggiornamento dell'importo degli indennizzi (da 30€ a 35€ quello per i clienti BT domestici, da 60€ a 70€ quello per i clienti BT non domestici, da 120€ a 140€ quello per i clienti MT, di conseguenza in caso di esecuzione ritardata della prestazione) e non modificare gli standard salvo che per la richiesta di verifica della tensione di alimentazione (vd punti da 9.19 a 9.22) per la quale al punto 9.22 è stata proposta la riduzione del tempo massimo (da 30 a 20 giorni lavorativi) a fronte dell'introduzione del nuovo standard specifico sul tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

### *Revisione delle disposizioni sul trattamento dei reclami per l'attività di distribuzione (punti da 14.38 a 14.43 del DCO 15/11)*

- 12.4 Per quanto riguarda lo standard generale sulle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazione l'Autorità ha formulato alcune proposte per allineare la regolazione della distribuzione a quella della vendita.
- 12.5 Le proposte dell'Autorità riguardano l'allineamento a quanto previsto dal TIQV per quanto riguarda la risposta motivata ai reclami scritti da parte del distributore che dovrebbe contenere:
- a) il riferimento al reclamo scritto o alla richiesta di informazioni;
  - b) l'indicazione del nominativo e del recapito della persona incaricata dal distributore per fornire al cliente eventuali chiarimenti;
  - c) la valutazione documentata rispetto alla fondatezza o meno della lamentela presentata nel reclamo, corredata dai riferimenti normativi, contrattuali o tecnici applicati;

---

<sup>14</sup> Si veda la Tabella 23a – Tempi effettivi medi registrati nel triennio 2008-2010 per le prestazioni di qualità commerciale per i clienti BT presentata nel DCO 15/11.

- d) la descrizione ed i tempi delle azioni correttive poste in essere dal distributore;
  - e) l'elenco della documentazione allegata.
- 12.6 Nel caso di reclami scritti la risposta motivata al cliente finale deve contenere l'indicazione delle cause di non conformità del servizio per le quali è stato presentato il reclamo. L'Autorità ha inoltre proposto di prevedere anche per la distribuzione, sia per i clienti BT che MT, uno standard specifico di 40 giorni solari ed un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard.
- 12.7 Anche per quanto riguarda le risposte a richieste scritte di informazioni l'Autorità ha proposto un allineamento al TIQV, mantenendo lo standard generale, ma portando il tempo massimo per fornire la risposta al cliente a 30 giorni solari per il 95% delle richieste, sia per i clienti BT che MT.
- 12.8 L'Autorità ha poi inteso confermare la disposizione in base alla quale è il venditore che deve fornire risposta al reclamo o alla richiesta di informazioni nel caso in cui questa venga inviata sia al distributore che al venditore.
- 12.9 Le opinioni dei soggetti consultati in relazione al trattamento dei reclami sono per alcuni aspetti sostanziali piuttosto divergenti. Enel, Fedeutility, Eni e A2A condividono in generale l'armonizzazione dello standard mentre un soggetto che non ha autorizzato la pubblicazione delle osservazioni non condivide la proposta. Enel chiede che vengano previste disposizioni che obblighino il venditore ad inoltrare al cliente la documentazione tecnica predisposta dal distributore in modo da non costringere il venditore ad approfondire aspetti tecnici che non sono di sua competenza e in modo tale da garantire e non confondere la responsabilità; richiede anche che sia reso obbligatorio l'invio del reclamo del cliente al distributore. Federutility e A2A al contrario chiedono che il venditore, che rappresenta l'interfaccia unica del cliente, non si limiti a trasmettere la documentazione del distributore ovvero la valutazione della fondatezza del reclamo o documentazione troppo tecnica. Un soggetto che non ha autorizzato la pubblicazione delle osservazioni, invece, non condivide la proposta perché l'allineamento incentiverebbe i clienti a scrivere direttamente al distributore anziché al venditore; inoltre stigmatizza il comportamento di alcuni venditori che spingono volontariamente i clienti a scrivere direttamente al distributore per quesiti tecnici. Tale soggetto richiede inoltre di prevedere disposizioni analoghe a quelle previste dal TIQV per il trattamento dei reclami multipli.
- 12.10 Tutto ciò considerato l'Autorità esprime le seguenti valutazioni:
- a) le disposizioni attualmente previste dal TIQV relative alle modalità di presentazione dei reclami scritti stabiliscono una procedura e alcuni obblighi di carattere informativo per i venditori (e i distributori) allo scopo di rendere più certo e trasparente il processo per il cliente finale<sup>15</sup>;
  - b) il venditore ha l'obbligo di riportare in ogni bolletta e pubblicare sul proprio sito internet almeno un recapito postale o fax per l'inoltro in forma scritta di reclami, rendendo disponibile nel proprio sito internet o presso gli sportelli fisici un modulo per il reclamo scritto in modalità anche stampabile; il modulo deve

---

<sup>15</sup> Si vedano le disposizioni previste dall'articolo 9 del TIQV.

contenere alcuni campi obbligatori, necessari alla gestione tempestiva del reclamo.

- c) per quanto riguarda la classificazione del reclamo, il venditore deve adottare criteri prudenziali classificando come reclamo tutti i casi in cui non sia agevole stabilire se essa sia un reclamo scritto o una richiesta scritta di informazioni; inoltre, ai fini della classificazione dei reclami, non sono considerati i casi di sollecito o di reiterazione di uno stesso reclamo o richiesta scritta di informazione, qualora pervenuti entro i tempi massimi previsti per la risposta motivata.
  - d) le segnalazioni scritte fatte pervenire dal cliente ad un recapito diverso da quello indicato in bolletta, sono da reindirizzare al giusto recapito entro 7 giorni dal ricevimento e i tempi di decorrenza per la risposta partono dalla data in cui il reclamo perviene a tale recapito;
  - e) i reclami fondati esclusivamente su aspetti tecnici o inoltrati al distributore dai clienti che possono rivolgersi direttamente al distributore rappresentano una percentuale residuale rispetto ai reclami di carattere strettamente commerciale o misti la cui risposta è di responsabilità del venditore e comunque sono ricompresi nei reclami a cui il venditore deve rispondere acquisendo dati tecnici in possesso del distributore;
  - f) nel caso in cui il venditore non abbia ricevuto la risposta dal distributore entro il tempo massimo previsto dallo standard specifico il venditore, può inviare al cliente finale una risposta motivata preliminare, precisando al cliente finale di avere richiesto al distributore i dati tecnici mancanti e specificando la data di invio della richiesta al distributore, i dati richiesti ed i riferimenti del distributore medesimo (ciò non significa indirizzare il cliente ad inoltrare direttamente il reclamo al distributore);
  - g) per i disservizi di natura tecnica i distributori devono informare tempestivamente i venditori circa eventuali eventi che abbiano generato disservizi, in modo da agevolare le attività organizzative necessarie per rispondere ai potenziali reclami che potrebbero pervenire.
- 12.11 Alla luce di quanto sopra esposto e degli elementi emersi dalla consultazione, l’Autorità considera opportuno non introdurre elementi di criticità e disorientamento per il cliente finale (ad esempio recapiti differenziati tra venditore e distributori) e modifica parzialmente la propria proposta originaria, confermando per i distributori lo standard generale attualmente in vigore sia per le risposte motivate ai reclami scritti che per le richieste di informazioni, ma portandolo a 30 giorni solari, invece che 20 giorni lavorativi, con una percentuale di rispetto pari al 95% anche per i clienti BT, dato che l’introduzione di uno standard specifico potrebbe indurre i clienti finali a rivolgersi direttamente al distributore o a scrivere sempre ad entrambi i soggetti.
- 12.12 Per quanto riguarda la proposta relativa i contenuti della risposta motivata l’Autorità conferma gli elementi di cui ai precedenti punti 12.5 e 12.6.
- 12.13 Si confermano inoltre le disposizioni in vigore che disciplinano il caso in cui il cliente finale invii con la stessa comunicazione un medesimo reclamo scritto sia al proprio venditore sia al proprio distributore: la risposta motivata al reclamo scritto dovrà essere fornita al cliente finale dal solo venditore (attraverso l’acquisizione di dati tecnici).

- 12.14 Per completare la disciplina l’Autorità propone di applicare lo standard specifico definito per gli altri dati tecnici (15 giorni lavorativi) anche per quanto riguarda la richiesta di dati tecnici da parte di venditori relativa a clienti multisito.
- 12.15 Le disposizioni vengono inoltre integrate dalla disciplina del trattamento delle richieste di informazioni inviate da un cliente MT relativamente al livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete (vd punti 9.25 e 9.26).

*Nuovo standard specifico sul tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e nuova richiesta da parte dei clienti MT della conoscenza del valore di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di consegna.*

- 12.16 Tali temi sono trattati nella Parte III del presente documento, punti da 9.19 a 9.22 e da 9.25 a 9.26.

### **13 Temi oggetto di successivi approfondimenti**

*Adeguamento della regolazione all’art. 8 del DM 37/08 (allacciamenti/attivazioni) (punti 14.44 e 14.45 del DCO 15/11)*

- 13.1 L’Autorità ha richiesto agli operatori di segnalare aspetti critici, rilevati o potenziali, in relazione alle disposizioni vigenti della qualità commerciale attinenti a quanto previsto dal D.M. n. 37/08, e di formulare eventuali proposte atte a superarli.
- 13.2 I contributi pervenuti, riassunti al successivo punto 13.3, non sono ritenuti utili o comunque efficaci ai fini della regolazione. L’Autorità ne prende atto, riservandosi di intraprendere in futuro eventuali azioni mirate al superamento degli aspetti critici segnalati.
- 13.3 Enel ha osservato che gli obblighi di acquisire le dichiarazioni di conformità e sospendere la fornitura entro congruo preavviso, per gli impianti per cui non è stata prodotta la dichiarazione di conformità, sono stati attualmente attribuiti dal DM 37/08 al “fornitore” senza distinguere tra attività che deve svolgere il venditore e attività di competenza del distributore, creando incertezza su ruolo e responsabilità dei soggetti, soprattutto in assenza di dettagli operativi. Edison osserva che gli aspetti relativi alla sicurezza degli impianti è generalmente di competenza del distributore. Federutility e le aziende associate hanno predisposto una proposta operativa che con altre associazioni/operatori di settore hanno presentato al Ministero dello Sviluppo Economico; Federutility chiede all’Autorità che si faccia promotrice presso le sede competenti di una revisione dei contenuti del decreto così come formulato. Eni richiede all’Autorità di individuare ruoli e responsabilità suggerendo di demandare la parte informativa ai venditori e la parte di verifica documentale e sospensione della fornitura ai distributore. Assoelettrica sottolinea le criticità dovute alla mancata emissione dei decreti per la semplificazione della disciplina per l’installazione degli impianti all’interno degli edifici previsti dall’art.35 della Legge 6 agosto 2008, n. 133, che avrebbero dovuto essere emanati dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per la

semplificazione normativa<sup>16</sup>, e chiede all'Autorità di regolare gli aspetti di propria competenza. Per A2A gli aspetti critici che riguardano il distributore attengono alla difficoltà di sospendere la fornitura e in generale nella difficoltà di stabilire le responsabilità e compiti dei soggetti interessati.

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

**Q.5** *Si ritiene che il preventivo telefonico debba comportare la registrazione vocale della chiamata al fine di tutelare il cliente finale e il venditore sia in caso di accettazione che di rifiuto del preventivo?*

**Q.6** *Si ritiene che nella Tabella 4 la potenza disponibile sia il riferimento corretto? Se no, a quale definizione di potenza potrebbe essere fatto riferimento e perchè?*

---

<sup>16</sup> I decreti dovrebbero disciplinare:

- a) il complesso delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici prevedendo semplificazioni di adempimenti per i proprietari di abitazioni ad uso privato e per le imprese;
- b) la definizione di un reale sistema di verifiche di impianti di cui alla lettera a) con l'obiettivo primario di tutelare gli utilizzatori degli impianti garantendo una effettiva sicurezza;
- c) la revisione della disciplina sanzionatoria in caso di violazioni di obblighi stabiliti dai provvedimenti previsti alle lettere a) e b).

## Parte V – Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

### 14 Premessa

- 14.1 Nella presente parte si presentano gli orientamenti finali dell’Autorità in merito a opzioni di regolazione e proposte sviluppate nel DCO 20/11, e in particolare:
- a) nel capitolo 15 l’opzione AIR #3, i temi inerenti la regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica e la valorizzazione dei servizi di mitigazione;
  - b) nel capitolo 16 alcune nuove proposte, anche emerse in seguito alla fase di consultazione;
  - c) nel capitolo 17 temi che saranno oggetto di successivi approfondimenti.

### 15 Orientamenti finali su argomenti trattati nel DCO 20/11

*Meccanismo e indicatori per la regolazione premi-penalità (Opzione AIR #3, punti da 5.4 a 5.23 del DCO 20/11)*

- 15.1 L’Autorità ha ritenuto che la proposta di intervento sulla scelta degli indicatori per la regolazione premi-penalità fosse la più rilevante nel contesto della regolazione della qualità del servizio di trasmissione e l’ha perciò analizzata in termini di AIR. In particolare, l’Autorità ha indicato la propria preferenza preliminare per possibili opzioni di semplificazione del quadro regolatorio con la riduzione del numero di indicatori: opzione #3.B con utilizzo del solo indicatore ENSR<sup>17</sup> e (come seconda preferenza) opzione #3.C con utilizzo del solo indicatore ENSR e meccanismi a tutela degli utenti MT e BT che potrebbero essere discriminati dalle modalità di calcolo dell’ENS).
- 15.2 Le osservazioni dei soggetti che hanno risposto su questo tema hanno condiviso la valutazione preliminare dell’Autorità di scartare le opzioni #3.0 e #3.A. Ma, seppur concordanti, si può ritenere che le preferenze espresse siano riconducibili a cinque differenti soluzioni, come sintetizzato nella seguente Tabella 5.
- 15.3 L’Autorità, che aveva già evidenziato nel DCO 20/11 la preferenza per l’opzione #3.B e la sua possibile evoluzione verso l’opzione #3.C, trova il punto di sintesi delle opinioni espresse, esprimendo l’orientamento finale di implementare l’opzione #3.B a partire dal 2012 e valutare successivamente un’evoluzione del quadro regolatorio. Una prospettiva basata sia sulla proposta Terna, sia sulla proposta Enel è descritta come nuova proposta all’inizio del capitolo successivo.

---

<sup>17</sup> Energia non fornita di riferimento (si veda anche la definizione nell’Appendice 3).

**Tabella 5 - Sintesi delle osservazioni scritte relative all'opzione AIR #3**

Soggetto	Opzione di regolazione preferita	Descrizione sintetica
Terna	Variante di #3.B	<i>Con il calcolo di ENSR lorda (anziché ENSR netta) e altre proposte di modifica (valorizzazione adeguata e asimmetrica, gradualità, controllabilità) descritte nei punti seguenti</i>
Enel	Variante di #3.C	<i>Con il calcolo di ENS e ENR<sup>18</sup> riferite agli utenti delle reti di distribuzione sottesi a ogni sito utente AT disalimentato [allegata proposta di calcolo]. Prevedere tempi per l'adozione (almeno 2013)</i>
FederUtility	#3.C	<i>#3.C in relazione alla crescente penetrazione della generazione distribuita sulle reti di distribuzione sottese</i>
Confindustria	#3.B (con sperimentazione di #3.C)	<i>Opzione #3.C stimolante per smart grid, ma ancora intempestiva l'applicazione su tutto il territorio nazionale, comunque introdurre (mediante una sperimentazione) un meccanismo che tenga conto del bilancio bidirezionale negli anni finali del periodo regolatorio + regolazione individuale (complementare)</i>
ANIE	#3.B, evoluzione a #3.C	<i>Evoluzione nel medio periodo verso l'opzione #3.C e regolazione individuale (complementare)</i>

*Estensione della regolazione incentivante all'intera rete di trasmissione e eliminazione di distinzioni tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla RTN (punti da 5.24 a 5.28 del DCO 20/11) e estensione della regolazione incentivante con gradualità (proposta di Terna).*

- 15.4 Terna ha osservato che “la rete TELAT è ancora afflitta da problemi strutturali e di gestione passata che non la rendono equiparabile alla RTN 2008 in termini di affidabilità”, “le reti acquisite hanno caratteristiche differenti in termini di affidabilità rispetto alla RTN storica” ed ha indicato un possibile impegno programmatico in un certo numero di anni. Ciò premesso, Terna “è disponibile ad estendere l'intero perimetro di regolazione all'intera RTN rideterminando opportunamente i livelli obiettivo in modo da tener conto di quanto rappresentato a proposito delle ridotte prestazioni della rete TELAT”. Riguardo le tempistiche, Terna ha indicato l'eventuale uniformazione del sistema di premi/penalità non prima del quinto periodo 2016-2019. Enel ha indicato che “come già segnalato in occasione della consultazione preliminare alla delibera 99/10, la rete TELAT ha prestazioni identiche al perimetro storico della rete di Terna al medesimo livello di tensione”.
- 15.5 La suddetta disponibilità di Terna non riguarderebbe le poche porzioni di rete rilevante non RTN e di conseguenza gli utenti indirettamente connessi alla RTN non sarebbero tutelati quanto gli altri utenti. Riguardo uno degli elementi di attuale distinzione tra utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN<sup>19</sup>, Terna ha

<sup>18</sup> ENS = Energia non fornita. ENR = Energia non ritirata.

<sup>19</sup> Il riferimento è all'inclusione delle disalimentazioni originate da utenti direttamente connessi alla RTN ed esclusione delle disalimentazioni originate da utenti indirettamente connessi alla RTN ai fini del computo della ENSR.

indicato che ritiene inaccettabile l'inclusione dei disservizi con origine sugli impianti sia direttamente, sia indirettamente connessi alla RTN.

- 15.6 Dopo la pubblicazione del DCO 20/11 è intervenuto un nuovo elemento di legislazione primaria nazionale: il comma 10 dell'articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevede infatti che "Al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, determina idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi."
- 15.7 Sulla base della tempistica individuata al punto precedente, l'Autorità ritiene di poter accogliere la proposta di Terna di una ulteriore gradualità di applicazione, ma solo per un periodo di tre anni. A partire dal 2015, le disposizioni della qualità del servizio di trasmissione dovranno essere uguali per tutti gli utenti (escluse le reti private e le cooperative, oggetto di specifiche disposizioni). Si propone perciò un approccio graduale, con l'individuazione di tre sotto-indicatori concorrenti al parametro ENSR: i) ENSR-TERNA; ii) ENSR-TELAT; iii) ENSR-ALTRI.
- 15.8 La nuova proposta dell'Autorità permetterebbe di eliminare (dopo la fase di gradualità) ogni distinzione tra utenti direttamente e indirettamente connessi. Inoltre già dal 2012 si eliminerebbero le diversità di applicazione riguardanti le cause 3CE, con il significativo vantaggio di semplificare l'impianto regolatorio e l'applicazione della disciplina. La nuova proposta tiene presente l'esiguo numero di utenti indirettamente connessi (meno del 10%, si veda la tabella seguente), che potrebbe ulteriormente ridursi in caso di acquisizioni di ulteriori porzioni di rete.

**Tabella 6** - 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>Direttamente connessi RTN 2008 e TELAT</b>	<b>Indirettamente connessi</b>	<b>Totale</b>
Imprese distributrici	2207	92	2299
RFI	222	151	373
Utenti consumatori finali AT	517	38	555
<b>Totale utenti</b>	<b>2946</b>	<b>281</b>	<b>3227</b>

*Esclusione delle disalimentazioni di un utente provocate dall'utente medesimo (punto 5.29 del DCO 20/11)*

- 15.9 Terna ha concordato con la proposta dell'Autorità di escludere tali disalimentazioni (e più in generale ha richiesto l'esclusione di tutte le cause utente, si veda oltre).
- 15.10 L'Autorità conferma la proposta, proponendo una relativa classificazione di causa di secondo livello (ad es. Disalimentazione di sito utente con origine sul sito stesso).

*Valutazione sulle disalimentazioni di utenti AT connessi a reti strutturalmente sottese al sito utente origine della disalimentazione (punto 5.30 del DCO 20/11).*

- 15.11 Terna ha indicato di escludere tali disalimentazioni (e più in generale ha richiesto l'esclusione di tutte le cause utente, si veda oltre).

- 15.12 L'Autorità esprime il proprio orientamento finale per l'esclusione di queste disalimentazioni. La classificazione potrebbe rientrare per semplicità nella suddetta "disalimentazione di sito utente con origine sul sito stesso".

*Esclusione delle disalimentazioni con origine nei siti utente (proposta di Terna).*

- 15.13 Terna ha richiesto l'esclusione delle disalimentazioni avente origine diversa dalla RTN e quindi - in particolare - l'esclusione delle cause esterne 'utenti diretti' (3CE-50U). Terna ha indicato il "riferimento a variabili su cui non ha potere di intervento con inevitabili effetti distorcenti sulla reale efficacia del meccanismo incentivante". Inoltre Terna "non ha alcuna possibilità di incidere sulla gestione del sistema di protezione dell'utente".
- 15.14 Si ritiene che Terna abbia leve di intervento sulla ENS causata da guasti nei siti utenti (quando essi si propagano alla rete) sia in sede di pianificazione (ad esempio preferendo le soluzioni di linee a due estremi rispetto a linee a più estremi con l'utilizzo di una o più derivazioni rigide a 'T'), sia in sede di esercizio mediante tempestivi interventi operativi di ripristino.
- 15.15 L'Autorità propone perciò che le cause 'utente' rimangano incluse ai fini del computo dei sotto-indicatori ENSR (vedi tabella). In vista della futura applicazione uniforme delle regole, si propone inoltre che le cause 'utenti indiretti' vengano incluse nel nuovo sotto-indicatore ENSR-ALTRI.

*Riduzione delle cause di disalimentazioni escluse dal computo della ENSR (punti da 5.31 a 5.35 del DCO 20/11)*

- 15.16 L'Autorità propone l'inclusione di due sotto-cause attualmente escluse: incidenti rilevanti con energia non fornita maggiore di 40.000 MWh e perturbazioni estere, solo se non sia stata data priorità di distacco agli utenti interrompibili.
- 15.17 Terna ha espresso la propria contrarietà indicando il "riferimento a variabili su cui non ha potere di intervento con inevitabili effetti distorcenti sulla reale efficacia del meccanismo incentivante", mentre Enel e Anie hanno concordato con la proposta dell'Autorità.
- 15.18 Si chiarisce che la prima proposta riguarda l'inclusione degli incidenti rilevanti con energia non fornita maggiore di 40.000 MWh con le medesime modalità di inclusione/esclusione. Tali modalità già minimizzano l'impatto dei casi con limitato potere di intervento da parte di Terna.
- 15.19 Si chiarisce che la seconda proposta prevede l'inclusione delle perturbazioni estere, solo se non sia stata data priorità di distacco agli utenti interrompibili. La scelta dell'ordine di distacco degli utenti (es. a fronte di perturbazioni in frequenza) è completamente controllabile da Terna.
- 15.20 L'Autorità - per quanto sopra espresso - conferma la proposta di includere anche gli incidenti rilevanti con energia non fornita maggiore di 40.000 MWh nel computo della ENSR, perché l'impatto sarebbe smussato dalla funzione di saturazione della ENSR. Per lo stesso motivo, è confermata la proposta di includere le disalimentazioni conseguenti a perturbazioni in frequenza originate all'estero (se ex post non sia rilevato la priorità del distacco degli utenti interrompibili).

15.21 Nel capitolo successivo sono inoltre illustrate nuove proposte relative alla definizione di nuove cause di interruzione di primo e secondo livello e ulteriori cause di esclusione. La tabella seguente sintetizza gli orientamenti finali dell’Autorità in materia di definizione delle cause di disalimentazione e di computo dell’indicatore Energia non fornita di riferimento e dei suoi tre sotto-indicatori.

**Tabella 7 - Proposta di aggiornamento delle cause di secondo livello e di attribuzione delle relative disalimentazioni per il computo dei sotto-indicatori ENSR**

Causa di primo livello	Causa di secondo livello	ENSR-TERNA	ENSR-TELAT	ENSR-ALTRI
Cause di insufficienza di risorse	Reti estere - sistemi di difesa con preavviso	esclusa	esclusa	esclusa
	Servizi di interrompibilità e riduzione prelievi per sicurezza	esclusa	esclusa	esclusa
	Dispacciamento - altri sistemi di difesa	<b>SI</b>	no	no
Cause di forza maggiore	Eventi Catastrofici	esclusa	esclusa	esclusa
	Eventi metereologici eccezionali su RTN 2008 e utenti direttamente connessi a RTN 2008	<b>SI</b>	no	no
	Eventi metereologici eccezionali su RTN TELAT e utenti direttamente connessi a RTN TELAT	no	<b>SI</b>	no
	Eventi metereologici eccezionali su altre reti e utenti indirettamente connessi	no	no	<b>SI</b>
	Sospensione e posticipazione ripristino per motivi di sicurezza	esclusa	esclusa	esclusa
Cause esterne	Origine su altre reti e utenti indirettamente connessi	no	no	<b>SI</b>
	Origine su RTN 2008 e utenti direttamente connessi a RTN 2008	<b>SI</b>	no	no
	Origine su RTN TELAT e utenti direttamente connessi a RTN TELAT	no	<b>SI</b>	no
	Danneggiamenti su RTN 2008	<b>SI</b>	no	no
	Danneggiamenti su RTN TELAT	no	<b>SI</b>	no
	Danneggiamenti su altre reti	no	no	<b>SI</b>
	Terzi	esclusa	esclusa	esclusa
Disalimentazione di sito utente con origine sul sito stesso	esclusa	esclusa	esclusa	
Altre cause	4AC con origine su RTN 2008	<b>SI</b>	no	no
	4AC con origine su RTN TELAT	no	<b>SI</b>	no
Disalimentazioni programmate	Interruzioni per manutenzione programmata	esclusa	esclusa	esclusa
	Interruzioni per azioni programmate ai fini della sicurezza	esclusa	esclusa	esclusa

*Livelli di partenza e livelli obiettivo per la regolazione premi-penalità (punti da 5.36 a 5.41 del DCO 20/11)*

15.22 Terna “condivide l’opzione di definire i livelli di partenza per il successivo periodo regolatorio sulla base della media quadriennale 2008-2011”. Confindustria e Anie

hanno sottolineato una necessaria attenzione a smussare picchi come quelli del 2007 nella futura definizione dei livelli di partenza.

- 15.23 Terna ha proposto di non applicare alcuna percentuale di miglioramento annuo, principalmente per le seguenti ragioni: “l’elevato livello raggiunto nelle prestazioni in termini di qualità del servizio” e le criticità derivanti dalla penetrazione massiccia di generazione da fonte rinnovabile nelle reti di distribuzione, sia in termini di “una maggior probabilità di disservizi estesi e tempi più lunghi di ripresa del servizio a fronte di transitori di frequenza” e di problemi più stringenti alla regolazione della frequenza e della tensione per la minor generazione regolante connessa alla RTN.
- 15.24 L’Autorità conferma la definizione dei livelli di partenza su base quadriennale 2008-2011, da effettuare entro fine 2012.
- 15.25 Preso atto delle osservazioni di Terna (ma anche le motivazioni espresse al punto 5.40 del DCO 20/11), l’Autorità propone un miglioramento annuo del 3% per il quadriennio 2012-2015. Si propone che il miglioramento sia uguale per i tre sotto-indicatori, principalmente per ragioni di uniformità.

*Livelli effettivi per la regolazione premi-penalità (punto 5.42 del DCO 20/11)*

- 15.26 Terna “propone di calcolare i valori effettivi per tutti gli indicatori su base annua (si condividono pertanto le valutazioni dell’Autorità al punto 5.43)”.
- 15.27 L’Autorità indica il proprio orientamento finale per livelli effettivi su base annua, che garantiscono una maggior corrispondenza tra la ‘performance tecnica’ annuale e la ‘performance economica’ annuale.

*Valorizzazione dell’energia non fornita (punti da 5.44 a 5.53 del DCO 20/11) e Asimmetria della valorizzazione (proposta di Terna)*

- 15.28 Terna ha condiviso l’adeguamento al rialzo della valorizzazione. In particolare, Terna ha richiesto “un sistema incentivante che riconoscesse l’intrinseca asimmetria del fenomeno incentivato attraverso una diversa valorizzazione dei MWh sopra e sotto l’obiettivo. Terna propone un’opzione con fattore pari a 50.000 Euro/MWh per i premi e 25.000 Euro/MWh per le penalità.
- 15.29 L’Autorità, in accoglimento parziale della richiesta di asimmetria (applicandola nella fase di gradualità) propone le valorizzazioni illustrate nella tabella seguente, differenziate per i tre sotto-indicatori per gli anni 2012-2014 e armonizzate all’anno 2015.

**Tabella 8 - Valorizzazioni di premi (C) e penalità (P) adottate per l'energia non fornita**

Sotto-indicatore ENSRi	Parametro di valorizzazione dei premi $C_{ENSRi}$ [euro/MWh]			
	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015
ENSR-TERNA	40.000			
ENSR-TELAT	40.000			
ENSR-ALTRI	40.000			
Sotto-indicatore ENSRi	Parametro di valorizzazione delle penalità $P_{ENSRi}$ [euro/MWh]			
	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015
ENSR-TERNA	40.000			
ENSR-TELAT	10.000	20.000	30.000	40.000
ENSR-ALTRI	0	0	20.000	40.000

*Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio (punti da 5.54 a 5.61 del DCO 20/11) e Differenziazione della funzione di smussamento (proposta di Terna)*

- 15.30 Terna ha condiviso in linea di principio che bande di franchigie ampie possono vanificare l'effetto di meccanismi di premi e penalità, ma non ha condiviso l'implicita assunzione che la franchigia +/- 10% per l'indicatore ENSR possa essere considerata ampia. Terna propone di adottare un meccanismo di franchigia per l'indicatore ENSR del +/- 5% valutando opportuna la seconda opzione proposta dall'Autorità al punto 5.57 del DCO 20/11.
- 15.31 Terna propone di “confermare l'utilizzo della funzione di smussamento e saturazione definita per il calcolo dell'ENSR”. Con riferimento alla sola causa 2FM-30R eventi meteorologici eccezionali, Terna propone di rimodulare la funzione con un tetto massimo di saturazione a 500 MWh anziché a 750 MWh.
- 15.32 L'Autorità intende applicare una franchigia del +/- 5% per l'ENSR, accogliendo la richiesta di Terna, e di non prevedere meccanismi di differimento delle penalità, vista la cresciuta asimmetria dei tetti ai premi e alle penalità e la maggiore aleatorietà della performance annuale di affidabilità del servizio di trasmissione rispetto alla performance annuale di continuità del servizio di distribuzione.
- 15.33 L'Autorità propone di confermare l'attuale funzione di smussamento e saturazione della ENSR per incidenti rilevanti per la maggior complessità (sia concettuale, sia operativa) di regole differenziate.

*Espressione in termini monetari dei tetti a premi e penalità (punti 5.59, 6.18, 8.8 del DCO 20/11) e Tetto al contributo annuale di Terna al Fondo per eventi eccezionali (punto 8.7 del DCO 20/11)*

- 15.34 L'Autorità non ha ricevuto osservazioni su questo gruppo di proposte e perciò le conferma, individuando alcuni valori più puntuali nella bozza di provvedimento di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.

*Applicazione uniforme della valorizzazione dei servizi di mitigazione (punti da 6.1 a 6.13 del DCO 20/11).*

- 15.35 Terna ha ribadito “la sua contrarietà all’applicazione dei servizi di mitigazione in generale e quindi a maggior ragione alla rete di recente acquisizione”. Terna ha rimarcato che “la controalimentazione è una delle prestazioni che la rete di distribuzione è tenuta ad assicurare ai fini dell’esercizio della rete e della continuità del servizio” e che “il meccanismo previsto è fortemente penalizzante per Terna perché è irrealistica l’ipotesi in cui non vi siano disalimentazioni sulla RTN che richiedano l’intervento della rete di distribuzione”. Enel, FederUtility e Anie hanno condiviso la proposta di applicazione uniforme.
- 15.36 Su questo punto si osserva che le motivazioni della deliberazione ARG/elt 99/10 richiamano “l’obiettivo espresso dall’Autorità nel DCO 7/10 di tendere ad una applicazione uniforme della regolazione su tutta la rete, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione”, obiettivo tuttora delineato dall’Autorità.
- 15.37 L’Autorità conferma perciò per il 2012 le attuali disposizioni sul valore di mitigazione per la rete ‘Telat’(40%). Successivamente, anche alla luce dell’uniformità delle disposizioni all’anno 2015, si propone una gradualità negli anni 2013-2014-2015 con percentuali progressivamente crescenti: 60% - 80% - 100%.

*Applicazione uniforme dell’attuale disciplina della mitigazione ai siti in antenna (punto 6.14 del DCO 20/11)*

- 15.38 Premessa la generale contrarietà di Terna ai servizi di mitigazione, Enel ha indicato che la “misura andrebbe a nostro avviso rimossa anche sulla porzione di rete TELAT su cui è ora applicabile”, infine FederUtility “reputa che le percentuali presentate non possano essere superiori all’80%”.
- 15.39 Su questo punto si richiama una motivazione della deliberazione ARG/elt 99/10: “la disciplina della valorizzazione dei servizi di mitigazione prevista per gli impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connessi alla RTN e già indirettamente connessi alla RTN al 31 dicembre 2008 con configurazione di rete ad alimentazione radiale possa essere estesa in futuro, anche con modifiche, ad altri impianti della RTN”.
- 15.40 L’Autorità conferma l’intendimento espresso nella deliberazione ARG/elt 99/10 di applicazione uniforme della regola “siti in antenna solo dopo il 90% di controalimentazione” sia ai siti in antenna direttamente connessi alla RTN 2008, sia alla RTN TELAT.

*Valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di incidenti rilevanti (punto 7.24 del DCO 20/11)*

- 15.41 Anie ed Enel hanno indicato potenziali rischi associati al servizio di mitigazione nel caso di (incidenti rilevanti determinati da) cascading events. Enel segnala il rischio che Terna abbia ‘convenienza a superare una determinata soglia di ENS e a rientrare quindi nel caso di incidente rilevante’. FederUtility valorizzerebbe la mitigazione anche degli incidenti rilevanti, ma segnala oggettive difficoltà nel poter soccorrere

la RTN da reti di distribuzione interessate anch'esse da eventi meteorologici eccezionali. Terna associa la potenziale dannosità dei servizi di mitigazione a tutti gli incidenti rilevanti e quindi esprime contrarietà alla valorizzazione.

- 15.42 L'Autorità aggiorna il proprio orientamento sulla base delle osservazioni pervenute e pertanto non modifica la disciplina attualmente vigente che prevede l'esclusione degli incidenti rilevanti.

*Aggregazione di interruzioni nel 'singolo evento interruttivo', nell'incidente rilevante, nel potenziale incidente rilevante (punti da 7.28 a 7.34 del DCO 20/11).*

- 15.43 Enel è favorevole all'aggregazione, effettuata con riferimento agli stati di funzionamento del sistema e auspica perciò un tavolo di discussione tra Terna e le imprese distributrici. Terna è favorevole all'aggregazione di interruzioni, osservando che essa è già effettuata in base alle previsioni dell'Allegato A.54 al Codice di rete.

- 15.44 L'Autorità ritiene migliorabile l'Allegato A.54 esplicitando quanto già previsto dal punto 11.9.1 del Codice di rete e l'aggregazione per incidenti rilevanti oltre che per potenziali incidenti rilevanti (pur essendo insito nella definizione che tutti gli incidenti rilevanti sono anche potenziali incidenti rilevanti). Si conferma quindi la proposta espressa al punto 5.33 del DCO 20/11.

*Introduzione del limite di 8 ore per le interruzioni che determinano contributo di Terna al Fondo per eventi eccezionali (punto 8.6 del DCO 20/11).*

- 15.45 L'Autorità non ha ricevuto osservazioni e conferma la proposta per evitare l'effetto di doppia penalizzazione già descritto nel DCO 20/11.

## **16 Proposte degli operatori e proposte su altri argomenti**

*Obblighi di monitoraggio di nuovi indicatori della qualità del servizio di trasmissione (sviluppo di una proposta di Enel e di una proposta di Terna).*

- 16.1 Terna ha sottolineato preliminarmente il principio generale che un meccanismo incentivante è tanto più efficace quanto più esso si basa su indicatori su cui il soggetto incentivato ha effettivo potere di intervento. Terna ha richiesto che il meccanismo premi-penalità sia basato sull'ENSR lorda.
- 16.2 Enel ha proposto di declinare l'indicatore ENSR in due termini: ENS (energia non fornita) e ENR (energia non ritirata) per ogni sito utente AT e di calcolare separatamente i due sotto-indicatori tenendo conto dei prelievi e delle immissioni sulla rete di distribuzione connessa al sito utente AT disalimentato. Enel ha riconosciuto la difficoltà di applicare immediatamente questo meccanismo di calcolo.
- 16.3 L'Autorità condivide il principio espresso da Terna. Il principio peraltro è già introdotto dall'Autorità con la scelta di utilizzo dell'indicatore energia non fornita "lorda" per determinare il tetto per l'ammontare dei servizi di mitigazione pagati da Terna (punto 3.49 del DCO 7/10: "la scelta di questo indicatore permette di mirare

direttamente alla performance di Terna, depurandola degli effetti di performance delle imprese distributrici nel rendere i servizi di mitigazione”).

- 16.4 L’Autorità condivide inoltre la proposta di Enel di calcolare i valori di ENS e di ENR per singolo sito utente, in modo che Terna abbia a disposizione un’informazione sintetica sulle utenze connesse a ciascun sito utente AT, sul possibile bilancio generazione-carico e soprattutto sulle potenziali risorse connesse alla rete di distribuzione, così da poter ottimizzare i propri interventi operativi (e di investimento, eventualmente ‘smart’) ai fini di un’incrementata affidabilità del servizio.
- 16.5 Condensando le due proposte, l’Autorità ritiene che sia da considerare la futura applicazione di un futuro meccanismo incentivante basato su ENSR lorda (ed eventualmente anche su ENR lorda) riferita agli utenti finali. Tale meccanismo dovrebbe comunque essere basato su una adeguata base dati storica. Al riguardo, si nota che Terna ha concordato con la proposta di una base quadriennale per i livelli di partenza della regolazione premi-penalità.
- 16.6 L’Autorità propone perciò nel periodo 2012-2015 l’obbligo di registrazione di ENS-U (energia non fornita a utenti finali) lorda e netta e di ENR (energia non ritirata da utenti finali) lorda e netta da parte di Terna. Si propone dualmente l’obbligo di comunicazione di ENS-U e ENR-U da parte delle imprese distributrici a Terna. Tale disposizione sarebbe funzionale a rendere disponibile una base dati storica per il periodo 2012-2015, così da rendere possibile il futuro utilizzo di questo tipo di indicatori, ragionevolmente a partire dal successivo periodo di regolazione.

*Identificazione di una nuova causa di interruzione di secondo livello (proposta di Terna)*

- 16.7 Terna ha proposto l’introduzione di una classificazione specifica 2FM-30S-39 “Sospensione/posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza” (già prevista, ma senza una causa di secondo livello ad hoc).
- 16.8 L’Autorità accoglie la proposta, a cui dovrà far seguito una conseguente modifica dell’Allegato A.54 al Codice di rete.

*Chiarimento delle modalità di individuazione degli utenti direttamente o indirettamente connessi (proposta di Enel)*

- 16.9 Enel ha evidenziato una incongruenza fra il testo dell’Allegato A.54 e uno dei grafici in esso contenuto e ha proposto la relativa revisione.
- 16.10 L’Autorità accoglie la proposta, a cui dovrà far seguito una conseguente modifica dell’Allegato A.54 al Codice di rete.

*Istituzione di un fondo per mitigazione delle disalimentazioni non attribuite a Terna (proposta di Enel)*

- 16.11 L’Autorità non ritiene ancora sufficientemente consolidata la procedura di calcolo dell’energia per servizi di mitigazione e perciò non ritiene percorribile la proposta di Enel nel breve termine. La proposta rientra comunque nei temi di futura valutazione nell’ambito delle discussioni sulla revisione della disciplina della mitigazione (si veda il prossimo capitolo).

*Esclusioni di alcune cause di interruzione dal conteggio degli indicatori soggetti a regolazione premi-penalità e relative rendicontazioni*

- 16.12 Le attuali disposizioni dell'Autorità prevedono che "le interruzioni gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità sono computate come interruzioni solo nel caso accidentale in cui provochino interruzione ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità" (comma 37.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04).
- 16.13 L'Autorità intende chiarire l'applicazione di tale disposizione prevedendo che l'energia non fornita a utenti con risorse interrompibili istantaneamente o risorse di emergenza (se del caso, per la sola quota parte di potenza interrompibile) sia esclusa dal computo dell'energia non fornita di riferimento solo quando l'interruzione è applicato intenzionalmente (anche con dispositivi automatici) il servizio di interrompibilità. La disalimentazione di utenti titolari di risorse di interrompibilità rientra perciò nella ENSR quando invece è originata da guasti sulla rete.
- 16.14 L'Autorità intende applicare, per analogia, la stessa esclusione (e inclusione) di cui al comma precedente con riferimento all'energia non fornita a utenti che partecipano al servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza, le cui condizioni sono definite dalla deliberazione 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10. Anche in questo caso, l'esclusione riguarderebbe la sola quota parte di potenza ed energia associata al servizio di riduzione dei prelievi.
- 16.15 Il comma 3.4 della deliberazione n. 341/07 prevede l'esclusione dal computo dell'energia non fornita di riferimento per interruzioni causate dall'applicazione di PESSE (Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico), solo se è stato fornito preavviso di allerta all'utenza il giorno precedente (congruentemente con le previsioni dall'Allegato A.20 al Codice di Rete). Non sono previste specifiche esclusioni per altre tipologie di interruzioni programmate.
- 16.16 Tenendo presente che le interruzioni programmate sono in generale funzionali a garantire la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico (ad esempio, nel caso di prove di riaccensione del sistema con utilizzo di carichi zavorra o, con estrema sporadicità, nel caso di indisponibilità programmate di elementi di rete), l'Autorità propone che tali interruzioni siano escluse dal computo dell'energia non fornita di riferimento, quando esse siano definite nella fase di programmazione delle indisponibilità di cui al paragrafo 3.7 del Codice di rete e comunicate all'utenza con dette tempistiche. Per quanto riguarda le azioni programmate per la sicurezza non incluse nella programmazione delle indisponibilità, si propone un preavviso di tre giorni lavorativi (un giorno in più rispetto a quanto disposto per le imprese distributrici, in modo che queste, ove interessate, possano informare gli utenti).
- 16.17 È inoltre previsto che "il Gestore della rete indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale" (comma 37.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04). Questo comma pone pertanto in capo a Terna l'obbligo di pubblicare annualmente l'energia non fornita associata all'effettivo utilizzo delle risorse interrompibili.
- 16.18 L'Autorità intende applicare, per analogia, la stessa disposizione di cui al comma precedente con riferimento al ricorso alle risorse rese disponibili dagli utenti che partecipano al servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la

sicurezza (e quindi all'energia ad essi non fornita). Si propone quindi la conseguente modifica dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04.

- 16.19 L'Autorità intende prevedere la comunicazione e rendicontazione da parte di Terna delle interruzioni escluse di cui ai punti precedenti (interruzione di risorse interrompibili, interruzione di risorse per il servizio di riduzione dei prelievi, altre interruzioni programmate) individuando opportune modalità di identificazione delle loro cause di primo e di secondo livello. Si rimanda alla tabella 7 con proposta di aggiornamento delle cause già presentata nel precedente capitolo.

*Applicazione uniforme delle direttive al gestore della rete di trasmissione in materia di qualità del servizio*

- 16.20 L'Autorità propone che le direttive in materia di qualità del servizio di trasmissione disciplinate dal Titolo 8 della Parte III dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04 siano applicabili a tutti gli utenti AT, per il principio di non discriminarietà tra gli utenti.

*Regolazione delle interruzioni prolungate o estese*

- 16.21 Si ritiene opportuno includere nel provvedimento di regolazione della qualità del servizio di trasmissione le disposizioni attualmente presenti nel TIQE ove relative all'impresa di trasmissione.

*Applicabilità della mitigazione ai sistemi di accumulo mediante batterie (nuova proposta)*

- 16.22 Si richiamano le disposizioni del comma 17.3 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28 ("Le sezioni del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, di cui ai commi 1 e 2, possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili") e del comma 36.4 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93 ("In attuazione di quanto programmato, ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie. I sistemi di accumulo di cui al periodo precedente possono essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione, in attuazione dei piani di sviluppo di cui all'articolo 18 del medesimo decreto legislativo").
- 16.23 Nell'ottica delle suddette disposizioni, l'Autorità ha indicato nel DCO 34/11 (punti da 5.35 a 5.37) che:
- a) "in relazione al ruolo ed alle prospettive di sviluppo dei sistemi di accumulo (anche in termini di analisi costi/benefici), sta avviando appositi studi in esito ai quali valutare (presumibilmente entro il 2012) l'opportunità di introdurre specifici e più mirati meccanismi di regolazione e incentivazione di tali particolari apparecchiature";
  - b) "la realizzazione di sistemi d'accumulo a batteria possa rappresentare un'interessante soluzione per consentire nel breve periodo di ritirare l'energia non programmabile in attesa di potenziamenti della rete che, per ragioni

tecniche e autorizzative, possono, in taluni casi, essere pianificati e realizzati solo su un orizzonte temporale di medio periodo";

- c) "il costo di tali sistemi, che sulla base delle informazioni sommarie attualmente a disposizione dell'Autorità, appare piuttosto elevato, induce in questa fase ad adottare un atteggiamento di relativa prudenza rispetto ad ipotesi di installazione massiva di tali impianti".

16.24 Poiché il servizio di mitigazione intende anche favorire adeguati interventi di sviluppo delle reti di distribuzione MT per mantenere una buona pratica di controalimentazione (e non sviluppi di breve periodo), l'Autorità propone che l'energia fornita da eventuali sistemi di accumulo a seguito di disalimentazioni non venga valorizzata ai fini degli ammontari dei servizi di mitigazione.

16.25 In conclusione la suddetta proposta tiene presente che:

- a) la finalità dei sistemi di accumulo individuata dal legislatore è il dispacciamento delle rinnovabili non programmabili (e non l'affidabilità del sistema);
- b) sia Terna sia le imprese distributrici hanno la possibilità di realizzare sistemi di accumulo; per questo motivo, la presenza di un incentivo addizionale solo per le imprese distributrici violerebbe il principio enunciato nel DCO 34/11 di "prevedere un'extra remunerazione identica a quella che sarà riconosciuta per i corrispondenti impianti di accumulo installati sulla rete di trasmissione".

#### *Applicabilità della mitigazione per manovre su singolo impianto (nuova proposta)*

16.26 L'Autorità ha disposto, con la deliberazione ARG/elt 99/10, "l'inclusione delle disalimentazioni originate da trasformazioni AAT/MT o AT/MT di proprietà di Terna situati nelle stazioni elettriche di trasformazione AAT/AT di Terna, quando questi eventi disalimentino l'intero sistema sbarre MT della stazione elettrica". Tale previsione, già discussa nel DCO 7/10 e ora recepita nell'Allegato A.66 al Codice di rete, ha lo scopo di evitare che la semplice singola manovra di un congiuntore sbarre in un impianto AT/MT e la conseguente rialimentazione locale (ad es. della sbarra MT 'verde' di un impianto tramite la sbarra MT 'rossa' dello stesso impianto) possa essere valorizzata come servizio di mitigazione.

16.27 Un caso sostanzialmente analogo è quello di manovra di un congiuntore tra due sistemi di sbarre MT che sono alimentate ad esempio la prima da un trasformatore 150/20 kV e la seconda da un altro trasformatore 60/20 kV nella stessa localizzazione, eventualmente adibito a funzione di riserva (chiunque siano i proprietari dei trasformatori). Tale casistica (se il proprietario non è Terna) non è al momento disciplinata dall'Allegato A.66.

16.28 Per queste particolari topologie di singolo impianto in un'unica localizzazione, l'Autorità propone che gli effetti della manovra su singolo impianto siano esclusi dalla valorizzazione dei servizi di mitigazione, e inoltre che la manovra di utilizzo della via di alimentazione di riserva locale (non valorizzata) sia da effettuare prioritariamente rispetto alla controalimentazione da reti MT afferenti ad altre cabine primarie (che darebbe luogo a remunerazione). Tale proposta potrebbe essere implementata tramite modifica dell'Allegato A.66.

16.29 Nell'ottica degli obiettivi già enunciati "di disciplinare in modo ancor più chiaro ed univoco il quadro regolatorio così da ridurre il rischio di contenziosi tra Terna e le imprese distributrici" e di "perseguire i suddetti obiettivi mediante una

remunerazione dei servizi che eviti aggravii eccessivi sulla tariffa a carico dei clienti finali", l'Autorità invita i soggetti interessati a individuare ulteriori particolari casistiche e condizioni topologiche per cui sia opportuno prevedere specifiche disposizioni.

*Comunicazione di cui al comma 10ter.1 della delibera n. 341/07 (nuova proposta)*

16.30 Si ritiene opportuno che le informazioni inviate dalle imprese distributrici a Terna entro il 30 luglio 2010 siano aggiornabili, almeno annualmente, in caso di modifiche della consistenza delle reti e delle utenze sottese ad ogni impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT. Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi utili per il miglioramento dell'efficacia di tale comunicazione.

## **17 Temi oggetto di successivi approfondimenti**

17.1 L'Autorità ha indicato e discusso nel capitolo 7 del DCO 20/11 sette possibili argomenti di intervento da considerare nel quarto periodo di regolazione con differente priorità temporale, chiedendo l'opinione dei soggetti interessati su quali giudicassero essere le priorità.

17.2 La seguente tabella sintetizza le priorità esplicitamente indicati dai soggetti rispondenti alla consultazione o (quando indicate tra parentesi) le priorità desunte dalla lettura delle risposte.

**Tabella 9 - Priorità di possibili interventi regolatori per i soggetti rispondenti alla consultazione**

Argomento	Terna	Enel	FederUtility	Edison	Confindustria	Anie
approccio individuale utenti AT	SI			(SI)	SI	SI
sviluppi monitoraggio qualità tensione					SI	SI
miglioramento disciplina mitigazione	SI	(SI)	(SI)			
mitigazione di incidenti rilevanti						
aggregazione di interruzioni		(SI)				
esecuzione di ordini di manovra						
monitoraggio disponibilità elementi rete	SI				SI	SI

*Regolazione individuale per utenti AT (punti da 7.3 a 7.15 del DCO 20/11) e sviluppi del monitoraggio della qualità della tensione sulla rete di trasmissione (punti da 7.16 a 7.20 del DCO 20/11)*

- 17.3 L'Autorità registra l'interesse di più soggetti su tale aspetto. Anie, Confindustria e Edison hanno richiamato l'attenzione sulle interruzioni lunghe e brevi (riguardo le quali Edison propone anche l'introduzione di standard). Terna ha indicato che la regolazione individuale andrebbe applicata ai soli utenti sensibili (individuabili mediante il loro livello di protezione dei carichi, come già prospettato al punto 7.14 del DCO 20/11) e con impianti elettrici 'adeguati' ed essere differenziata in base alla tipologia di connessione alla RTN. Terna ha evidenziato la percorribilità della proposta, ma 'nel lungo periodo'.
- 17.4 L'Autorità intende dare seguito alla regolazione individuale, richiedendo a Terna una dettagliata proposta di implementazione, che tenga conto degli aspetti già discussi, da inviare all'Autorità entro il 30 settembre 2012. La proposta dovrebbe includere quanto meno i seguenti temi:
- valutazione riguardo gli utenti AT sensibili a interruzioni e disturbi di qualità della tensione;
  - piano di azioni riguardanti gli utenti AT sensibili;
  - definizione di modalità di pubblicazione sintetica dei dati individuali relativi alle interruzioni e alla qualità della tensione;
  - evoluzione del sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di alta tensione;
  - individuazione di possibili leve perché Terna possa indurre gli utenti AT a comportamenti adeguati quali ad esempio la manutenzione dei propri impianti.

*Miglioramento di alcuni aspetti della disciplina dei servizi di mitigazione (punto 7.21 del DCO 20/11)*

- 17.5 L'argomento è stato oggetto delle risposte di Enel e FederUtility, mentre Terna ha richiesto l'abolizione del meccanismo (vd punto 15.35).
- 17.6 Tenendo presente che l'attuale disciplina costituisce un punto di compromesso tra le parti, raggiunto in parte mediante intese dirette nel corso del 2008 e in parte mediante l'intervento dell'Autorità nel 2009 e nel 2010, l'Autorità proroga le attuali

regole (con l'armonizzazione al 2015 della RTN TELAT) e intende affrontare le discussioni su possibili evoluzioni nel corso del periodo 2012-2015.

- 17.7 Tali evoluzioni potranno riguardare anche la discussione della proposta di Enel di modificare la valorizzazione economica nel tempo, con l'eliminazione dell'attuale soglia di 4 ore e di istituire un fondo per mitigazione delle disalimentazioni non attribuite a Terna.

*Introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete (punto 7.35 del DCO 20/11)*

- 17.8 L'Autorità non ha ricevuto osservazioni specifiche su questa proposta e conferma perciò l'orientamento di darvi seguito a decorrere dal 2012.

*Livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni (punto 7.37 del DCO 20/11)*

- 17.9 L'Autorità non ha ricevuto osservazioni specifiche su questa proposta.
- 17.10 Sulla base delle comunicazioni - non completamente concordi - ricevute da Terna e dalle imprese distributrici, l'applicazione dell'attuale disciplina di decurtazione potrebbe comportare l'attivazione di 'mancati adempimenti' in relazione ai centri operativi di Enel Distribuzione di Milano, Ancona e Cagliari. L'Autorità intende proseguire la fase di valutazione e verifica dei dati ricevuti, analizzando quantomeno anche i dati relativi all'intero anno 2011, prima di eventuali modifiche del meccanismo regolatorio.

*Disciplina dei controlli*

- 17.11 L'Autorità introdurrà nel corso del prossimo periodo regolatorio la disciplina dei controlli a campione.

*Gestione dei rischi associati al comportamento di impianti fotovoltaici a seguito di perturbazioni in frequenza (a seguito di osservazioni di Terna, Enel e FederUtility)*

- 17.12 L'Autorità intende investigare possibili soluzioni tecniche e approcci regolatori al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico.

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

- Q.7** *Si condivide la proposta di monitorare i nuovi indicatori di ENS-U e ENR-U in una prospettiva di possibile applicazione nel lungo termine? Se no, perché? Quando si ritiene sia possibile iniziare la valutazione e comunicazione a Terna di tali indicatori da parte delle imprese distributrici?*

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

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

(\*) Sostituito da incontri tematici di approfondimento.

## **Appendice 2: Sintesi del quadro normativo, degli effetti della regolazione e delle opzioni e proposte di regolazione per gli aspetti di maggiore rilevanza affrontati con i DCO 40/10, 42/10, 15/11 e 20/11**

### *Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione*

#### *Quadro normativo*

La normativa riguardante la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione è definita nella Parte I del TIQE, al Titolo 4. I due meccanismi incentivanti in vigore sono i seguenti:

- a) regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
- b) regolazione incentivante, per ambiti territoriali, del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe + brevi.

Entrambe queste regolazioni sono basate su obblighi di registrazione delle interruzioni definiti al Titolo 2 del TIQE e su obblighi di comunicazione all'Autorità del registro delle interruzioni e degli indicatori di continuità del servizio disciplinati dal Titolo 3 dello stesso TIQE.

La regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata e del numero di interruzioni è basata sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ogni ambito territoriale in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione (cioè il livello di partenza, calcolato come media mobile biennale ponderata sul numero di clienti BT del biennio precedente il periodo di regolazione per il quale vengono determinati i livelli tendenziali) e "convergenti" verso livelli obiettivo, secondo una funzione di miglioramento, differenziati solo per grado di concentrazione (25, 40 e 60 minuti e 1, 2 e 4 interruzioni/cliente per la durata e per il numero di interruzioni, per alta, media e bassa concentrazione).

Dopo aver fissato i livelli tendenziali per ciascun ambito territoriale, all'inizio del periodo regolatorio e per l'intera durata dello stesso, l'Autorità verifica ogni anno se tali livelli tendenziali sono stati raggiunti; nel caso siano stati raggiunti livelli effettivi (media biennale ponderata sul numero di clienti BT dell'anno in questione e di quello precedente) migliori dei livelli tendenziali, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato, all'energia distribuita nell'ambito e ad un parametro unitario (detto parametro C), mentre se non sono stati raggiunti i livelli tendenziali l'impresa è tenuta a versare una penalità calcolata secondo le medesime modalità dell'incentivo. Le interruzioni oggetto della regolazione incentivante sono quelle di responsabilità dell'impresa distributrice con origine sulle reti di media e bassa tensione. Sono escluse le interruzioni con origine sulle reti di alta tensione, le interruzioni attribuite a forza maggiore e le interruzioni attribuite a cause esterne. Sono previsti tetti massimi agli incentivi e alle penalità con lo scopo di contenere il rischio economico per le imprese distributrici e per i clienti. È prevista la diluizione delle penalità ricevute in un dato anno del periodo negli anni successivi del periodo, con la possibilità di annullamento delle stesse in caso di raggiungimento dei livelli tendenziali in tali anni successivi.

È in vigore un meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne che incide sulla determinazione dei livelli tendenziali, dei livelli effettivi e a cui corrispondono livelli obiettivo pari a 28, 45 e 68 minuti e 1,2, 2,25 e 4,30 interruzioni/cliente rispettivamente per la durata e per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione.

La regolazione incentivante della durata è in vigore dall'anno 2000. Dall'anno 2004 è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, determinati con orizzonte temporale a dodici anni nel 2004 per il periodo 2004-2007, con orizzonte temporale a otto anni nel 2008 per il periodo 2008-2011. Il tasso annuo di miglioramento richiesto per gli ambiti con livelli di partenza superiori ai livelli obiettivo è a percentuale annua costante. Tale meccanismo presuppone che per il periodo 2012-2015 si fissino livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, con orizzonte temporale a quattro anni, a partire dai livelli di durata del biennio 2010-11.

Le Tabelle 3, 4 e 5 della Parte I del TIQE contengono i valori dei parametri unitari C utilizzati per la valorizzazione degli incentivi e delle penalità, ai sensi di quanto disposto all'articolo 22 dello stesso TIQE.

La regolazione incentivante del numero è in vigore dall'anno 2008. Anche per tale regolazione è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, determinati con orizzonte temporale a 12 anni nel 2008 per il periodo 2008-2011. Il miglioramento annuo richiesto per gli ambiti con livelli di partenza superiori ai livelli obiettivo è costante e pari al rapporto tra la distanza dei livelli

di partenza dal livello obiettivo e l'orizzonte temporale. Tale meccanismo presuppone che per il periodo 2012-2015 si fissino livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, con orizzonte temporale a 8 anni, a partire dai livelli del numero di interruzioni del biennio 2010-11.

Per entrambe le regolazioni i livelli tendenziali dell'intero quadriennio coincidono con i livelli obiettivo per gli ambiti che hanno livelli di partenza migliori o uguali ai livelli obiettivo.

#### *Effetti della regolazione*

Nelle tavole A3.1 e A3.2 sono riportati l'andamento della durata delle interruzioni e del numero di interruzioni lunghe soggette a regolazione incentivante sino al 2010. Nelle tavole A3.3 e A3.4 sono riportati gli incentivi e le penalità erogati nel periodo 2004-2010.

#### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si vedano la Parte I del DCO 15/11 e il capitolo 8 del DCO 20/11.

### ***Regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per clienti alimentati in media tensione***

#### *Quadro normativo*

La regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT è disciplinata dal Titolo 5 del TIQE "Regolazione individuale per clienti MT e altre utenze MT". In estrema sintesi:

- a) dal 2006 sono in vigore standard specifici sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici, aventi origine anche su reti interconnesse, differenziati per grado di concentrazione; dal 1° gennaio 2010 tali standard sono pari a:
  - 2 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in alta concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 3 interruzioni senza preavviso lunghe);
  - 3 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in media concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 4 interruzioni senza preavviso lunghe);
  - 4 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in bassa concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 5 interruzioni senza preavviso lunghe);
- b) in caso di mancato rispetto dello standard specifico l'impresa distributtrice è sottoposta ad una penalità per ogni interruzione che eccede lo standard stesso, fino ad un numero massimo di interruzioni indennizzabili pari a tre volte lo standard specifico; tale penalità è proporzionale al parametro Vp (valorizzazione economica della potenza media interrotta) moltiplicato per la potenza media interrotta PMI, calcolata in modo convenzionale sia per i clienti finali (pari al 70% della potenza disponibile) che per i clienti produttori (pari alla potenza effettivamente immessa in rete al momento dell'interruzione o, in mancanza di questa, pari al 70% della potenza per cui è stata richiesta la connessione o, in mancanza di questa, pari al 70% della potenza nominale di impianto, al netto della potenza nominale dei generatori elettrici di riserva al momento dell'interruzione);
- c) il cliente finale, per il quale nel corso di un anno non sia stato rispettato lo standard specifico applicabile, ha diritto a ricevere, l'anno successivo, un indennizzo automatico pari alla penalità di cui alla lettera precedente, purché per l'anno cui si riferiscono le interruzioni i propri impianti risultino adeguati ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, siano cioè dotati di Dispositivo Generale, di Protezioni Generali regolate secondo quanto indicato dall'impresa distributtrice, in grado di discriminare sia i guasti polifase sia i guasti monofase a terra a valle del Dispositivo Generale stesso, in conformità alle disposizioni di cui al comma 35.1 del TIQE, e li abbia documentati tramite l'invio della dichiarazione di adeguatezza all'impresa distributtrice qualora la richiesta di connessione sia avvenuta in data antecedente il 16 novembre 2006 (il comma 36.4 del TIQE elenca i soggetti abilitati ad effettuare la dichiarazione di adeguatezza secondo le disposizioni di cui all'Allegato C della deliberazione ARG/elt 33/08 "Modalità per l'effettuazione e la presentazione della dichiarazione di adeguatezza" come successivamente modificata ad integrata);
- d) i clienti con potenza disponibile inferiore o uguale a 400 kW possono essere conformi ai cosiddetti "requisiti semplificati" se sono dotati di un IMS (Interruttore Manovra Sezionatore) con fusibili (o IVOR, Interruttore a Volume d'Olio Ridotto), di un unico trasformatore MT/BT di potenza nominale inferiore a

400 kVA, se la connessione tra l'IMS (o l'IVOR) e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva inferiore a 20 metri, se effettuano la manutenzione secondo le cadenze temporali e le modalità contenute in apposite schede della norma CEI 0-15;

- e) i clienti o altre utenze che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici, oltre a non avere diritto all'eventuale indennizzo automatico, devono versare il corrispettivo tariffario specifico CTS. La deliberazione ARG/elt 33/08 ha successivamente introdotto una maggiorazione del CTS (il cosiddetto CTS maggiorato,  $CTS_M$ ) per i clienti che hanno richiesto la connessione prima del 16 novembre 2006 e non hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza in alcuni casi specifici.

Al fine di favorire la massima consapevolezza e risposta da parte dei clienti MT all'iniziativa di adeguamento dei propri impianti, l'Autorità ha pubblicato nel 2009 la deliberazione ARG/elt 17/09 attraverso la quale sono stati introdotti nuovi obblighi informativi per le imprese distributrici e i venditori a favore dei clienti finali e altre utenze.

La disciplina relativa agli standard specifici per i clienti alimentati in media tensione è attualmente in vigore per tutte le imprese distributrici e per i clienti di qualsiasi dimensione, ad esclusione dei punti di consegna di emergenza e dei clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari.

#### *Effetti della regolazione*

Si vedano le tavole A3.5, A3.6 e A3.7 nelle quali sono illustrati rispettivamente le percentuali di clienti MT peggio serviti rispetto agli standard sopra menzionati, il gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico e il gettito delle penalità versate dalle imprese distributrici.

#### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si vedano la Parte II del DCO 40/10 e i capitoli 6, 7 e 8 della Parte II del DCO 15/11.

### **Contratti per la qualità**

#### *Quadro normativo*

I contratti per la qualità sono disciplinati dal Titolo 8 del Testo integrato; sono stati introdotti nel 2004, con la pubblicazione del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2004-2007. I contratti per la qualità possono essere stipulati tra i clienti o autoproduttori e le imprese distributrici, anche tramite i venditori. Essi si configurano come un meccanismo di mercato per il quale l'Autorità ha fissato solamente alcuni criteri, i seguenti:

- a) non possono avere ad oggetto la pattuizione di livelli di qualità inferiori a quelli definiti dall'Autorità o, in mancanza, del peggiore livello di qualità registrato sul punto di consegna nell'ultimo anno;
- b) le parti definiscono il livello di qualità concordata che l'impresa distributtrice si impegna a rispettare, il corrispettivo da versare da parte del cliente e clausole penali in caso di inadempimento dell'impresa distributtrice, indicando i casi di esclusione;
- c) il livello di qualità è espresso come soglia applicata ad uno o più indicatori di continuità del servizio o di qualità della tensione. Con riferimento agli indicatori per i quali non vi è obbligo di misurazione individuale, le parti provvedono alla misura per un periodo di almeno un anno prima della stipula del contratto per la qualità. I costi di misura sono a carico della parte che intende usufruire di livelli di continuità del servizio o di qualità della tensione più elevati, che ha facoltà di installare un proprio strumento di misura;
- d) il corrispettivo può essere differenziato solo in relazione ai seguenti elementi:
  - durata del contratto, che non deve essere inferiore a un anno e superiore a quattro anni;
  - livello di qualità concordato (in caso di durata superiore a un anno il livello è concordato anno per anno);
  - risarcibilità del danno derivante dal mancato rispetto del livello di qualità concordato;
  - livello di tensione e ogni altro parametro elettrico relativo alla fornitura, incluso il livello effettivo di qualità registrato sul punto di consegna;
  - energia elettrica consumata o potenza installata dal cliente, anche come somma di più clienti connessi alla stessa linea MT o a linee diverse derivanti dalla stessa cabina di trasformazione AT/MT.

Per favorire la diffusione dei contratti per la qualità l'Autorità ha introdotto, sempre nel 2004, la registrazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione purchè in conformità agli standard CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30. Tale registrazione, i cui costi sono a carico del cliente che la richiede, può essere utilizzata ai fini della stipula dei contratti per la qualità.

#### *Effetti della regolazione*

A2A reti elettriche ha comunicato la stipula, nel corso del 2010, di due contratti per la qualità.

#### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si vedano la Parte III del DCO 40/10 e il capitolo 9 della Parte II del DCO 15/11.

### ***Qualità della tensione sulle reti di distribuzione***

#### *Quadro normativo*

Il TIQE prevede l'applicazione di quanto previsto dalla norma tecnica CEI EN 50160 per le caratteristiche di qualità della tensione.

L'articolo 57 del TIQE prevede:

- a) la facoltà per gli utenti AT e MT di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un proprio registratore individuale di interruzioni che operi in modo conforme alla norma tecnica CEI EN 50160 o di altri parametri di qualità della tensione conforme alla norma tecnica CEI EN 61000-4-30, oppure di richiedere la misura all'impresa distributrice;
- b) l'obbligo per l'impresa distributrice di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un registratore conforme alla norma tecnica CEI EN 50160 per il cliente che faccia richiesta di registrazione individuale delle interruzioni transitorie o un'apparecchiatura di misura che operi in modo conforme alla norma tecnica CEI EN 61000-4-30 per il cliente che faccia richiesta di registrazione individuale di altri parametri di qualità della tensione, con costi aggiuntivi della registrazione a carico del cliente;
- c) la facoltà di stipulare contratti per la qualità tra le imprese distributrici e i clienti finali relativamente a qualsiasi parametro di qualità della tensione.

L'articolo 71 del TIQE disciplina uno standard di qualità commerciale per i tempi di verifica della tensione di fornitura su richiesta del cliente finale MT o BT.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione in bassa tensione con la deliberazione n. 292/06, l'Autorità ha introdotto le seguenti disposizioni in materia di requisiti funzionali minimi per i misuratori elettronici di bassa tensione:

- a) al comma 4.2, lettera m), alinea vii, la rilevazione di informazioni sintetiche relative ai valori minimo e massimo registrati nella settimana e alla percentuale di campioni registrati nell'intervallo +10%/-10% del valore nominale della tensione di alimentazione;
- b) al comma 4.2, lettera o), l'effettuazione della misura del valore efficace della tensione in conformità alla norma CEI EN 50160.

Sempre per quanto riguarda la rete di bassa tensione, il valore nominale della tensione a 220 V tra fase e neutro (e il valore collegato 380 V tra fase e fase) per le reti di bassa tensione è disciplinato dalla legge 8 marzo 1949, n. 105.

#### *Effetti della regolazione*

L'Autorità ha promosso, come pre-requisito alla regolazione, il sistema di monitoraggio QUEEN (<http://queen.rse-web.it>) grazie al quale è ora noto il livello di qualità della tensione sul 10% delle reti di distribuzione in media tensione.

#### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si vedano il DCO 42/10 e la Parte II del DCO 15/11.

## ***Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica***

### *Quadro normativo*

La Parte II del TIQE disciplina la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste da parte dei clienti finali. Le disposizioni in vigore prevedono standard di qualità, generali e specifici con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare i clienti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

La disciplina relativa alla qualità commerciale del servizio di vendita è stata stralciata dal TIQE ed è confluita, dopo un apposito processo di consultazione, nel Testo integrato della qualità della vendita approvato con la deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08. Dal 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene conto dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa.

Completano le disposizioni che impattano sulla regolazione della qualità commerciale il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" Allegato A (TIT) e Allegato B (TIC) alla deliberazione n. 348/07.

Le disposizioni relative allo switching sono contenute nella delibera ARG/elt 42/08 "Regolazione del servizio di dispacciamento e del servizio di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento ad un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione ad un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato".

Nel "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica" allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 sono previsti indennizzi automatici in relazione ai tempi previsti per la messa disposizione del preventivo al richiedente e per la realizzazione dei lavori.

Con la deliberazione ARG/com 147/10 "Integrazioni e modifiche alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001, n. 229/01, 18 dicembre 2006, n. 294/06, 19 dicembre 2007, n. 333/07, 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e 18 novembre 2008, ARG/com 164/08" sono state apportate modifiche, che entreranno in vigore il 1° luglio 2011, ai tempi di trasmissione delle richieste dei clienti e dei loro esiti tra distributori e venditori e alle disposizioni sulla durata di validità del preventivo.

Con il DCO 4/11 del 16 marzo 2011 sono state formulate proposte in materia di completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale nei casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori.

### *Effetti della regolazione*

La tavola A3.8 illustra i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e l'ammontare degli indennizzi automatici.

### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si vedano il capitolo 11 (punto 11.63 e successivi) e la Parte III del DCO 15/11.

## ***Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica***

### *Quadro normativo*

L'Autorità ha organizzato e strutturato con la deliberazione 30 dicembre 2004 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.

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:

- a) la disposizione che l'esercizio della RTN comprenda le attività concernenti la taratura dei dispositivi di protezione e degli automatismi connessi al funzionamento della rete, nonché dei dispositivi atti alla gestione del sistema elettrico in condizioni di emergenza (comma 20.2);

- b) le procedure per l'esercizio della RTN, inclusa la registrazione degli ordini di manovra derivanti dall'attività di gestione della RTN, nonché le modalità di comunicazione tra i vari soggetti interessati (comma 20.3);
- c) le condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale (articolo 22);
- d) l'obbligo per i gestori di altre reti, cui è posto in capo l'obbligo di connessione di terzi, di fornire al gestore della RTN le informazioni rilevanti ai fini dell'interoperabilità (comma 23.3);
- e) l'istituzione di un registro da parte del gestore ai fini della registrazione dei dati di disponibilità, valutata su base annua, degli elementi costituenti la RTN (comma 25.4);
- f) le modalità di registrazione e di classificazione delle interruzioni e gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni sulle reti di trasmissione (articolo 30);
- g) le modalità di determinazione di un set di indici di continuità del servizio (articolo 32);
- h) la pubblicazione di un rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione (comma 32.4);
- i) la comunicazione individuale agli utenti della rete relativa alle interruzioni che li hanno interessati (comma 32.5);
- j) la definizione degli "incidenti rilevanti" (articolo 35), per i quali è previsto un trattamento differente rispetto alle "disalimentazioni ordinarie";
- k) 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).

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. Gli allegati A.54 e A.66 al Codice di rete completano la disciplina.

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 del servizio di trasmissione (articoli 3-9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07);
- 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);
- c) penalità per interruzioni eccedenti lo standard di durata di 2 ore, previste dal Titolo 7 della parte I del TIQE;
- 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 per interruzioni di durata prolungata (Titolo 7 della parte I del TIQE, in particolare il comma 46.2).

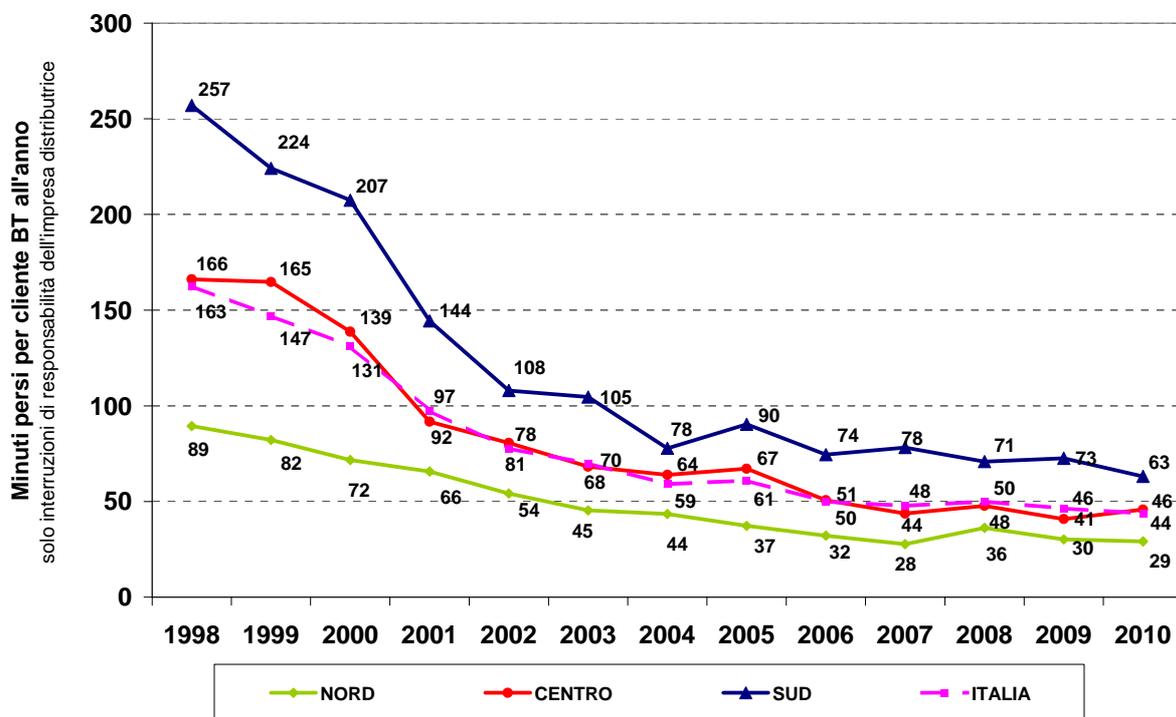
#### *Effetti della regolazione*

Si veda il capitolo 4 del DCO 20/11, in particolare le tabelle 2, 3 e 4.

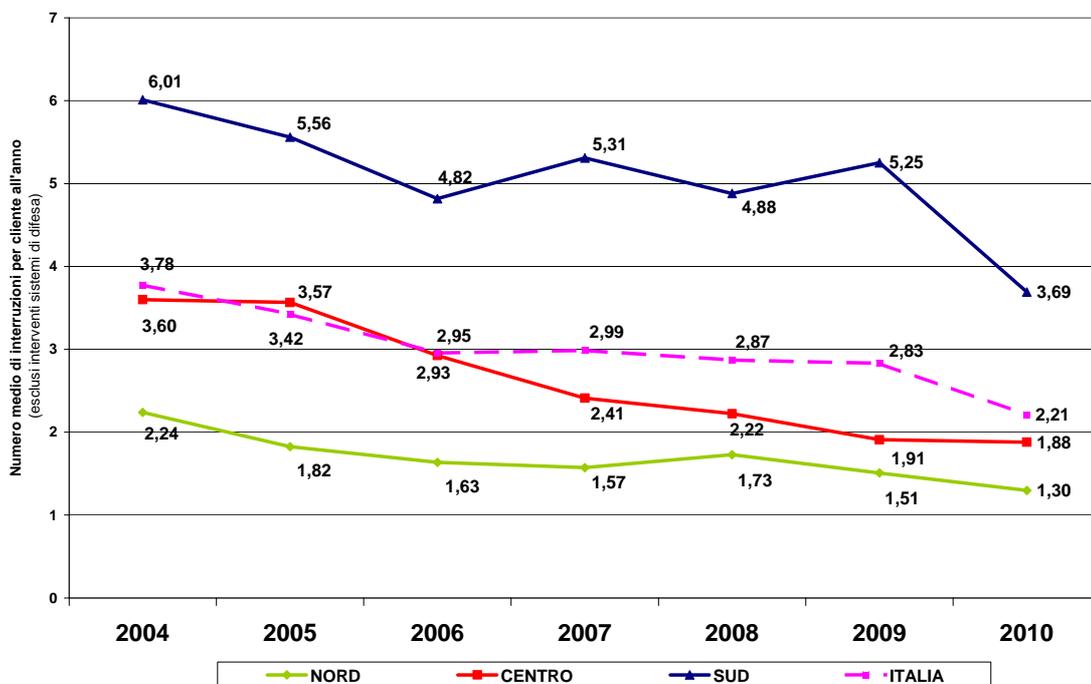
#### *Precedenti opzioni e proposte di regolazione*

Si veda il DCO 20/11.

**Tavola A3.1** – Durata (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 1998-2010



**Tavola A3.2** – Numero di interruzioni brevi per cliente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2010



**Tavola A3.3 - Incentivi e penalità erogati nel periodo 2004-2010 per la durata delle interruzioni**

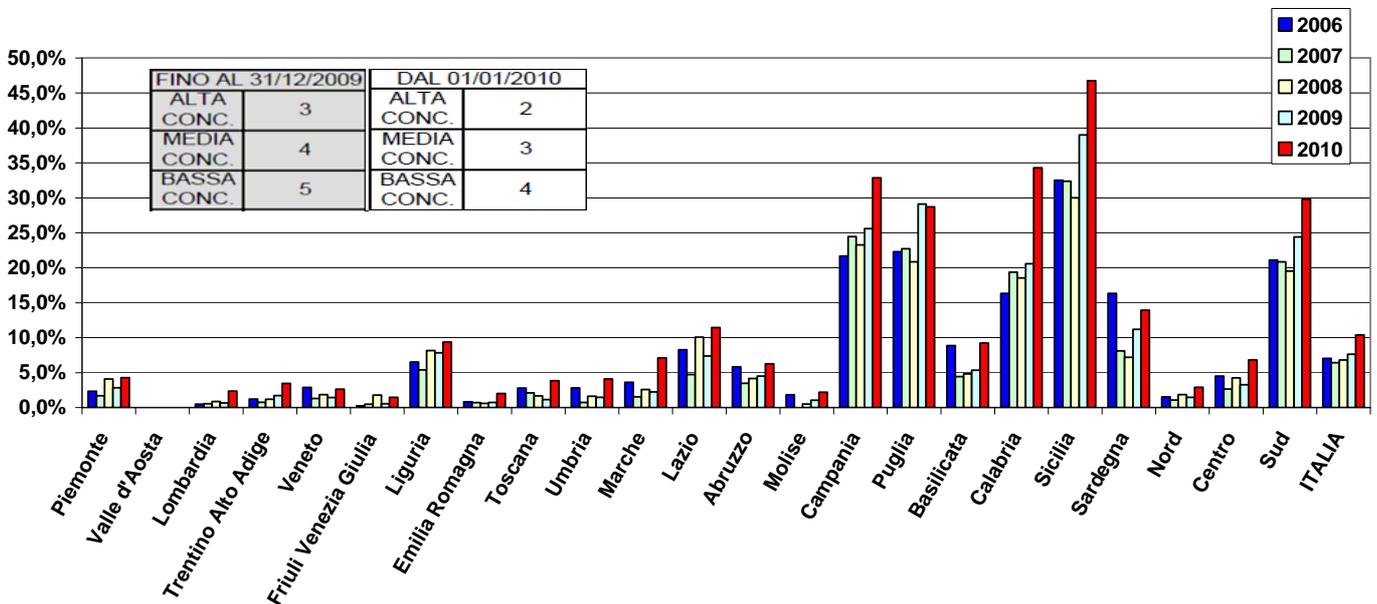
	<b>II PERIODO REGOLATORIO</b>											
	<b>2004</b>			<b>2005</b>			<b>2006</b>			<b>2007</b>		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	35.746.568,16	0,00	35.746.568,16	79.236.669,22	2.755.360,76	76.481.308,46	117.904.103,96	405.267,83	117.498.836,13	129.041.074,58	0,00	129.041.074,58
Centro	8.514.328,10	0,00	8.514.328,10	14.125.489,63	1.231.544,27	12.893.945,36	23.883.867,27	4.156.342,89	19.727.524,38	33.731.467,06	1.161.443,15	32.570.023,91
Sud	22.254.068,20	0,00	22.254.068,20	37.234.497,58	1.919.481,26	35.315.016,32	33.123.521,03	5.371.460,38	27.752.060,65	35.029.808,85	6.827.098,07	28.202.710,78
<i>Alta conc.</i>	<i>12.368.525,84</i>	<i>0,00</i>	<i>12.368.525,84</i>	<i>18.746.296,83</i>	<i>553.664,48</i>	<i>18.192.632,35</i>	<i>15.964.320,02</i>	<i>2.961.530,26</i>	<i>13.002.789,76</i>	<i>14.710.655,55</i>	<i>3.573.903,33</i>	<i>11.136.752,22</i>
<i>Media conc.</i>	<i>35.702.611,45</i>	<i>0,00</i>	<i>35.702.611,45</i>	<i>63.121.735,77</i>	<i>1.625.207,48</i>	<i>61.496.528,29</i>	<i>80.099.543,15</i>	<i>4.277.520,20</i>	<i>75.822.022,95</i>	<i>91.203.827,28</i>	<i>3.560.034,59</i>	<i>87.643.792,69</i>
<i>Bassa conc.</i>	<i>18.443.827,17</i>	<i>0,00</i>	<i>18.443.827,17</i>	<i>48.728.623,83</i>	<i>3.727.514,33</i>	<i>45.001.109,50</i>	<i>78.847.629,09</i>	<i>2.694.020,64</i>	<i>76.153.608,45</i>	<i>91.887.867,66</i>	<i>854.603,30</i>	<i>91.033.264,36</i>
<b>ITALIA</b>	<b>66.514.964,46</b>	<b>0,00</b>	<b>66.514.964,46</b>	<b>130.596.656,43</b>	<b>5.906.386,29</b>	<b>124.690.270,14</b>	<b>174.911.492,26</b>	<b>9.933.071,10</b>	<b>164.978.421,16</b>	<b>197.802.350,49</b>	<b>7.988.541,22</b>	<b>189.813.809,27</b>

	<b>III PERIODO REGOLATORIO</b>					
	<b>2008</b>			<b>2009</b>		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	45.576.456,29	0,00	45.576.456,29	40.197.948,16	1.816.462,62	38.381.485,54
Centro	7.284.800,49	0,00	7.284.800,49	7.465.780,13	379.955,39	7.085.824,74
Sud	6.435.966,81	0,00	6.435.966,81	6.278.572,92	10.806.178,06	-4.527.605,14
<i>Alta conc.</i>	<i>5.074.036,19</i>	<i>0,00</i>	<i>5.074.036,19</i>	<i>6.209.701,75</i>	<i>4.090.254,11</i>	<i>2.119.447,64</i>
<i>Media conc.</i>	<i>31.899.485,23</i>	<i>0,00</i>	<i>31.899.485,23</i>	<i>28.867.252,65</i>	<i>6.198.957,93</i>	<i>22.668.294,72</i>
<i>Bassa conc.</i>	<i>22.323.702,17</i>	<i>0,00</i>	<i>22.323.702,17</i>	<i>18.865.346,81</i>	<i>2.713.384,03</i>	<i>16.151.962,78</i>
<b>ITALIA</b>	<b>59.297.223,59</b>	<b>0,00</b>	<b>59.297.223,59</b>	<b>53.942.301,21</b>	<b>13.002.596,07</b>	<b>40.939.705,14</b>

**Tavola A3.4 - Incentivi e penalità erogati nel biennio 2008-2009 per il numero di interruzioni**

	III PERIODO REGOLATORIO					
	2008			2009		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	21.283.025,43	0,00	21.283.025,43	20.478.473,70	5.108.319,13	15.370.154,57
Centro	12.165.390,03	0,00	12.165.390,03	13.340.982,91	749.963,98	12.591.018,93
Sud	12.397.223,74	0,00	12.397.223,74	13.184.744,72	16.405.279,29	-3.220.534,57
Alta conc.	11.276.168,15	0,00	11.276.168,15	13.729.938,02	3.464.871,27	10.265.066,75
Media conc.	16.725.682,07	0,00	16.725.682,07	15.213.351,62	10.552.185,72	4.661.165,90
Bassa conc.	17.843.788,98	0,00	17.843.788,98	18.060.911,69	8.246.505,41	9.814.406,28
<b>ITALIA</b>	<b>45.845.639,20</b>	<b>0,00</b>	<b>45.845.639,20</b>	<b>47.004.201,33</b>	<b>22.263.562,40</b>	<b>24.740.638,93</b>

**Tavola A3.5 – percentuale di clienti MT peggio serviti in relazione alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse - analisi regionale, periodo 2006-2010**



**Tavola A3.6 – Corrispettivo Tariffario Specifico, periodo 2007-2010**

<b>Anno</b>	<b>CTS raccolto dalle imprese distributrici</b> [M€]	<b>CTS trattenuto dalle imprese distributrici</b> [M€]	<b>Eccedenza da versare alla CCSE</b> [M€]
<b>2007</b>	12,8	5,2	7,6
<b>2008</b>	45,2	5,4	39,8
<b>2009</b>	62,5	5,5	57,0
<b>2010</b>	54,6	5,3	49,3

**Tavola A3.7 – Penalità e indennizzi versati dalle imprese distributrici, periodo 2007-2010**

<b>Anno</b>	<b>Penalità accantonate dalle imprese distributrici</b> [M€]	<b>Indennizzi pagati dalle imprese distributrici</b> [M€]	<b>Eccedenza da versare alla CCSE</b> [M€]
<b>2007</b>	7,4	0,4	7,0
<b>2008</b>	8,2	0,9	7,3
<b>2009</b>	10,0	1,7	8,3
<b>2010</b>	14,9	4,1	10,8

**Tavola A3.8** – Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, rimborsi (automatici dal 2000) pagati ai clienti, ammontare dei rimborsi, periodo 1997-2010

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA										
	1997	1998	1999	2000 II° sem.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso</b>	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696	73.868	73.903	30.359	28.693	14.499
<b>Rimborsi effettivamente pagati nell'anno</b>	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714	70.712	28.873	25.687	13.005
<b>Ammontare effettivamente pagato nell'anno [Milioni di €]</b>	0,001	0,002	0,001	0,22	0,82	3,11	4,21	3,41	4,43	4,07	4,25	2,36	1,74	1,00

**Appendice 3: Schema del Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015**

**Appendice 4: Schema del provvedimento di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015**