

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
48/2015/R/EEL**

**REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI
TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA, NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**
Approfondimento tecnico

Documento per la consultazione

nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/eel

12 febbraio 2015

Premessa

Con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) ha avviato il procedimento relativo a tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio il 1 gennaio 2016 (di seguito: procedimento tariffe e qualità per il quinto periodo), nell'ambito del quale è stato pubblicato il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel (di seguito: documento 5/2015/R/eel) contenente l'inquadramento generale e le linee di intervento.

Il presente documento per la consultazione si inquadra nel suddetto procedimento e approfondisce da un punto di vista tecnico le linee di intervento contenute nel documento 5/2015/R/eel in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it) entro il **24 marzo 2015**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Direzione Infrastrutture Unbundling e Certificazione

Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Parte I – Inquadramento generale	4
1 Introduzione e oggetto del documento	4
2 Inquadramento nell’ambito del procedimento	6
3 Quadro regolatorio e normativo	7
4 Effetti della regolazione vigente	8
5 Motivazioni dell’intervento e ambiti di approfondimento tecnico	13
Parte II – Distribuzione e misura dell’energia elettrica	20
6 Approfondimenti tecnici in materia di continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica	20
7 Approfondimenti tecnici in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica	30
8 Approfondimenti tecnici in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica	36
9 Approfondimenti tecnici in materia di qualità del servizio di misura	37
Parte III – Trasmissione dell’energia elettrica	39
10 Approfondimenti tecnici in materia di regolazione premi-penalità	39
11 Approfondimenti tecnici in materia di regolazione individuale degli utenti AT	40
12 Altri approfondimenti	42
Parte IV – Vulnerabilità del sistema elettrico	44
13 Approfondimenti tecnici	44
Appendice 1: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica	45
Appendice 2: Elementi di confronto europeo della continuità del servizio	68
Appendice 3: Elementi quantitativi relativi alla qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica	71
Appendice 4: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura	77
Appendice 5: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica	84
Appendice 6: Elementi quantitativi relativi alla qualità della tensione nelle reti di trasmissione dell’energia elettrica	102
Scheda tecnica 7: Aggiornamento delle disposizioni in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione	106
Scheda tecnica 8: Modalità applicative di trattamento dei buchi di tensione	109
Scheda tecnica 9: Regole di accorpamento delle disalimentazioni ai fini dell’identificazione della ENS dei grandi eventi interruttivi e degli incidenti rilevanti	111

Parte I – Inquadramento generale

1 Introduzione e oggetto del documento

- 1.1 Nel corso degli anni la regolazione della qualità dei servizi infrastrutturali è stata progressivamente estesa ad un numero sempre maggiore di ambiti, ed ha portato al conseguimento di risultati che hanno permesso all'Italia di recuperare un grave gap rispetto ad altri Paesi europei, con particolare riferimento alla durata delle interruzioni. Importanti sviluppi sono stati registrati anche sul tema della qualità della tensione e della tutela dei consumatori rispetto alle interruzioni di lunga durata. Ciò grazie, da un lato, alla sostenibilità e gradualità della regolazione della qualità del servizio, dall'altro alla capacità dei soggetti regolati che ne hanno colto le opportunità e orientato i propri investimenti in modo efficiente.
- 1.2 Rimangono tuttavia inesplorati alcuni importanti aspetti della qualità dei servizi infrastrutturali che l'Autorità intende affrontare in occasione del processo di consultazione avviato per il nuovo periodo di regolazione, sia nel corso del 2015 che successivamente. La possibile estensione della durata del nuovo periodo di regolazione da quattro a sei anni dovrebbe infatti consentire di affrontare con maggiore profondità, e secondo tempistiche appropriate, tra i suddetti aspetti inesplorati, quelli di maggiore rilevanza e di impatto sull'utenza.
- 1.3 Come indicato nel documento per la consultazione 5/2015/R/eel, assume rilevanza centrale garantire coerenza con le decisioni che verranno adottate in materia di tariffe dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, in particolare alla luce dell'obiettivo *OS6 - Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali* individuato nel "Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018"¹, laddove viene posto in evidenza che la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di *social welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica *output-based*, e che in questo percorso sarà tra l'altro necessario:
- rafforzare ed estendere per le infrastrutture di distribuzione, la regolazione della qualità del servizio;
 - orientare il processo di "smartizzazione" o innovazione della rete, in particolare a livello della distribuzione.
- 1.4 Il presente documento tratta i temi relativi alla regolazione della qualità del servizio sotto il profilo tecnico in modo da poter acquisire, attraverso la consultazione, elementi su cui completare gli orientamenti iniziali, che verranno formulati a seguito della conclusione sia della consultazione attualmente in corso sulle linee di intervento indicate nel documento 5/2015/R/eel che della presente consultazione.
- 1.5 Tale approccio garantisce coerenza con quanto espresso al punto 15.9 del documento 5/2015/R/eel, laddove l'Autorità ha affermato che "l'insieme delle scelte sulla regolazione incentivante della qualità del servizio andrà considerata in modo

¹ Allegato A alla deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

unitario con le valutazioni di remunerazione complessiva, con particolare riferimento alla rischiosità sistematica dell'attività di distribuzione”.

1.6 In particolare, questo documento di consultazione, a cui sono allegata una serie di appendici quantitative che esaminano i diversi aspetti di qualità affrontati dalla regolazione attuale ed alcune schede di possibile revisione di aspetti tecnici di maggior dettaglio, si pone i seguenti obiettivi:

- a) per quanto riguarda la qualità del servizio di distribuzione (Parte II):
 - i. valutare gli effetti della regolazione premi/penalità relativa alla durata delle interruzioni e la possibilità di applicare tale regolazione, nel prossimo periodo di regolazione, in riferimento ai soli livelli obiettivo di lungo termine fissati per il 2015;
 - ii. valutare gli effetti della regolazione premi/penalità del numero di interruzioni, e la possibilità da una parte di introdurre elementi di incentivazione speciale per gli ambiti con maggiore numero di interruzioni e dall'altra di tenere conto del possibile allungamento della durata del periodo regolatorio in relazione agli obiettivi di lungo termine di tale regolazione;
 - iii. valutare l'introduzione di possibili forme di regolazione, anche di natura incentivante, mirate a ridurre le interruzioni con preavviso;
 - iv. approfondire, nella prospettiva di introdurre elementi di regolazione innovativi, i temi della qualità della tensione, con particolare riferimento ai buchi di tensione e alle interruzioni transitorie per quanto riguarda la rete in media tensione e le variazioni della tensione di alimentazione per quanto riguarda la rete in bassa tensione;
 - v. valutare le esigenze di aggiornare la regolazione della qualità commerciale alla luce dei risultati della regolazione vigente;
- b) per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione (Parte III):
 - i. valutare gli effetti della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita, mediante meccanismi di premi e penalità, e della regolazione dei servizi di mitigazione, superando la distinzione tra RTN Storica e RTN Telat;
 - ii. valutare le esigenze di sviluppare la regolazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione per gli utenti AT.
- c) per quanto riguarda il tema della vulnerabilità del sistema elettrico (reti in alta e media tensione) (Parte IV):
 - i. esaminare possibili nuovi interventi di regolazione mirati a prevenire e limitare gli effetti degli eventi meteorologici severi, che causano interruzioni attribuite in gran parte a cause di forza maggiore;
 - ii. individuare meccanismi regolatori, anche di natura incentivante, finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di rete in alta tensione;
- d) per quanto riguarda la qualità del servizio di misura dell'energia elettrica, valutare in prima istanza l'effettuazione di pubblicazioni comparative della *performance* di tale servizio, e solo successivamente, l'introduzione di eventuali forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose (Parte II, capitolo 9).

- 1.7 La rischiosità sistematica dell'attività di distribuzione dovrà essere valutata in modo approfondito, anche alla luce degli effettivi meccanismi di regolazione della qualità del servizio che si potranno definire, in particolare, per gli aspetti elencati al precedente punto 1.6, lettera a) (in particolare alinea i, ii, iii e iv), e lettera c), nell'ipotesi che potranno essere introdotte logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (costi operativi e investimenti), come indicato nel capitolo 8 del documento 5/2015/R/eel. Allo stesso modo si valuterà la rischiosità sistematica dell'attività di trasmissione anche alla luce degli effettivi meccanismi di regolazione della qualità del servizio che si potranno definire, in particolare, per gli aspetti elencati al precedente punto 1.6, lettera b) e lettera c).

2 Inquadramento nell'ambito del procedimento

- 2.1 Lo sviluppo del procedimento, nell'ambito del quale si inserisce la presente consultazione, è stato sintetizzato nel capitolo 5 del documento per la consultazione 5/2015/R/eel "Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione"², in relazione sia alle tariffe che alla qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 2.2 Con riferimento alla regolazione della qualità dei servizi, nel primo semestre del 2015 verrà effettuata una indagine demoscopica quantitativa e qualitativa, presso gli utenti domestici e gli utenti non domestici di media e bassa tensione, mirata a verificare il grado di conoscenza e di percezione degli aspetti della regolazione della qualità del servizio da essi direttamente osservabili e verificabili, e ad evidenziare aspetti della regolazione che possono essere migliorati.
- 2.3 Nel corso del secondo trimestre del 2015 verrà pubblicato un secondo documento per la consultazione che completerà, alla luce degli elementi emersi sia dalla presente consultazione che dalla consultazione 5/2015/R/eel, gli orientamenti iniziali dell'Autorità di regolazione della qualità del servizio anche in relazione al dimensionamento dei livelli di rischio connessi e quindi dei meccanismi economici di premio/penalità e rimborsi attinenti a tale regolazione. Tali sviluppi dovranno altresì essere coordinati con le ipotesi di regolazione che verranno definite in materia di menu di regolazione (cfr. cap 11 del documento 5/2015/R/eel).
- 2.4 Nel corso del 2014, nella prospettiva dell'avvio del procedimento tariffe e qualità per il quinto periodo, la Direzione Infrastrutture ha:
- a) in riferimento alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, richiesto a Terna una integrazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione relativi al biennio 2010-2011;
 - b) in riferimento alla qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, effettuato una richiesta informazioni alle imprese distributrici in materia di monitoraggio delle variazioni della tensione di alimentazione sulle reti di distribuzione in bassa tensione tramite i misuratori elettronici.

² In tale capitolo è definito il piano delle attività previste in relazione al processo di consultazione in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo, ed in particolare: piano AIR e ambiti di intervento; opzioni di regolazione; obiettivi specifici; fase di ricognizione con incontri tematici e indagini in corso.

- 2.5 Sempre in riferimento alla qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica:
- a) sono in corso le attività del Tavolo di lavoro di cui al punto 4 della deliberazione ARG/elt 198/11 in materia di buchi di tensione sulle reti di media tensione, con particolare riferimento alla attribuzione della loro origine (alta o media tensione) ed al formato dei dati da comunicare all'Autorità;
 - b) sono disponibili i primi dati sui buchi di tensione in esito agli obblighi di messa in servizio delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti in media tensione.

3 Quadro regolatorio e normativo

- 3.1 In materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, è in vigore la deliberazione ARG/elt 198/11 che, all'Allegato A (TIQE 2012-15) disciplina:
- a) in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica:
 - i. regolazione premi/penalità della durata delle interruzioni, caratterizzata da una incentivazione speciale per gli ambiti con durata delle interruzioni più elevata, con obiettivi di lungo termine fissati al 2015;
 - ii. regolazione premi/penalità del numero di interruzioni, con obiettivi di lungo termine fissati al 2019;
 - iii. regolazione di alcuni aspetti riguardanti le interruzioni con preavviso;
 - iv. standard e indennizzi automatici sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti alimentati in media tensione, erogabili in funzione dello stato di adeguatezza o non adeguatezza degli impianti di utenza;
 - v. pubblicazione comparativa delle interruzioni transitorie;
 - vi. standard e indennizzi automatici sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica per gli utenti alimentati in media e bassa tensione;
 - b) in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica:
 - i. obblighi di monitoraggio della qualità della tensione, ed in particolare dei buchi di tensione, sulle reti in media tensione;
 - ii. modalità di utilizzo dei contatori elettronici ai fini della registrazione della qualità della tensione di alimentazione (oltre che della continuità del servizio) sulle reti di bassa tensione;
 - c) in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica:
 - i. sistema di standard generali e specifici di qualità e di indennizzi automatici per le prestazioni commerciali.
- 3.2 In materia di qualità dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica, è in vigore la deliberazione ARG/elt 197/11 che, all'Allegato A, disciplina:

- a) obblighi di registrazione e classificazione delle interruzioni del servizio, anche secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 250/04 e dall'Allegato A.54 al Codice di rete;
 - b) regolazione incentivante la riduzione della energia non fornita di riferimento con obiettivi separati tra RTN Storica e RTN Telat;
 - c) disciplina dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, anche secondo quanto disposto dall'Allegato A.66 al Codice di rete "procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici";
 - d) primi elementi di regolazione individuale per gli utenti AT;
 - e) monitoraggio della indisponibilità degli elementi costituenti la RTN, in vigore dal 1° gennaio 2014.
- 3.3 Sempre in materia di qualità della tensione di alimentazione sono in vigore:
- a) la norma CEI EN 50160 "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica";
 - b) la norma CEI EN 61000-4-30 e, con particolare riferimento alle curve di immunità ai buchi di tensione, le norme EN 61000-4-11 e EN 61000-4-34;
 - c) le specifiche tecnico-funzionali delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT predisposte da RSE (Ricerca sul sistema energetico – RSE spa) emanate in esito al punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elt 198/11.
- 3.4 In materia di tensione di alimentazione sono in vigore:
- a) la norma CEI 8-6 "Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione";
 - b) il decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che ha abrogato le disposizioni della legge 105/49 in materia di tensioni normali delle reti BT e inteso quale normativa tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione la norma CEI 8-6.
- 3.5 In materia di adeguatezza degli impianti di utenza MT sono in vigore:
- a) l'Allegato B alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 33/08;
 - b) la norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica" (allegato A alla deliberazione ARG/elt 33/08);
 - c) la norma CEI 0-15 "Manutenzione di cabine elettriche MT/BT del cliente finale".
- 3.6 In materia di effettuazione dei lavori sotto tensione è in vigore l'articolo 4 del decreto del Ministro del lavoro e delle politiche sociali 4 febbraio 2011.

4 Effetti della regolazione vigente

- 4.1 Nel presente capitolo vengono illustrati i livelli effettivi dei principali dati di qualità dei servizi di distribuzione, misura e trasmissione dell'energia elettrica, comunicati dalle imprese all'Autorità, in parte riferiti agli standard vigenti, in parte non oggetto di specifica regolazione. L'esame di questi dati è funzionale alla formulazione degli

approfondimenti tecnici contenuti nel presente documento, una cui sintesi è riportata nel successivo capitolo 5.

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

4.2 Nell'Appendice 1 sono riportati i dati quantitativi relativi alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, aggiornati all'anno 2013. Con riferimento alla durata e al numero di interruzioni emerge quanto segue:

- a) una tendenza al peggioramento della durata complessiva delle interruzioni senza preavviso, a partire dal 2008, dovuto principalmente ad eventi interruttivi attribuiti alle cause di forza maggiore, per via di fenomeni meteorologici severi e di vasta estensione e ai furti di rame nelle regioni del Sud; non è al momento possibile stabilire se il dato del 2013, rispetto al periodo 2008-2012, rappresenti una inversione di tendenza o meno (Tavole A1.1, A1.2, A1.4, A1.5 e A1.6);
- b) una sostanziale stabilità del numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe a partire dal 2007 (Tavola A1.7);
- c) una tendenza di miglioramento della durata e del numero delle interruzioni soggette alla regolazione premi-penalità³ (Tavole A1.3, A1.9, A1. 10 e A1.11);
- d) un divario tra il Nord e il Sud del Paese che, pur essendosi ridotto, non accenna a migliorare ulteriormente né ad annullarsi, sia in relazione alle interruzioni escluse dalla regolazione premi-penalità (dovute a forza maggiore o con preavviso), sia in relazione alle interruzioni soggette alla regolazione premi-penalità;
- e) l'efficacia dell'incentivazione speciale della durata delle interruzioni, che sembra dispiegare i suoi effetti già dal 2012; al momento un numero crescente di utenti BT con livelli di durata delle interruzioni soggette alla regolazione premi-penalità migliori dei livelli obiettivo (65% degli utenti BT nel 2013) o compresi tra il livello obiettivo ed una volta e mezza il livello obiettivo (27% degli utenti BT nel 2013) (Tavola A1.13 e A1.14);
- f) in relazione alla durata delle interruzioni soggetta alla regolazione premi-penalità, i potenziali margini di miglioramento degli ambiti territoriali con livelli di durata peggiori dei livelli obiettivo (confronto tra i dati della Tavola A1.17 e quelli della Tavola A1.18);
- g) in relazione al numero di interruzioni soggette alla regolazione premi-penalità, un numero stabile di utenti BT con livelli migliori dei livelli obiettivo (39% degli utenti BT nel 2013) ed un numero crescente di utenti BT con livelli compresi tra il livello obiettivo ed una volta e mezza il livello obiettivo (27% degli utenti BT nel 2013) (Tavola A1.15).

4.3 Con riferimento alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni, nel periodo 2004-2013 sono stati erogati premi netti alle imprese distributrici per un ammontare pari a 780M€ (Tavola A1.12). Nel medesimo periodo l'Autorità stima che i costi evitati dalle utenze in media e bassa tensione per il miglioramento della

³ Dalle regolazioni premi penalità sono escluse le interruzioni dovute a forza maggiore (es.: dovute ad eventi meteorologici severi ed estesi; dovute a furti; etc. – vd art. 7 TIQE 2012-15).

durata delle interruzioni, rispetto al 2003, siano stati almeno pari a circa cinque volte i suddetti premi netti⁴.

- 4.4 Per quanto riguarda le interruzioni con preavviso, i dati mostrano un peggioramento sia della durata che del numero di interruzioni a partire dal 2009 (Tavole A1.19 e A1.20). I dati mostrano inoltre che i livelli di durata e di numero di interruzioni delle interruzioni con preavviso, analogamente a quelli relativi alle interruzioni senza preavviso, sono migliori al Nord rispetto al Centro e al Sud, sono altamente variabili da impresa a impresa, e comportano una durata media della singola interruzione pari a circa due ore e mezza su scala nazionale (Tavole A1.21, A1.22, A1.23 e A1.24).
- 4.5 Il confronto internazionale⁵ sembra mostrare il raggiungimento da parte dell'Italia di livelli molto soddisfacenti per quanto riguarda la durata delle interruzioni senza preavviso al netto degli eventi eccezionali⁶ (in buona sostanza le interruzioni soggette alla regolazione premi/penalità), mentre deve ancora colmarsi il gap con i migliori paesi dell'Unione Europea in riferimento al numero delle interruzioni senza preavviso oggetto di regolazione premi-penalità e al numero e durata delle interruzioni con preavviso (si veda l'Appendice A2, Tavole da A2.3 a A2.6). Anche per quanto riguarda la durata e il numero complessivi delle interruzioni l'Italia sconta un limitato gap con le nazioni europee più avanzate su questo fronte (Tavole A2.1 e A2.2).
- 4.6 In materia di regolazione individuale del numero di interruzioni per gli utenti MT:
- a) il numero di utenti MT che subiscono più interruzioni lunghe e brevi rispetto agli standard fissati dall'Autorità sono localizzati per lo più nel Sud Italia, e rappresentano una percentuale significativa del numero totale di utenti MT del Sud Italia: il 23% circa (Tavola A1.25); le penalità a carico delle imprese distributrici e di Terna e gli indennizzi automatici corrisposti agli utenti MT diminuiscono di anno in anno, a riprova della progressiva riduzione del numero di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese (Tavola A1.29);
 - b) il numero di utenti MT con impianti adeguati ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità è in costante, seppur lento, aumento, pari a circa 55.000 nel 2013, a fronte di un numero totale di utenti MT, pari a circa 96.000 nel medesimo anno; anche in questo caso il maggior numero di utenti MT con impianti adeguati si registra nel Nord del Paese (Tavole A1.26 e A1.27);
 - c) l'incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità sembra produrre la sua efficacia, come evidente dalle Tavole A1.30 e A1.34.
- 4.7 Sempre in riferimento agli utenti MT, sono disponibili per l'anno 2013 i dati sulle interruzioni transitorie (di durata inferiore al secondo) di responsabilità delle imprese distributrici, dai quali emerge di nuovo un significativo divario tra il Nord

⁴ Cfr. "The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: the Italian experience in regulating quality of electricity supply", Bertazzi et al – CIREN 2005.

⁵ Differenze di durata, e in particolare di numero di interruzioni, tra i vari Paesi dell'Unione europea, possono dipendere da differenti metriche di registrazione dei dati di continuità del servizio e da differenti modalità di esercizio e gestione delle reti.

⁶ Le definizioni di eventi eccezionali non sono omogenee tra i diversi Paesi dell'Unione europea.

ed il Sud del Paese (Tavola A1.35). Ad esempio, nel Nord Italia, nelle città, caratterizzate da linee in cavo, il 98% degli utenti MT subisce al massimo cinque interruzioni transitorie all'anno di responsabilità delle imprese distributrici; nel Centro Italia tale percentuale scende al 93%, nel Sud Italia al 77%. Oppure, nel Nord Italia, nei centri rurali, caratterizzati principalmente da linee aeree, il 78% degli utenti MT subisce al massimo cinque interruzioni transitorie l'anno; nel Centro Italia tale percentuale scende al 53%, nel Sud Italia al 35%.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

4.8 Nell'Appendice 4 sono riportati i dati quantitativi relativi alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, aggiornati all'anno 2013. Dall'esame di tali dati si evince che:

- a) nel 2013 i casi di mancato rispetto degli standard sono aumentati rispetto ai tre-quattro anni precedenti, determinando indennizzi automatici per 2,36 M€ rispetto all'1,29 M€ del 2012 e all'1,22 M€ del 2011 (Tavola A4.1); rispetto agli anni precedenti sono aumentati, ad esempio, gli indennizzi automatici relativi a richieste effettuate dai clienti finali BT per l'esecuzione di lavori semplici (lavori sulla presa o sul contatore), per la riattivazione in seguito a morosità e per la preventivazioni dei lavori da eseguire sulla rete BT (Tavola A4.15);
- b) per i clienti BT la percentuale maggiore di casi di mancato rispetto degli standard si registra per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (8,36%, corrispondente a 1.318 casi) mentre il numero maggiore di casi di mancato rispetto degli standard si registra per l'esecuzione di lavori semplici (6.032, pari allo 0,55% dei casi) e per la riattivazione in seguito a morosità (4.862 casi, pari allo 0,26%); percentuali elevate di mancato rispetto degli standard si registrano anche per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (6,21%) e per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (6,95%) (Tavola A4.2);
- c) per i clienti MT il numero e la percentuale maggiori di casi di mancato rispetto degli standard si registra per la riattivazione in seguito a morosità (6,06% pari a 184 casi); percentuali significative, ma per pochi casi in valore assoluto di mancato rispetto degli standard, si registrano per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (4,71%) e per la comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura (2,48%) (Tavola A4.4);
- d) i tempi medi effettivi risultano significativamente inferiori ai tempi massimi (standard) per tutte le prestazioni; ad esempio:
 - i. nel 2013, anche grazie ai contatori elettronici (ormai diffusi presso la quasi totalità delle famiglie⁷) e ai sistemi di telegestione, l'attivazione e la disattivazione della fornitura per i clienti BT risultano entrambe pari a circa 0,85 giorni lavorativi (circa 20 ore), a fronte di un tempo massimo pari a 5 giorni lavorativi; la riattivazione in seguito a morosità a 0,09 giorni feriali (meno di 3 ore), a fronte di un tempo massimo pari a 1 giorno feriale; la sostituzione del gruppo di misura guasto avviene

⁷ Il livello di penetrazione dei contatori elettronici di energia elettrica presso le famiglie italiane è superiore al 97%.

mediamente in meno di 6 giorni lavorativi, a fronte di una standard pari a 15 giorni lavorativi (Tavole A4.2 e A4.7); le risposte ai reclami scritti avvengono in 22,81 giorni solari a fronte di uno standard pari a 30 giorni solari (Tavola A4.7);

- ii. per i clienti MT i lavori da eseguire sulla rete MT vengono preventivati in circa 23 giorni lavorativi, a fronte di uno standard di 40, ed eseguiti in circa 20 giorni lavorativi a fronte di uno standard di 60; l'attivazione della fornitura avviene in circa 3 giorni lavorativi, a fronte di un tempo massimo pari a 5 giorni lavorativi, mentre la disattivazione della fornitura avviene in poco meno di 5 giorni lavorativi, a fronte di uno standard pari a 7; la riattivazione in seguito a morosità risulta pari a 0,86 giorni feriali (circa 21 ore), a fronte di un tempo massimo pari a 1 giorno feriale (Tavole A4.4 e A4.9);
- e) i tempi di esecuzione dei lavori complessi (che coinvolgono la rete) sono passati (al netto dei tempi richiesti per le necessarie autorizzazioni) dai circa 44 giorni lavorativi del 2008 ai circa 29 giorni lavorativi del 2013 per i clienti BT, mentre sono passati dai circa 44 giorni lavorativi del 2008 ai circa 19 giorni lavorativi del 2013 per i clienti MT, in entrambi i casi a fronte di uno standard pari a 60 giorni lavorativi (Tavole A4.12 e A4.13).

Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

4.9 Nell'Appendice 5 sono riportati i dati quantitativi relativi alla continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, relativi agli anni dal 2008 al 2013. In relazione all'Energia non fornita di riferimento (ENSR), oggetto di regolazione premi penalità, emerge quanto segue:

- a) un progressivo miglioramento della ENSR relativa all'intera RTN a partire dal 2008, con l'eccezione dell'ultimo dato disponibile, quello relativo al 2013, che risulta in controtendenza dal momento che sconta le conseguenze di un grande incidente rilevante accaduto in Sicilia nel novembre 2013⁸ (Tavola A5.3);
- b) la presenza nella ENSR di una componente non trascurabile di energia non servita dovuta a cause esterne e a forza maggiore, quindi non nella diretta responsabilità di Terna (tavole A5.4 e A5.5);
- c) il positivo impatto delle controalimentazioni effettuate dalle imprese distributrici sul lato MT delle cabine primarie (servizio di mitigazione), con la conseguente riduzione della ENSR oggetto di regolazione per Terna (Tavole da A5.10 a A5.13; Tavole. A5.16 e A5.17);
- d) la presenza nella ENSR di una componente non trascurabile di energia non servita che interessa i clienti finali in alta tensione, in relazione ai quali non è possibile effettuare controalimentazioni dalla rete MT di distribuzione (Tavole da A5.14 a A5.17).

4.10 I dati evidenziano, inoltre, un numero non trascurabile di utenti in prelievo della RTN (clienti finali), in particolare con connessione radiale, che subisce interruzioni per cause di responsabilità di Terna (Tavole da A5.29 a A5.30).

⁸ Incidente rilevante accaduto in Sicilia il 28 novembre 2013, causato dal fuori servizio di tre cabine primarie temporaneamente connesse in antenna per lavori, e dalla conseguente impossibilità della completa controalimentazione da parte della rete di distribuzione MT.

Qualità della tensione

- 4.11 Sono disponibili i dati relativi ai buchi di tensione registrati dai sistemi sperimentali QUEEN (per la distribuzione MT) e MONIQUE (per la trasmissione), per i quali si rimanda, rispettivamente, alle Appendici 3 e 6.
- 4.12 Per la distribuzione è opportuno segnalare che:
- a) sono disponibili⁹, e sono stati analizzati da RSE (coordinatore del tavolo di lavoro di cui al punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11; al tavolo partecipano, oltre alla Direzione Infrastrutture dell’Autorità e a RSE, anche le imprese distributrici e Terna) i primi dati sui buchi di tensione raccolti dall’Autorità in attuazione del Titolo 8 del TIQE 2012-15¹⁰;
 - b) da marzo 2015 saranno disponibili i dati sulle variazioni lente della tensione di alimentazione BT, registrate tramite i contatori elettronici delle imprese distributrici, che saranno oggetto di successiva analisi da parte della Direzione Infrastrutture.

5 Motivazioni dell’intervento e ambiti di approfondimento tecnico

- 5.1 Nel presente capitolo vengono illustrate le motivazioni dell’intervento dell’Autorità, sviluppate in esito all’esame dei dati disponibili, nel perseguimento dell’obiettivo *OS6 - Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali* del “Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018”, ricordato al punto 1.3, ed in coerenza con le linee di intervento generali sviluppate nel documento per la consultazione 5/2015/R/eel.
- 5.2 Vengono inoltre individuati ambiti di approfondimento tecnico propedeutici alla revisione delle regolazioni vigenti e alla definizione delle possibili nuove regolazioni.

Continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica

- 5.3 Per quanto riguarda la continuità del servizio di distribuzione, nel complesso la regolazione premi-penalità sembra aver dispiegato la propria efficacia sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni. Emergono tuttavia alcuni rilevanti elementi e problematiche su cui occorre concentrare l’attenzione in relazione agli adeguamenti da apportare per il prossimo periodo regolatorio:
- a) con riferimento alla durata delle interruzioni, la conclusione, nel 2015, del periodo di lungo termine di 12 anni, istituito all’inizio del periodo di regolazione 2004-07 (deliberazione n. 4/04), destinato al raggiungimento dei

⁹ Ma non oggetto di pubblicazione.

¹⁰ Tali dati si riferiscono alle sbarre di cabina primaria che nel corso del 2013 e del 2014 sono state equipaggiate con apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione, in ottemperanza agli obblighi fissati dall’Autorità con il TIQE 2012-15: sono da considerarsi dati parziali e di carattere sperimentale in relazione alla determinazione dell’origine (AT o MT) del buco di tensione. Al contrario, i dati relativi agli anni successivi al 2014 saranno oggetto di pubblicazione da parte dell’Autorità e di informativa agli utenti MT da parte delle imprese distributrici.

livelli obiettivo da parte di tutti gli ambiti territoriali; tale periodo di lungo termine, decorre dal termine del quadriennio 2000-03 nel quale è stata per la prima volta sottoposta a regolazione premi-penalità la durata delle interruzioni (Tavola A1.12);

- b) l'entità della quota di interruzioni esclusa dalla regolazione premi-penalità (in particolare quelle attribuite a forza maggiore), che non evidenzia trend di miglioramento, sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni;
- c) il significativo aumento delle interruzioni con preavviso nel quadriennio 2010-13, in particolare nel Sud Italia, in relazione sia alla durata che al numero di interruzioni;
- d) la riduzione del divario tra Nord e Sud del Paese solamente in relazione alla durata e al numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante; il divario tra Nord e Sud del Paese rimane problematico per quanto riguarda la durata e il numero complessivi delle interruzioni senza preavviso e delle interruzioni con preavviso.

5.4 Per quanto riguarda la regolazione della durata delle interruzioni, con il TIQE 2012-15 è stata introdotta una regolazione speciale mirata ad incentivare il raggiungimento dei livelli obiettivo da parte degli ambiti territoriali con livelli di durata delle interruzioni superiori ad una volta e mezza il livello obiettivo all'inizio del periodo di regolazione 2012-15; regolazione che, come già osservato, sembra dispiegare efficacemente i suoi effetti già dal 2012. Per il quinto periodo si confermano le esigenze di regolazione in questo ambito per il quale l'Autorità, anche alla luce dei dati disponibili, intende focalizzare la regolazione su di un sistema di mantenimento della durata delle interruzioni al di sotto dei livelli obiettivo¹¹, che preveda penalità nel caso in cui il livello effettivo annuale sia peggiore del livello obiettivo (punti da 6.1 a 6.3 del presente documento)¹².

5.5 La conferma del meccanismo incentivante del numero di interruzioni appare necessaria per assicurare continuità ai segnali a medio-lungo termine che sono stati forniti alle imprese distributrici con i TIQE 2008-11 e 2012-15 per il raggiungimento dei livelli obiettivo entro il termine del quinto periodo di regolazione¹³. L'Autorità intende valutare se a tale meccanismo possa essere sovrapposta una regolazione speciale analoga a quella introdotta nel 2011 per la durata delle interruzioni, finalizzata ad incentivare il raggiungimento del livello obiettivo entro il 2021 da parte degli ambiti territoriali con numero di interruzioni per utente superiore a una volta e mezza il livello obiettivo al termine del quarto periodo di regolazione (vd punti da 6.4 a 6.7).

5.6 Sempre in materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni, l'Autorità intende valutare la partecipazione obbligatoria per le imprese distributrici che hanno almeno una sbarra MT di cabina primaria della quale sono

¹¹ In un tale sistema il livello obiettivo rappresenterebbe il livello tendenziale che deve essere rispettato per ogni anno del periodo di regolazione.

¹² Come peraltro già annunciato al punto 4.8 del documento per la consultazione 15/11.

¹³ Qualora il quinto periodo di regolazione abbia una durata di sei anni, il periodo di lungo termine destinato al raggiungimento dei livelli obiettivo da parte di tutti gli ambiti territoriali avrebbe un orizzonte di quattordici anni (2008-2021) e non dodici, come stimato nel 2007, sulla base della durata di quattro anni di ogni periodo di regolazione decorrente dal 2008.

proprietarie, indipendentemente dal numero di clienti finali serviti¹⁴. Tali imprese appaiono infatti assimilabili, per struttura di rete e per applicabilità degli obblighi della qualità, a quelle attualmente soggette alla regolazione premi-penalità.

- 5.7 Con riferimento alla durata e al numero di interruzioni attualmente escluse dalla regolazione premi-penalità, l’Autorità intende approfondire gli aspetti tecnici e i riflessi in termini di rischiosità sistematica cui sarebbero sottoposte le imprese distributrici. In particolare appare evidente che:
- a) per quanto riguarda le interruzioni attribuite a forza maggiore, gli stimoli forniti alle imprese distributrici con il TIQE 2012-15 per le regolazioni premi-penalità non sembra abbiano contribuito ad un irrobustimento delle reti o ad una più efficace organizzazione del personale in occasione di eventi meteorologici severi e/o di vasta dimensione;
 - b) per quanto riguarda le interruzioni con preavviso, l’emanazione del decreto 4 febbraio 2011 da parte del Ministero del lavoro e delle politiche sociali, che all’articolo 4 disciplina i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per l’esecuzione dei lavori sotto tensione per tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata, non sembra aver comportato effetti di riduzione delle interruzioni con preavviso che, come sopra osservato, sono in aumento sia per durata che per numero.
- 5.8 L’Autorità ritiene pertanto che per le interruzioni di cui al precedente punto sia opportuno approfondire lo sviluppo nuovi meccanismi regolatori mirati a ridurre la durata e/o il numero. L’Autorità ritiene che tali meccanismi possano essere eventualmente introdotti a valle di un periodo di sperimentazione, considerati (i) la difficile controllabilità da parte delle imprese distributrici dei fenomeni meteorologici che causano le interruzioni attualmente attribuite a forza maggiore e (ii) il fatto che le interruzioni con preavviso sono funzionali alla manutenzione, allo sviluppo ed esercizio ottimali delle reti di media e bassa tensione (vd punti da 6.11 a 6.18 per le interruzioni attribuibili a forza maggiore e punti da 6.20 a 6.29 per le interruzioni con preavviso).
- 5.9 In particolare l’Autorità ritiene che, per le interruzioni attribuibili a forza maggiore, che spesso, a causa di eventi meteorologici severi ed estesi, hanno gravi conseguenze sia sulla rete di trasmissione che sulla rete di distribuzione, possano essere approfondite forme di regolazione con effetti sia sulle imprese di distribuzione che su Terna (si vedano anche i punti 5.23, lettera d), e 5.25 del presente capitolo).
- 5.10 Per quanto riguarda le interruzioni attribuite a cause esterne (principalmente dovute a danni di terzi) l’Autorità ritiene che il vigente regime che consente alle imprese distributrici di optare per l’inclusione nella regolazione premi-penalità di tali interruzioni all’inizio di ogni periodo di regolazione, beneficiando così di alcuni vantaggi economici, possa essere confermato. Ulteriori meccanismi mirati a disincentivare l’esclusione di tali interruzioni dalla regolazione premi-penalità potranno essere valutati, anche in esito alla presente consultazione (vd punti 6.8 e 6.9).

¹⁴ La regolazione 2012-2015 prevede la partecipazione facoltativa alla regolazione premi-penalità per le imprese con numero di utenti BT fino a 25.000, anche in forma aggregata.

- 5.11 In materia di regolazione individuale degli utenti MT l’Autorità intende (vd punti da 6.32 a 6.48):
- a) focalizzare l’attenzione sulle interruzioni transitorie che, a differenza delle interruzioni lunghe e brevi, non sono ancora oggetto di regolazioni *output-based* con effetti economici, ritenendo preferibile alla vigente pubblicazione comparativa annuale, l’inclusione di tali interruzioni in meccanismi *output-based*; allo scopo, le interruzioni transitorie potranno essere accomunate alle interruzioni lunghe e brevi o ai buchi di tensione;
 - b) valutare la possibilità di promuovere nuove iniziative volte a favorire l’adeguamento degli impianti di utenza MT ai requisiti tecnici fissati dall’Autorità e dalle Norme CEI.

Qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica

- 5.12 Nel corso degli anni le iniziative dell’Autorità in materia di qualità della tensione si sono progressivamente focalizzate su:
- a) buchi di tensione per quanto riguarda la rete in media tensione;
 - b) variazioni lente di tensione per quanto riguarda la rete in bassa tensione.
- 5.13 In materia di regolazione dei buchi di tensione, l’Autorità intende approfondire i seguenti ambiti (vd punti da 7.2 a 7.20):
- a) introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT ed erogazione di indennizzi automatici in caso di superamento dello standard individuale, preferibilmente ai soli utenti sensibili a tale disturbo;
 - b) regolazione premi-penalità mirata a incentivare la riduzione del numero e della gravità dei buchi di tensione con origine MT;
 - c) studio di una forma contrattuale “speciale”, dedicata agli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensioni, che preveda una garanzia sul livello individuale di qualità della tensione a fronte di una maggiorazione del costo del servizio di trasporto dell’energia elettrica; sia la maggiorazione dei corrispettivi di trasporto sia gli standard garantiti di qualità della tensione sarebbero fissati dall’Autorità e quindi sarebbero obbligatori per le imprese distributrici, ma gli utenti MT avrebbero facoltà di scegliere tra il contratto di trasporto ordinario e quello speciale (tale forma contrattuale “speciale” dovrebbe applicarsi anche alla continuità del servizio, ed in particolare agli standard individuali sul numero massimo di interruzioni).
- 5.14 Le iniziative di cui alle precedenti lettere a), b) e c) sono potenzialmente accomunabili alle iniziative che potranno essere introdotte in materia di interruzioni transitorie per gli utenti MT.
- 5.15 Per quanto riguarda le variazioni lente della tensione di alimentazione sulla rete BT, l’Autorità intende valutare l’introduzione di iniziative volte alla progressiva riduzione della percentuale di punti di consegna con tensione di alimentazione non conforme alla norma CEI EN 50160 (vd punti da 7.21 a 7.26).

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

- 5.16 Come emerge dall'analisi dei dati disponibili nel corso degli anni la regolazione della qualità commerciale e la sua attuazione da parte delle imprese di distribuzione ha raggiunto un elevato livello di maturazione. Per tale ragione l'Autorità ritiene che gli ambiti che richiedano valutazioni tecniche in vista di una possibile evoluzione della regolazione siano limitati. Tra questi si segnalano (vd capitolo 8):
- a) la riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti prestazioni per utenti sia BT che MT;
 - b) la disaggregabilità del numero e dei tempi effettivi delle prestazioni relative alla preventivazione ed esecuzione di lavori corrispondenti a connessioni alla rete, per i quali dovranno essere disponibili statistiche separate, come richiesto dall'ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) in attuazione del terzo pacchetto energia;
 - c) la possibilità di includere nuove prestazioni nella preventivazione rapida;
 - d) la comunicazione all'Autorità dei dati di qualità commerciale da parte delle imprese distributrici, con disaggregazione per regione e non più per provincia, come peraltro già attuato per la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale.
- 5.17 In materia di regolazione della qualità commerciale l'Autorità intende anche acquisire elementi utili per valutare l'introduzione di standard in relazione al rispetto di tempi di connessione in relazione a programmi di connessione massivi e programmati (ad esempio: punti di ricarica dei veicoli elettrici; punti di alimentazione per reti di telecomunicazioni in fibra ottica; etc.).

Qualità del servizio di misura dell'energia elettrica

- 5.18 L'Autorità ritiene cruciale il tema della misura, soprattutto perché la tempestiva e corretta disponibilità dei dati di misura sono alla base del buon funzionamento del mercato.
- 5.19 L'Autorità intende in prima istanza valutare la possibilità di mutuare al settore elettrico la pubblicazione comparativa della *performance* del servizio di misura del gas naturale, con particolare riferimento agli aspetti connessi agli indicatori di prestazione dei sistemi di telegestione dei contatori elettronici. Successivamente, l'analisi della *performance* potrà essere utilizzata per introdurre forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose (vd capitolo 9).

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

- 5.20 L'Autorità ritiene che la regolazione premi-penalità finalizzata alla riduzione della energia non servita di riferimento (ENS-R) di Terna costituisca un meccanismo *output-based* di buona efficacia, dal momento che:
- a) fornisce un generale stimolo alla magliatura della rete, quantomeno per i casi nei quali la rete presenta minore affidabilità, ed in particolare per la RTN Telat, laddove si registra una maggiore percentuale di clienti finali con

connessione radiale che, naturalmente, non possono beneficiare delle controalimentazioni dalla rete MT;

- b) gli obiettivi di riduzione della ENS-R stimolano Terna alla ripresa del servizio anche a seguito di episodi di disalimentazione non di sua diretta responsabilità;
- c) la combinazione degli obiettivi di riduzione della ENS-R tramite l'attuazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, tramite controalimentazioni della rete MT, appare uno strumento di rilevante beneficio per il sistema elettrico:
 - i. Terna beneficia di energia mitigata anche non remunerabile alle imprese distributrici, ma utile a ridurre la ENS-R;
 - ii. le imprese distributrici, che devono garantire, per quanto possibile, la continuità del servizio, beneficiano della remunerazione di parte dell'energia che mitigano, attraverso le controalimentazioni della rete MT;
 - iii. per gli utenti delle reti di distribuzione si riducono i minuti persi dovuti alle disalimentazioni con origine sulla RTN.

5.21 L'Autorità non ritiene si evidenzino ambiti di modifica di rilievo dei meccanismi di regolazione della qualità che riguardano la trasmissione dell'energia elettrica (vd capitolo 10), salvo la possibile esclusione della ENS-R relativa ai clienti finali AT dal meccanismo premi-penalità nel caso in cui venga introdotta per tali clienti una regolazione individuale, sintetizzata al seguente punto.

5.22 Per effetto della possibile esclusione della ENS-R relativa ai clienti finali AT dal meccanismo premi-penalità, l'Autorità intende approfondire l'introduzione di una regolazione individuale per i clienti finali AT, ed in particolare l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di interruzioni lunghe e brevi per tutti i clienti finali allacciati alla RTN, ed uno standard sul numero massimo di buchi di tensione e interruzioni transitorie per i soli clienti che installeranno una apparecchiatura di monitoraggio dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie presso il proprio punto di consegna. Diversamente dalle interruzioni lunghe e brevi, non tutti i clienti finali AT sono sensibili o hanno mostrato sensibilità ai buchi di tensione o alle interruzioni transitorie; è necessario pertanto che tali clienti mostrino interesse a questa regolazione innovativa (vd capitolo 11).

Vulnerabilità del sistema elettrico

5.23 L'Autorità intende valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, in particolare a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che causano interruzioni attribuibili in gran parte a forza maggiore. Tra questi meccanismi l'Autorità individua (vd capitolo 13):

- a) una accelerazione al superamento del gap esistente tra le linee aeree esistenti in alta e media tensione e i criteri di progetto previsti norma CEI 11-4, ed. 2011 per le nuove linee;
- b) il rafforzamento della magliatura della rete in alta tensione nelle aree più esposte a eventi meteorologici avversi di particolare severità;

- c) la rimozione del tetto massimo ai rimborsi agli utenti MT e BT a carico del Fondo Eventi Eccezionali, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna l'eccedenza rispetto all'attuale tetto massimo;
 - d) l'introduzione di elementi di regolazione incentivante mirati alla riduzione della durata delle interruzioni attribuibili a forza maggiore.
- 5.24 Per quanto riguarda le lettere a) e b), particolare attenzione verrà prestata ad elementi quali:
- fattibilità tecnica;
 - sostenibilità economico-finanziaria;
 - tempi di attuazione ragionevoli;
 - coordinamento con analoghi interventi sviluppabili per le reti di distribuzione.
- 5.25 Per quanto riguarda la lettera d), particolare attenzione verrà prestata all'introduzione di elementi di regolazione che stimolino sia i distributori sia Terna ad una rapida ripresa del servizio.

Rischiosità sistematica delle attività di distribuzione e di trasmissione

- 5.26 Per la regolazione della qualità del servizio l'Autorità intende valutare l'introduzione di un tetto massimo complessivo alle penalità di impresa, che tenga conto del possibile sommarsi, nel corso di un anno, di più effetti penalizzanti.

Parte II – Distribuzione e misura dell'energia elettrica

6 Approfondimenti tecnici in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni

- 6.1 Come già osservato, nel 2015 si conclude il periodo di lungo termine di 12 anni, istituito all'inizio del periodo di regolazione 2004-07 con la deliberazione n. 4/04, destinato al raggiungimento dei livelli obiettivo da parte di tutti gli ambiti territoriali. Per facilitare ciò, con il TIQE 2012-15 è stata introdotta una regolazione speciale mirata ad incentivare il raggiungimento dei livelli obiettivo da parte degli ambiti con livelli di durata delle interruzioni superiori ad una volta e mezza il livello obiettivo all'inizio del periodo di regolazione 2012-15. Il periodo di lungo termine di 12 anni è stato preceduto da un ulteriore quadriennio (2000-03) di regolazione premi-penalità mirata a ridurre la durata delle interruzioni. Complessivamente il periodo nel quale l'Autorità ha incentivato la riduzione della durata delle interruzioni è di sedici anni, dal 2000 al 2015 (Tavola A1.12).
- 6.2 In base ai dati aggiornati al 2013, dei complessivi 49 ambiti soggetti alla regolazione speciale, 6 hanno già raggiunto il livello obiettivo e 24 sono passati nella fascia compresa tra il livello obiettivo ed una volta e mezza il livello obiettivo (Tavola A1.14). Tenuto conto che è ancora disponibile il biennio 2014-15 per conseguire miglioramenti da parte di tali ambiti, l'Autorità ritiene che, in relazione all'obiettivo di lungo termine al 2015, vi possano essere le condizioni, a partire dal prossimo periodo di regolazione, per istituire un nuovo meccanismo, di mantenimento della durata delle interruzioni¹⁵, basato su:
- a) conferma dei livelli obiettivo vigenti, differenziati per grado di concentrazione e in funzione dell'inclusione o meno nell'indicatore della durata delle interruzioni (indicatore di riferimento) di quelle dovute a cause esterne;
 - b) confronto annuo tra il valore annuale dell'indicatore di riferimento ed il livello obiettivo;
 - c) previsione di penalità nel caso in cui il valore effettivo annuale dell'indicatore di riferimento sia peggiore del livello obiettivo e, in tali casi, contestuale maggiorazione dei parametri C per le imprese che non includono nell'indicatore di riferimento le interruzioni dovute a cause esterne;
 - d) nessun premio nel caso in cui il valore effettivo annuale dell'indicatore di riferimento sia migliore del livello obiettivo, dal momento che l'Autorità, come sopra esposto, con il 2015 considera concluso il percorso di incentivazione avviato nel 2000.
- 6.3 In relazione alla precedente lettera d), l'Autorità ritiene che il premiare livelli di durata delle interruzioni eccessivamente bassi rispetto al livello obiettivo possa dare luogo ad un segnale distorsivo, e comportare l'incentivazione di ulteriori investimenti, sproporzionati rispetto alle reali aspettative degli utenti. Ciò nonostante, l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere premi per il

¹⁵ Come peraltro già delineato nel documento per la consultazione 15/11 al punto 4.8.

mantenimento del valore dell'indicatore di riferimento al di sotto del livello obiettivo.

Regolazione premi-penalità del numero di interruzioni

- 6.4 Considerato che l'obiettivo di lungo termine istituito nel 2007 è fissato al 2019 ed il quinto periodo di regolazione potrebbe avere una durata maggiore rispetto a quella allora ipotizzata (6 anni invece che 4, come proposto nel documento 5/2015/R/eel), l'Autorità ritiene ragionevole prevedere una traslazione al 2021 degli obiettivi di lungo termine, anche in considerazione del fatto che:
- a) la riduzione del numero di interruzioni richiede investimenti nelle infrastrutture di rete, a differenza di quelli finalizzati alla riduzione della durata delle interruzioni, maggiormente focalizzati al miglioramento della *performance* dei sistemi di telecontrollo, protezione e automazione;
 - b) gli investimenti nelle infrastrutture di rete necessitano di tempi più lunghi per essere realizzati e per produrre effetti;
 - c) il periodo di lungo termine per il raggiungimento dei livelli obiettivo non è stato preceduto da un periodo che ha incentivato la riduzione del numero di interruzioni, come invece avvenuto per la durata delle interruzioni.
- 6.5 In secondo luogo l'Autorità intende valutare anche per la regolazione del numero di interruzioni, in analogia a quanto disposto per il periodo 2012-15 per la regolazione della durata delle interruzioni:
- a) l'introduzione di una regolazione speciale mirata ad incentivare il raggiungimento dei livelli obiettivo, entro il 2021, da parte degli ambiti con livello del numero di interruzioni superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo, attraverso un extra premio corrispondente ad un recupero di:
 - i. 1 interruzione per utente per gli ambiti in alta concentrazione;
 - ii. 2 interruzioni per utente per gli ambiti in media concentrazione;
 - iii. 4 interruzioni per utente per gli ambiti in bassa concentrazione;
 - b) la decelerazione dell'incentivazione per gli ambiti i cui livelli effettivi sono rimasti sotto il livello obiettivo per l'intero periodo 2012-15, attraverso una riduzione del parametro C; tali ambiti hanno infatti beneficiato nel periodo 2008-2013 della maggior parte dei premi, rispetto alla totalità degli ambiti, sino al 66% del totale dei premi erogati nel biennio 2012-13 (vd Tavola A1.16).
- 6.6 Nella Tavola A1.15 è indicato il posizionamento degli ambiti e degli utenti BT rispetto al livello obiettivo e alla soglia di una volta e mezza il livello obiettivo: con il 2013 poco meno di un terzo degli ambiti presenta un numero di interruzioni per utente soggette alla regolazione incentivante con valore superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo.
- 6.7 In riferimento alle interruzioni transitorie, l'Autorità rileva che una loro inclusione nel meccanismo premi-penalità per le interruzioni lunghe e brevi potrebbe non consentire una adeguata efficacia della regolazione (che richiederebbe di porre maggiore attenzione alle interruzioni lunghe e brevi, che più hanno impatto sugli utenti). L'Autorità intende dunque prevedere la regolazione dei suddetti eventi

attraverso un meccanismo premi-penalità dedicato, nell'ambito della disciplina della qualità della tensione (vd punti da 7.13 a 7.20). Tale meccanismo avrebbe anche il vantaggio di essere rivolto agli utenti MT, ovvero i soggetti che, a livello di rete di distribuzione, risultano maggiormente sensibili a detta tipologia di disturbi.

Regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne

- 6.8 Nel corso del processo di consultazione che ha portato alla emanazione del TIQE 2012-15, l'Autorità ha effettuato numerose simulazioni volte a considerare gli effetti dell'inclusione nell'indicatore di riferimento delle interruzioni dovute a cause esterne per le imprese che non avevano aderito a tale opzione regolatoria¹⁶. In esito alla predetta consultazione, con il TIQE 2012-15 l'Autorità ha confermato sia l'adesione volontaria al meccanismo di riduzione della durata delle interruzioni dovute a cause esterne sia i valori maggiorati dei parametri C relativi alla regolazione premi-penalità del numero di interruzioni per le imprese che hanno aderito al meccanismo.
- 6.9 Per il nuovo periodo di regolazione l'Autorità intende confermare il medesimo approccio, e valutare altresì ulteriori disincentivazioni all'esclusione dall'indicatore regolato della durata delle interruzioni dovute a cause esterne (si veda, ad esempio, il punto 6.2, lettera c).

Altri approfondimenti in materia di regolazione premi-penalità

- 6.10 A completamento degli approfondimenti in materia di regolazione premi penalità, l'Autorità intende valutare:
- a) la partecipazione obbligatoria per le imprese che hanno almeno una sbarra MT di cabina primaria di cui sono proprietari, indipendentemente dal numero di clienti finali serviti; tali imprese appaiono infatti assimilabili, per struttura di rete e per applicabilità degli obblighi della qualità, a quelle attualmente soggette alla regolazione premi-penalità;
 - b) la rimozione del differimento delle penalità per la regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni, in coerenza con la possibile previsione di un tendenziale "piatto", pari al livello obiettivo;
 - c) la previsione di una franchigia minima per la durata delle interruzioni per il confronto tra il livello effettivo e il livello obiettivo, orientativamente pari ad un minuto;
 - d) l'introduzione di una forma di penalizzazione economica per le imprese non partecipanti alla regolazione premi-penalità per le quali, in caso di verifica ispettiva, l'indice ISR sia inferiore ad una determinata soglia percentuale;
 - e) la revisione gli effetti degli indici di validità dei dati di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni, qualora venga confermata l'ipotesi di cui al punto 6.2.

¹⁶ Si veda il documento per la consultazione 15/11, punti da 5.15 a 5.32.

Regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore

- 6.11 Le interruzioni attribuibili a forza maggiore sono state escluse dalla regolazione premi-penalità per due motivazioni principali:
- a) la non controllabilità dei fenomeni meteorologici severi da parte delle imprese distributrici;
 - b) la significativa variabilità stagionale ed annuale di tali fenomeni, anche di vasta estensione territoriale.
- 6.12 Ciò nonostante, la quota di interruzioni attribuite a forza maggiore¹⁷ ha raggiunto nel corso degli ultimi anni livelli di durata elevati, segnando un picco di 50 minuti persi nel 2012, calcolato al netto del contributo delle interruzioni dovute a cause esterne o con origine sulla rete rilevante, pari a 3 minuti (vd tavola A1.1).
- 6.13 L’Autorità ritiene che per le interruzioni rilevate dal metodo statistico e tipicamente dovute ad eventi meteorologici severi di vasta estensione (di seguito: interruzioni eccezionali su base statistica) e per le interruzioni dovute ad eventi severi che comportano il superamento dei limiti di progetto degli impianti, come frane, valanghe etc., ma tipicamente locali, dunque non rilevabili dal metodo statistico (di seguito: interruzioni eccezionali su base puntuale) l’Autorità possa introdurre specifiche regolazioni volte a mitigarne la durata. Tra queste:
- a) la rimozione del tetto massimo ai rimborsi automatici per le interruzioni prolungate o estese, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna la quota parte di rimborsi automatici che eccedono l’attuale tetto massimo; sino al raggiungimento dell’attuale tetto massimo si confermerebbe l’esborso a carico del Fondo eventi eccezionali;
 - b) una forma di incentivazione alla riduzione della quota di interruzioni eccezionali su base statistica e su base puntuale.
- 6.14 L’Autorità intende approfondire in una prima fase, anche nel corso del nuovo periodo di regolazione, possibili iniziative mirate a mettere in atto quanto illustrato alla precedente lettera b). Tra gli aspetti da esaminare si individuano, in prima battuta, i seguenti:
- a) conoscenza dell’effettivo *stock* di interruzioni che, tra quelle attribuite a forza maggiore, sono individuate su base statistica o su base puntuale, tramite specifiche richieste di informazioni alle imprese distributrici;
 - b) impatto sull’impresa distributtrice, anche in base alle sue dimensioni, sia in termini di nuovi investimenti che di costi operativi;
 - c) elementi di rischio in cui l’impresa distributtrice incorrerebbe nel partecipare ad un meccansimo regolatorio di questo tipo;
 - d) possibili incentivazioni alla collaborazione tra le imprese distributrici e Terna per la ripresa del servizio, visto che le interruzioni attribuite a forza maggiore per eventi meteorologici severi ed estesi hanno generalmente conseguenze sia sulla rete di trasmissione che sulle reti di distribuzione.

¹⁷ Le interruzioni attribuibili alle cause di forza maggiore sono elencate al comma 7.1, lettera a) dell’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11.

- 6.15 Solo successivamente potranno essere individuate alcune caratteristiche del meccanismo, quali ad esempio:
- a) tipo di indicatore;
 - b) tipo di incentivazione (solo penalizzante; sia premiante che penalizzante; solo premiante);
 - c) determinazione della funzione di miglioramento;
 - d) individuazione e dimensionamento dei parametri unitari per la determinazione dei premi e/o delle penalità;
 - e) base territoriale di riferimento;
 - f) partecipazione alla regolazione su base obbligatoria o facoltativa, anche in funzione del tipo di incentivazione (vd precedente *sub ii*) e sulla base di possibili requisiti, da individuare, applicabili alle imprese distributrici.
- 6.16 L’Autorità ritiene che l’orientamento di cui al precedente punto 6.13, lettera a) possa essere adottato sin dall’inizio del nuovo periodo di regolazione, mentre per quello di cui al punto 6.13, lettera b) siano necessari dapprima gli esiti degli approfondimenti di cui al punto 6.14, e successivamente la previsione di una sperimentazione del meccanismo per almeno un biennio.
- 6.17 In relazione a questo ambito di regolazione si veda anche quanto esposto al capitolo 13, dal momento che, come già osservato, le interruzioni attribuibili a forza maggiore per eventi meteorologici severi ed estesi incidono sulla vulnerabilità del sistema elettrico, producendo conseguenze gravi sia sulla rete di trasmissione che su quella di distribuzione.
- 6.18 Infine, in materia di standard e indennizzi automatici per le interruzioni prolungate o estese, l’Autorità intende valutare l’introduzione di un tetto massimo al numero di indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali, erogabili al medesimo utente, pari a due.

Interruzioni dovute a furti

- 6.19 A decorrere dal 2008 le interruzioni dovute a furti di rame hanno raggiunto livelli di durata rilevanti¹⁸, in particolare nelle regioni del Sud Italia (Tavole A1.1 e A1.4). L’Autorità intende approfondire la conoscenza del fenomeno ed il loro effettivo impatto sull’utenza in termini di continuità del servizio, e successivamente valutare possibili iniziative volte alla prevenzione di tale fenomeno, preferibilmente in logica *output-based*.

Regolazione delle interruzioni con preavviso

- 6.20 Le interruzioni con preavviso sono state escluse dalla regolazione premi-penalità per evitare di fornire un incentivo indiretto alle imprese distributrici a ridurre la manutenzione della rete.

¹⁸ Le interruzioni dovute a furti di rame si caratterizzano per provocare la disalimentazione di poche utenze per tempi estremamente lunghi, ragione per la quale impattano in modo rilevante sulla durata delle interruzioni e in modo trascurabile sul numero di interruzioni.

- 6.21 Nel documento per la consultazione 39/11, al punto 3.8, l’Autorità ha menzionato la pubblicazione del decreto 4 febbraio 2011 da parte del Ministero del lavoro e delle politiche sociali che, 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.
- 6.22 Dall’esame dei dati comunicati dalle imprese distributrici (Tavole da A1.19 a A1.24) non sembra che l’emanazione di tale decreto abbia comportato effetti evidenti di riduzione delle interruzioni con preavviso in relazioni alle quali, in particolare per la durata, si evidenziano circa 60 minuti persi per utente all’anno ed una durata della singola interruzione pari a circa due ore e mezza.
- 6.23 Con l’indagine demoscopica ricordata al punto 2.2, l’Autorità approfondirà se gli utenti, in particolare non domestici, ritengono di essere maggiormente sensibili alla durata o al numero di interruzioni con preavviso, in altre parole se ritengono più svantaggioso subire meno interruzioni con preavviso di maggior durata oppure più interruzioni con preavviso di minore durata.
- 6.24 Tutto ciò considerato, l’Autorità intende valutare l’introduzione di un meccanismo che incentivi la riduzione delle interruzioni con preavviso, senza indurre nel contempo, anche indirettamente, comportamenti mirati alla riduzione della manutenzione della rete da parte delle imprese distributrici.
- 6.25 Allo scopo l’Autorità intende valutare due soluzioni tra loro alternative. Nella prima, l’utilizzo di un indicatore che normalizzi gli indicatori finora utilizzati per la durata ed il numero di interruzioni (SAIDI o SAIFI). Un possibile indicatore che neutralizzi gli effetti dei mancati investimenti in manutenzione della rete potrebbe essere costituito dal rapporto tra i minuti persi per utente (o dal numero di interruzioni per utente) per interruzioni con preavviso con origine in media o bassa tensione e la spesa in investimenti effettuati per la manutenzione della rete in media e bassa tensione. In alternativa potrebbe essere valutata la variazione dell’indicatore di minuti persi per utente (o del numero di interruzioni per utente) per interruzioni con preavviso con origine in media o bassa tensione su di un arco di tempo correlabile con la spesa in investimenti effettuati per la manutenzione della rete nel medesimo periodo.
- 6.26 Nella seconda soluzione potrebbe essere utilizzato l’indicatore SAIDI o SAIFI con preavviso, considerato che gli effetti della eventuale mancata manutenzione dovrebbero in qualche modo avere ripercussioni sulle regolazioni premi-penalità della durata e del numero di interruzioni e sulla corresponsione degli indennizzi automatici agli utenti per eccessivo numero di interruzioni e per eccessiva durata delle interruzioni. A sostegno di tale ipotesi influisce il fatto che la decisione di escludere le interruzioni con preavviso dalle regolazioni premi-penalità venne adottata dall’Autorità agli albori della regolazione della qualità del servizio, allorquando la regolazione era limitata al solo contenimento della durata delle interruzioni senza preavviso.
- 6.27 Per entrambe le alternative illustrate si dovrà tenere conto dall’approfondimento ricordato al precedente punto 6.23 nel privilegiare l’indicatore di durata (minuti persi) delle interruzioni piuttosto che quello del numero di interruzioni.
- 6.28 Per quanto riguarda l’opzione di cui al punto 6.25, la spesa in investimenti destinati alla manutenzione della rete in media e bassa tensione non è attualmente disaggregabile dalle voci di costo comunicate periodicamente all’Autorità dalle

imprese distributrici. Dal momento che è necessario disporre di tale informazione per verificare l'andamento del suddetto indicatore nel corso degli anni al fine di valutarne un possibile utilizzo, in esito alla consultazione l'Autorità vaglierà come disporre della spesa in investimenti destinati alla manutenzione della rete in media e bassa tensione, almeno per gli anni del vigente periodo di regolazione e per quelli a venire. Va da sé che quanto illustrato al punto 6.14, lettera c), e 6.15 per la possibile regolazione delle interruzioni attribuite a forza maggiore, è mutuabile alla regolazione delle interruzioni con preavviso, ragione per la quale eventuali elementi di regolazione di tali interruzioni potranno essere introdotti solamente nel corso del nuovo periodo di regolazione.

- 6.29 Sempre in materia di interruzioni con preavviso l'Autorità intende valutare l'innalzamento a 5 giorni lavorativi del tempo di preavviso per gli utenti MT, confermando le 24 ore per i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze.

Punti di ricarica per auto elettriche

- 6.30 L'Autorità ritiene che i punti di ricarica per auto elettriche, che in prospettiva dovrebbero essere di proprietà di soggetti diversi dall'impresa distributtrice, debbano essere ricompresi nel conteggio del numero di utenti non domestici serviti.
- 6.31 L'Autorità ritiene inoltre che, per evitare che gli automobilisti si rechino inutilmente presso punti di ricarica temporaneamente disalimentati a causa di interruzioni del servizio, sia programmate che non programmate, le imprese distributtrici siano tenute a fornire ai gestori delle infrastrutture di ricarica informazioni in tempo reale sullo stato di alimentato/non alimentato dei punti di ricarica elettrica connessi alle proprie reti di distribuzione. I gestori delle infrastrutture di ricarica potranno poi utilizzare opportunamente tali informazioni per comunicare a loro volta agli automobilisti, anche tramite gli strumenti telematici di maggiore diffusione, l'indisponibilità temporanea dei punti di ricarica.

Regolazione individuale degli utenti in media tensione

- 6.32 In materia di regolazione individuale degli utenti in media tensione l'Autorità intende porre l'attenzione su due temi:
- a) le interruzioni transitorie;
 - b) l'adeguamento degli impianti di utenza.
- 6.33 Con riferimento alla lettera a), la vigente regolazione prevede che l'Autorità effettui pubblicazioni comparative tra le imprese distributtrici¹⁹. La scelta della pubblicazione comparativa è stata preferita all'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di interruzioni transitorie, ritenuto, nel documento per la consultazione 15/11, non giustificabile o prematuro.

¹⁹ La prima pubblicazione comparativa, relativa ai dati di continuità 2012, è stata effettuata il 24 gennaio 2014 ed è disponibile sul sito internet dell'Autorità agli indirizzi http://www.autorita.energia.it/it/com_stamp/14/140124.htm e http://www.autorita.energia.it/it/dati/inter_continuita.htm.

- 6.34 Nella Tavola A1.35 sono riportati i percentili di utenti MT in relazione al numero di interruzioni transitorie di responsabilità delle imprese distributrici e delle imprese interconnesse per l'anno 2013, dall'esame dei quali le soglie di 6, 12 e 15 interruzioni transitorie identificate nella prima pubblicazione comparativa, quella relativa ai dati di continuità del 2012, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione, ai fini dell'individuazione dei cosiddetti utenti "peggio serviti", avrebbero titolo per essere trasformate in effettivi standard individuali.
- 6.35 In materia di interruzioni transitorie l'Autorità intravede le seguenti possibili azioni:
- a) mantenere la sola pubblicazione comparativa;
 - b) introdurre uno standard individuale sul numero massimo di interruzioni transitorie di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse, separato dal vigente standard individuale sulle interruzioni lunghe e brevi, con possibile decorrenza dal 2017;
 - c) aggiornare il vigente standard individuale sulle interruzioni lunghe e brevi attraverso l'inclusione delle interruzioni transitorie, sempre con possibile decorrenza dal 2017;
 - d) riesaminare la questione successivamente, in occasione dell'introduzione dei primi elementi di regolazione dei buchi di tensione, ed in particolare lo standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione (vd punti da 7.7 a 7.12), mantenendo nel frattempo la sola pubblicazione comparativa.
- 6.36 L'Autorità ritiene preferibili le opzioni b) e d) dal momento che:
- a) la pubblicazione comparativa è ritenuta dall'Autorità "debolmente" incentivante il miglioramento degli attuali livelli di continuità del servizio, soprattutto perché il servizio di distribuzione non è soggetto alle tipiche regole di contendibilità del mercato;
 - b) l'inclusione nello standard individuale vigente (sulle interruzioni lunghe e brevi) delle interruzioni transitorie potrebbe rivelarsi addirittura penalizzante per gli utenti, poiché potrebbe costituire un incentivo per le imprese distributrici, ancorché indiretto, ad aumentare il numero di interruzioni lunghe;
 - c) è ragionevole prevedere il trattamento delle interruzioni transitorie nell'ambito dei disturbi della tensione di alimentazione, essendo equiparabili, dal punto di vista degli effetti sugli utenti MT, a buchi di tensione di durata e profondità convenzionali, rispettivamente pari ad un secondo e al 95% della tensione nominale, per tutte e tre le fasi.
- 6.37 Inoltre, attraverso il presente processo di consultazione, l'Autorità intende approfondire l'opportunità di riferire gli standard individuali per gli utenti MT sul numero massimo di interruzioni a gradi di concentrazione diversi rispetto a quelli utilizzati sinora, che riflettano maggiormente le caratteristiche della rete di distribuzione in rapporto alla densità della popolazione dell'utenza MT e/o alla loro potenza disponibile (o prelevata).
- 6.38 Per quanto riguarda il punto 6.32, lettera b), alla fine del 2013 più di 30.000 utenti MT risultavano non avere adeguato i propri impianti, ai sensi dei requisiti tecnici di cui all'articolo 39 del TIQE 2012-15, nonostante il numero di quelli che li hanno adeguati sia in costante aumento (vd tavola A1.26).

- 6.39 L'Autorità ritiene che, a dieci anni dall'entrata in vigore di tale regolazione, l'impresa distributrice possa dotare di interruttore automatico e sistema di protezione i punti di consegna dei propri utenti MT con impianti non adeguati²⁰, con sistema di registrazione della continuità conforme al comma 3.3. del TIQE 2012-15²¹. L'Autorità ritiene che tale iniziativa possa fornire un incentivo alle imprese distributrici ad includere nella regolazione premi-penalità le interruzioni attribuibili a cause esterne.
- 6.40 L'Autorità ritiene che i costi per la messa in servizio di queste apparecchiature possano essere finanziati in parte dal Fondo utenti MT, a condizione che intervengano effettivamente per evitare che guasti con origine nell'impianto di utenza possano comportare la disalimentazione dell'intera linea MT cui l'impianto di utenza che ha causato il guasto risulta connesso. Allo scopo l'impresa distributrice potrebbe trattenere ogni anno una quota parte del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) versato dall'utente MT con impianti non adeguati e presso il quale l'impresa distributrice abbia installato l'interruttore automatico e il sistema di protezione, sempre che questo utente abbia provocato nel medesimo anno almeno un intervento del predetto sistema di protezione per guasto nel proprio impianto, sino al raggiungimento di un tetto massimo e comunque entro un arco di tempo di 5-7 anni dal momento della messa in servizio.
- 6.41 Ai fini di questa possibile regolazione appare necessario prevedere che il sistema di protezione dell'impresa distributrice, in caso di guasto con origine nell'impianto dell'utente MT, rialimenti l'utente nel minor tempo possibile, nel rispetto dei requisiti di esercizio ottimale della rete, autonomamente o tramite l'ausilio del sistema di telecontrollo.
- 6.42 L'installazione del sistema di protezione da parte dell'impresa distributrice dovrebbe essere preceduta da adeguata informazione agli utenti MT interessati. Tale informativa dovrebbe essere inviata con un anticipo di quattro-sei mesi rispetto al momento di effettuazione dell'intervento da parte dell'impresa distributrice e contenere almeno le seguenti informazioni:
- a) i principali elementi della regolazione individuale per utenti MT;
 - b) il tipo di intervento;
 - c) le motivazioni dell'intervento;
 - d) la data di effettuazione dell'intervento;
 - e) che l'intervento non comporta alcun onere per l'utente;
 - f) le modalità per comunicare all'impresa distributrice l'intenzione di adeguare i propri impianti ai requisiti tecnici, nonché il possibile periodo di adeguamento.

²⁰ Diversi da quelli con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo o con cabina in elevazione con consegna agli amarri.

²¹ "Il sistema di telecontrollo o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio deve essere installato anche in corrispondenza di organi di manovra installati lungo le linee MT asserviti a protezioni o automatismi o per i quali è possibile effettuare aperture o chiusure a distanza."

Incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità

6.43 L'Autorità intende confermare questa regolazione, almeno per il triennio 2016-18, integrandola con regole di correzione del numero equivalente di utenti, anche convenzionali, che tengano conto di attivazioni, disattivazioni, connessioni e disconnessioni. Ulteriori aggiustamenti a questa regolazione potrebbero rendersi necessari a seguito di quanto possa emergere in esito al punto 6.37.

Punti di consegna MT su palo o con cabina in elevazione con consegna agli amarri con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW

6.44 Tali utenze sono state escluse dalla regolazione individuale del numero di interruzioni per gli alti costi che dovrebbero sostenere per l'adeguamento dei propri impianti in rapporto alla bassa potenza disponibile.

6.45 Con il TIQE 2012-15 l'Autorità ha introdotto un incentivo per le imprese distributrici per la trasformazione in BT dei punti di consegna MT su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, senza oneri per l'utenza. L'iniziativa non sembra avere riscosso il successo auspicato, poiché con il febbraio 2014 solamente un terzo di questa popolazione di utenza MT ne è risultata sensibile (tavole A1.31 e A1.32).

6.46 Nella comunicazione che le imprese distributrici hanno inviato a tali utenti per informarli dell'iniziativa, ai sensi del comma 43.3 TIQE 2012-15, alla lettera g) è indicato che dal 1° gennaio 2016 gli utenti che non vi avessero aderito sarebbero automaticamente inclusi nella regolazione individuale del numero di interruzioni: in altre parole tali utenti, se dotati di impianti non adeguati, dal 2016 dovranno versare 500€ annui di CTS e non avranno diritto agli eventuali indennizzi automatici.

6.47 Per i punti di consegna MT su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, l'Autorità ritiene che vi siano tre strade percorribili nel prossimo periodo di regolazione:

- a) confermare l'inclusione nella regolazione individuale del numero di interruzioni gli utenti che non hanno aderito all'iniziativa, secondo quanto prospettato nel TIQE 2012-15, a decorrere dal 2016;
- b) prorogare l'iniziativa di incentivazione alla trasformazione in BT sino alla metà del nuovo periodo di regolazione, e solo successivamente prevedere l'inclusione nella regolazione individuale del numero di interruzioni per quelli che non vi avessero aderito;
- c) escludere definitivamente dalla regolazione individuale del numero di interruzioni le utenze MT che non hanno aderito all'iniziativa.

6.48 Inoltre, come già indicato nel documento per la consultazione 39/11 al punto 7.7, attraverso la presente consultazione l'Autorità intende acquisire informazioni utili, funzionali all'applicazione del meccanismo incentivante alle cabine in elevazione con punti di consegna MT agli amarri e con potenza disponibile fino a 100 kW.

Registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione

6.49 Orientamenti di carattere più tecnico riferibili alle regole di registrazioni delle interruzioni del servizio sono riportate nella Scheda tecnica 7.

Spunti per la consultazione

- Q.1** Osservazioni in merito alla conferma di un sistema premiante il mantenimento della durata delle interruzioni al di sotto del livello obiettivo (vd punto 6.3).
- Q.2** Osservazioni in merito agli approfondimenti di cui al punto 6.10. Come potrebbe essere dimensionata la soglia percentuale relativa all'indice ISR, di cui al punto 6.10, lettera d)?
- Q.3** Osservazioni in merito alla possibile regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore. Si ritiene che le imprese partecipanti a questa regolazione debbano essere in possesso di specifici requisiti?
- Q.4** Osservazioni in merito alla possibile regolazione delle interruzioni con preavviso. Quale opzione si ritiene preferibile e perché? Si ritiene che la riduzione da 8 a 5 ore dello standard sulle interruzioni (prolungate ed estese) con preavviso possa costituire incentivo alla riduzione delle interruzioni con preavviso?
- Q.5** Quale opzione, tra quelle indicate al punto 6.35, si ritiene preferibile in materia di regolazione delle interruzioni transitorie per gli utenti MT?
- Q.6** Come potrebbero essere individuati i possibili nuovi gradi di concentrazione in riferimento agli standard individuali per gli utenti MT sul numero massimo di interruzioni (vd punto 6.37)?
- Q.7** Osservazioni in merito all'adeguamento degli impianti di utenza MT e in merito all'installazione di un interruttore automatico a cura dell'impresa distributrice (vd punti da 6.39 a 6.42). Si invitano i soggetti consultati a rendere disponibili eventuali dati, preferibilmente quantitativi, sui relativi costi di adeguamento.
- Q.8** Quale opzione, tra quelle indicate al punto 6.47, si ritiene preferibile in riferimento ai punti di consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW?
- Q.9** Osservazioni in merito all'estensione del meccanismo incentivante, relativo ai punti di consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, ai punti di consegna MT agli amarri con potenza disponibile fino a 100 kW. Si invitano i soggetti consultati a rendere disponibili eventuali dati, preferibilmente quantitativi, sui relativi costi di adeguamento.

7 Approfondimenti tecnici in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica

- 7.1 Come già illustrato e motivato nel documento per la consultazione 42/10, e ricordato nella Parte I del presente documento, le iniziative dell'Autorità in materia di qualità della tensione si sono progressivamente focalizzate su:
- a) buchi di tensione per quanto riguarda la rete in media tensione;
 - b) variazioni lente di tensione per quanto riguarda la rete in bassa tensione.

Reti in media tensione

- 7.2 Ai sensi dell'articolo 64 del TIQE 2012-15, al 31 dicembre 2014 tutte le semisbarre/sbarre MT di cabina primaria sono equipaggiate con apparecchiature di monitoraggio dei buchi di tensione conformi alla specifica tecnica RSE sviluppata in esito al gruppo di lavoro di cui al punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elt 198/11.
- 7.3 Nel 2014 si sono svolte le attività del suddetto gruppo di lavoro finalizzate sia alla messa a punto del formato dei dati relativi ai buchi di tensione che dovranno essere consegnati periodicamente all'Autorità dalle imprese distributrici, sia alla messa a punto del metodo di determinazione dell'origine dei buchi di tensione: alta tensione o media tensione. Tali attività proseguiranno anche nel corso del 2015, con l'obiettivo che per ogni buco di tensione registrato a partire dal 1° gennaio 2015, sia determinabile l'origine.
- 7.4 Con la deliberazione 218/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto che dal 2016 gli utenti MT riceveranno, oltre alle consuete informazioni annuali sui livelli di continuità del servizio registrati sul loro punto di consegna, anche le informazioni sui buchi di tensione registrati dalla apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione in servizio sulla semisbarra/sbarra MT che alimenta i loro impianti, secondo quanto previsto dalla tabella 5 (Classificazione dei buchi di tensione secondo la tensione residua e la durata) della norma CEI EN 50160.
- 7.5 In materia di regolazione dei buchi di tensione, l'Autorità intende approfondire tre possibili iniziative, ed in particolare l'introduzione di:
- a) standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT ed indennizzi automatici in caso di superamento dello standard individuale;
 - b) regolazione mirata a incentivare la riduzione del numero e della gravità dei buchi di tensione sulla rete MT;
 - c) studio di una forma contrattuale "speciale", dedicata agli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensioni.
- 7.6 Allo scopo, appare utile ricordare quanto già espresso dall'Autorità nel documento per la consultazione 42/10, al punto 6.29 *"L'Autorità ritiene che il concetto di curva di responsabilizzazione dei clienti e delle imprese distributrici possa essere un elemento fondante del futuro trattamento della QT in Italia. Nonostante la succitata presenza di altre curve di riferimento, nel capitolo 8 e nell'Appendice D del presente DCO (a cui si rimanda per la responsabilizzazione delle imprese) si farà principalmente riferimento alle curve 2 e 3, che l'Autorità ritiene di gran lunga preferibili"*²² e nel documento per la consultazione 15/11, punti da 11.19 a 11.25.
- 7.7 Per quanto riguarda l'iniziativa di cui al punto 7.5, lettera a), in conformità a quanto rammentato al precedente punto 7.6, l'Autorità intende porre l'attenzione sui buchi di tensione che ricadono al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della suddetta tabella 5 della norma CEI EN 50160, includendo nello standard e nell'indicatore sia i buchi di origine MT che quelli di origine AT, prevedendo un meccanismo di compartecipazione del tutto analogo a quello vigente tra imprese distributrici e Terna per gli standard sul numero massimo di interruzioni, con ripartizione dell'ammontare degli indennizzi automatici erogati al singolo utente tra

²² La curva 3 (curva di immunità definita dalle norme EN 61000-4-11 e EN 61000-4-34) suddivide le celle della Tabella 5 della norma CEI EN 50160 tra quelle indicate al punto 7.7 e le restanti.

l'impresa distributrice e Terna in funzione del numero di buchi di tensione assegnati alle origini AT e MT.

- 7.8 Allo scopo, anche per una maggiore comprensibilità del meccanismo da parte degli utenti, appare opportuno l'utilizzo di un indicatore di conteggio dei buchi di tensione (N3b). L'impresa distributrice dovrebbe di conseguenza disporre di tanti indicatori del numero di buchi di tensione quante sono le apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione (o le semisbarre/sbarre MT monitorate), ed ognuno di questi indicatori essere di riferimento per tutti gli utenti MT alimentati dalla medesima semisbarra/sbarra MT di cabina primaria²³.
- 7.9 La fissazione dello standard potrà avvenire una volta disponibili i dati relativi ai buchi di tensione di tutte le semisbarre/sbarre MT di cabina primaria per almeno un biennio, orientativamente il 2015 e il 2016. Dall'esame dei dati l'Autorità verificherà se lo standard richiederà di essere differenziato in funzione di criteri da identificare (es.: grado di concentrazione, tipologia di rete, etc.).
- 7.10 Il dimensionamento degli indennizzi automatici verrà trattato in successivo documento per la consultazione. Va in ogni caso tenuto in considerazione che i buchi di tensione hanno, generalmente, impatto sull'utente minore dei fenomeni interruttivi dal momento che:
- a) hanno durata caratteristica tendenzialmente più contenuta;
 - b) possono coinvolgere anche solo alcune delle tensioni di fase e presentano generalmente tensione residue significative, a differenza delle interruzioni che prevedono l'abbassamento di tutte e tre le tensioni di fase al di sotto del 5% del valore nominale.
- 7.11 L'Autorità ritiene che lo standard sul numero massimo di buchi tensione possa essere congegnato e fissato in modo tale da includere anche le interruzioni transitorie, considerabili come casi particolari di buchi tensione, con tensione residua inferiore al 5% del valore nominale su tutte le fasi e durata convenzionale pari a 1 secondo. Di ciò si dovrà tenere conto nel dimensionamento degli indennizzi automatici, in modo tale che siano mediamente bilanciati il contributo dei buchi di tensione e quello delle interruzioni transitorie.
- 7.12 L'Autorità ritiene che l'erogazione degli indennizzi automatici:
- a) come per la regolazione individuale del numero di interruzioni, debba essere condizionata dallo stato di adeguatezza dei loro impianti; similmente a quanto accade per la continuità del servizio, infatti, il mancato adeguamento degli impianti degli utenti contribuisce al peggioramento degli standard di qualità della tensione della complessiva rete di distribuzione; l'Autorità ritiene quindi opportuno incoraggiare gli utenti in tale direzione;
 - b) debba essere riconosciuta ai soli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensioni; tali utenti potrebbero essere individuati o (i) perché appartenenti a specifiche categorie merceologiche o (ii) prevedendo l'invio all'impresa distributrice di una "dichiarazione di immunità" da parte degli utenti che si sono dotati di apparecchiature che rendono il proprio impianto immune ai buchi di tensione che ricadono nelle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e

²³ Cfr punto 6.8 del documento per la consultazione 42/10 ai fini della rappresentatività, per gli utenti MT, della misura dei buchi di tensione presso le semisbarre/sbarre di cabina primaria.

C1 della suddetta tabella 5 della norma CEI EN 50160 (vd successivo punto 7.19).

- 7.13 Anche per quanto riguarda l'iniziativa di cui al punto 7.5, lettera b), l'Autorità intende porre l'attenzione sui buchi di tensione che ricadono al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160, ma includendovi solamente i buchi di origine MT, dal momento che rappresentano la maggioranza dei buchi registrati nelle cabine primarie (orientativamente, circa il 70% del totale) e la regolazione incentivante si rivolgerebbe alle sole imprese di distribuzione.
- 7.14 Tra tutti gli indicatori selezionati nei documenti per la consultazione 42/10 e 15/11, il più promettente ai fini di una regolazione premi-penalità, in base alle ultime simulazioni effettuate dagli Uffici dell'Autorità, sembra essere il MVT (Missing Voltage Time), indicatore che moltiplica l'abbassamento di tensione rispetto al valore nominale (ovvero, la differenza tra il valore nominale e la tensione residua del buco di tensione) per la durata dell'evento cumulato sul numero complessivo di eventi registrato in un dato sito. Tale indicatore, infatti:
- a) tiene conto oltre che del numero degli eventi, della gravità degli stessi (in termini di tensione residua e durata), quindi faciliterebbe la definizione di meccanismi premi-penalità atti a promuovere l'adozione da parte delle aziende di distribuzione di accorgimenti finalizzati a limitare la gravità dei buchi di tensione in rete, oltre che il numero dei medesimi;
 - b) presenta modalità di calcolo più immediate rispetto agli altri indicatori con effetto di pesatura (come il Discrete Severity Index: DSI), con ovvi benefici anche sulla comprensibilità della correlazione tra il valore assunto dall'indice e la gravità dell'evento.
- 7.15 Al fine di evitare valori dell'indice MVT eccessivamente penalizzanti nel caso di buchi di tensione di durata elevata, potrebbe essere posto un limite superiore alla durata impiegata nel calcolo dell'indice medesimo, ad esempio pari ad 1 secondo. Per la valutazione del MVT dei buchi di durata maggiore, si assumerebbe quindi una durata convenzionale pari al limite superiore prefissato (1 secondo).
- 7.16 Anche in questo caso la disponibilità dei dati relativi ai buchi di tensione di tutte le semisbarre/sbarre MT di cabina primaria per almeno un biennio, orientativamente il 2015 e il 2016, risulta necessaria per la definizione di una regolazione incentivante, in merito alla quale dovranno essere definite alcune caratteristiche:
- a) decorrenza;
 - b) tipo di incentivazione (solo penalizzante; sia premiante che penalizzante; solo premiante);
 - c) individuazione di livelli di partenza e tendenziali, di livelli obiettivo ed orizzonte temporale per il loro raggiungimento;
 - d) determinazione della funzione di miglioramento;
 - e) individuazione e dimensionamento dei parametri unitari per la determinazione dei premi e/o delle penalità;
 - f) base territoriale di riferimento.

- 7.17 L’Autorità ritiene che la regolazione premi-penalità dei buchi di tensione possa tenere conto delle interruzioni transitorie, assumendo che anche a tal caso possa essere mutuato quanto esposto al punto 7.11.
- 7.18 Per quanto riguarda l’iniziativa di cui al punto 7.5, lettera c), l’Autorità intende porre allo studio una forma contrattuale “speciale”, dedicata agli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensioni, che preveda una garanzia sul livello individuale di qualità della tensione a fronte di una maggiorazione del costo del servizio di trasporto dell’energia elettrica; sia la maggiorazione dei corrispettivi di trasporto sia gli standard garantiti di qualità della tensione sarebbero fissati dall’Autorità e quindi sarebbero obbligatori per le imprese distributrici, ma gli utenti MT avrebbero facoltà di scegliere tra il contratto di trasporto ordinario e quello speciale (tale forma contrattuale “speciale” dovrebbe applicarsi anche alla continuità del servizio, ed in particolare agli standard individuali sul numero massimo di interruzioni).
- 7.19 Infine, per quanto riguarda i buchi di tensione ricadenti nelle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160, l’Autorità, sulla base di quanto già discusso nei documenti per la consultazione 42/10 e 15/11 e rammentato al precedente punto 7.6, ritiene che le azioni di mitigazione debbano essere a carico degli utenti attraverso l’impiego di apparecchiature immuni ai disturbi in accordo alla classe 3 di immunità, ovvero l’installazione di dispositivi che rendano immuni le medesime apparecchiature ai buchi di tensione ricadenti nelle suddette celle della tabella 5 della norma CEI EN 50160.
- 7.20 Per ulteriori dettagli tecnici sui buchi di tensione e sulle modalità applicative di trattamento dei buchi di tensione si veda la Scheda tecnica 8.

Reti in bassa tensione

- 7.21 Con una nota del 14 maggio 2014, la Direzione Infrastrutture ha richiesto alle imprese di distribuzione (individuate dalla Direzione Mercati per i calcoli di *load flow* finalizzati alla determinazione dei fattori relativi alle perdite di natura tecnica), ai sensi del punto 4, lettera c) della deliberazione ARG/elt 198/11 e dell’articolo 66.2 del TIQE 2012-15, il monitoraggio della variazioni della tensione di alimentazione nella settimana dal 12 al 18 gennaio 2015, secondo quanto disposto dalla norma CEI EN 50160 e dalla deliberazione n. 292/06, presso un totale di circa 150.000 punti di consegna sottesi a circa 500 cabine secondarie, dotati di misuratore elettronico, scelti in modo da rappresentare statisticamente la rete di distribuzione di bassa tensione italiana.
- 7.22 In linea teorica, nessun punto di consegna dovrebbe essere caratterizzato da valori della tensione di alimentazione esterni ai limiti indicati dalla norma CEI EN 50160. Per poter discernere tale condizione è necessario che la misura venga effettuata in conformità alla norma CEI EN 61000-4-30. Ciò nondimeno, la disponibilità dell’informazione sul rispetto del valore della tensione di alimentazione su di un significativo campione della rete, anche attraverso uno strumento (il misuratore elettronico) caratterizzato da un grado di accuratezza (formalmente) inferiore, costituisce una informazione statistica che, disaggregabile per grado di concentrazione, o per altro criterio, è di grande interesse per l’Autorità.
- 7.23 È ragionevole attendersi che l’elaborazione dei dati comunicati dalle imprese distributrici evidenzii qualche punto percentuale di punti di consegna con tensione di

alimentazione eccedente i limiti indicati dalla norma CEI EN 50160, come peraltro già emerso a seguito dell'analogo monitoraggio effettuato nel gennaio 2010. Inoltre, i risultati dell'elaborazione potranno evidenziare diversi livelli di infrazione dei limiti di tensione in norma.

- 7.24 L'Autorità intende introdurre iniziative volte alla progressiva riduzione della percentuale di punti di consegna con tensione di alimentazione non conforme alla norma CEI EN 50160 e alla graduale responsabilizzazione delle imprese distributrici nei confronti della qualità della tensione BT, presupponendo in tal senso un ruolo proattivo dell'impresa distributtrice, che vada oltre i disposti della norma CEI EN 50160 (la quale prevede che l'impresa distributtrice apporti le misure correttive necessarie a riportare la tensione entro i limiti indicati solo a seguito di reclamo specifico da parte dell'utente).
- 7.25 Allo scopo, l'Autorità è orientata ad introdurre i seguenti obblighi di servizio:
- a) effettuazione, entro il mese di febbraio di ogni anno, a decorrere dal 2016, di un monitoraggio della tensione di alimentazione presso un campione di misuratori elettronici, in modo tale da ciclare l'intera rete BT in circa X anni;
 - b) effettuazione degli interventi di ripristino della tensione di alimentazione sulle linee BT i cui misuratori abbiano evidenziato misure non conformi alla norma, a partire da quelle di gravità maggiore, entro un anno dalla effettuazione del monitoraggio;
 - c) previsione di una comunicazione periodica (annuale) all'Autorità che riporti informazioni sintetiche sull'anagrafica dei punti soggetti a monitoraggio e sugli esiti del monitoraggio.
- 7.26 Dal momento che, come già osservato, la tensione di alimentazione deve essere conforme alla norma CEI EN 50160, secondo quanto disposto dall'articolo 62 del TIQE 2012-15, per ogni punto di connessione, l'Autorità ritiene inappropriate misure che prevedano l'utilizzo di meccanismi premi-penalità per ridurre la percentuale di punti di consegna con tensione di alimentazione non rientrante nei requisiti di cui al par. 4.2.2.1 della norma CEI EN 50160.

Spunti per la consultazione

- Q.10** Osservazioni in merito alle possibili iniziative in materia di buchi di tensione per gli utenti MT.
- Q.11** Si concorda con quanto esposto al punto 7.12 in relazione alle condizioni per riconoscere l'erogazione degli indennizzi automatici agli utenti MT per superamento dello standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie? Quale tra le alternative di cui al punto 7.12, lettera b) si ritiene preferibile?
- Q.12** In materia di regolazione premi-penalità dei buchi di tensione (e delle interruzioni transitorie), il testo della consultazione prevede che debbano essere inclusi anche i buchi di tensione ricadenti nelle celle D1 e XI della tabella 5 della norma CEI EN 50160; infatti, gli avanzamenti tecnologici in materia di automazione di rete consentono di contenere il numero di disturbi di tale genere in occasione delle manovre necessarie alla localizzazione dei guasti nelle reti MT. Si ritiene condivisibile un simile approccio?

Q.13 Osservazioni in merito alla iniziativa riguardante le variazioni della tensione sulla rete BT. Al riguardo, come potrebbe essere dimensionata la ciclicità di monitoraggio dell'intera rete BT (parametro X indicato al punto 7.25)?

8 Approfondimenti tecnici in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

8.1 Nel corso degli anni la regolazione della qualità commerciale e la sua attuazione da parte delle imprese di distribuzione ha raggiunto un elevato livello di maturazione, ragione per la quale gli orientamenti di possibile revisione riguardano un limitato numero di argomenti, di seguito elencati:

- a) trasformazione da standard generale a standard specifico del tempo massimo di esecuzione dei lavori complessi, e contestuale riduzione del tempo massimo di 60 giorni lavorativi (attualmente sia per gli utenti BT che MT) a 50 giorni lavorativi per utenti gli BT e a 40 giorni lavorativi per gli utenti MT;
- b) possibile riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti alcune prestazioni richiedibili dagli utenti BT:
 - i. preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT;
 - ii. esecuzione di lavori semplici;
 - iii. attivazione della fornitura;
 - iv. disattivazione della fornitura;
 - v. sostituzione del gruppo di misura guasto;
- c) possibile riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti alcune prestazioni richiedibili dagli utenti MT:
 - i. preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT;
 - ii. esecuzione di lavori semplici;
 - iii. attivazione della fornitura;
 - iv. disattivazione della fornitura;
 - v. sostituzione del gruppo di misura guasto;
- d) disaggregabilità del numero e dei tempi effettivi delle prestazioni relative alla preventivazione di lavori sulle reti BT e MT ed alla esecuzione dei lavori semplici o complessi sulle reti BT e MT corrispondenti a connessioni alla rete, per i quali dovranno essere disponibili statistiche separate, come richiesto dall'ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) in attuazione del terzo pacchetto energia;
- e) possibilità di includere nuove prestazioni nella preventivazione rapida;
- f) comunicazione all'Autorità dei dati di qualità commerciale da parte delle imprese distributrici, con disaggregazione per regione e non più per provincia, come peraltro già attuato per la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale.

- 8.2 L'aggiornamento degli standard di qualità commerciale deve tenere conto dei dati disponibili comunicati dalle imprese distributrici nel corso degli anni (in Appendice 4 si vedano in particolare quelli relativi al 2013 ed alcune serie storiche) nonché degli esiti dell'indagine demoscopica di cui al punto 2.2 del presente documento.
- 8.3 Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende anche acquisire elementi utili per valutare l'introduzione di standard in relazione al rispetto di tempi di connessione in relazione a programmi di connessione massivi e programmati (ad esempio: punti di ricarica dei veicoli elettrici; punti di alimentazione per reti di telecomunicazioni in fibra ottica; etc.).

Spunti per la consultazione

- Q.14** *Osservazioni in merito alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Al riguardo, quali valori standard potrebbero essere adottati per le prestazioni indicate al punto 8.1, lettere a), b) e c)?*
- Q.15** *Si ritiene che i lavori complessi, sia sulla rete BT che sulla rete MT, possano essere suddivisi secondo diverse tipologie? In caso affermativo elencare le diverse tipologie e suggerire gli standard applicabili, motivando adeguatamente le risposte.*
- Q.16** *Quali nuove prestazioni commerciali potrebbero essere incluse nella preventivazione rapida?*
- Q.17** *Osservazioni in materia di introduzione di standard per programmi di connessione massivi e programmati (vd punto 8.3).*

9 Approfondimenti tecnici in materia di qualità del servizio di misura

- 9.1 L'Autorità ritiene cruciale il tema in questione, soprattutto perché la tempestiva e corretta disponibilità dei dati di misura sono alla base del buon funzionamento del mercato.
- 9.2 In analogia a quanto disposto in materia di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale, l'Autorità ritiene in prima battuta di mutuare al settore elettrico la pubblicazione comparativa della performance del servizio di misura del gas naturale (Sezione V dell'Allegato A alla deliberazione 574/2013/R/gas) almeno per gli aspetti connessi al funzionamento dei sistemi di telegestione dei contatori elettronici, già disciplinati agli articoli 9bis e 9ter dell'Allegato A alla deliberazione n. 292/06 e la cui comunicazione all'Autorità, prevista sino al luglio 2012, è disciplinata all'articolo 10 del suddetto Allegato A:
- a) indicatori di prestazione del sistema di telegestione (parte 1, sez. C.1);
 - b) indicatori di prestazione del sistema di telegestione (parte 2, sez. C.2);
 - c) indicatori del grado di utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione (sez. C.3).
- 9.3 Successivamente, l'analisi della *performance* potrà essere utilizzata per introdurre forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose.

Spunti per la consultazione

Q.18 *Osservazioni in materia di regolazione della qualità del servizio di misura.*

Parte III – Trasmissione dell'energia elettrica

10 Approfondimenti tecnici in materia di regolazione premi-penalità

- 10.1 L'Autorità intende confermare il meccanismo premi-penalità basato sulla riduzione della energia non servita di riferimento (ENS-R), ma applicabile all'intera rete di trasmissione e non più separatamente alla RTN Storica ed alla RTN Telat, anche alla luce del fatto che i parametri della regolazione per i quali è stata prevista una valorizzazione graduale per la RTN Telat (penalità P_{ENSR} ed energia mitigata), già nel 2015 assumono valori coincidenti con quelli della RTN Storica.
- 10.2 Al momento non appare possibile adottare altre forme di regolazione premi-penalità, correlabili ad altri indicatori, quali:
- a) energia non servita netta prelevata dagli utenti MT e dalle reti BT sottese alle cabine primarie (ENS-U) ed energia non ritirata netta prodotta dagli impianti di produzione connessi alle reti MT delle cabine primarie (ENR-U), come già ipotizzato dall'Autorità nel documento per la consultazione 39/11, dal momento che i suddetti valori di energia non servita netta prelevata e non ritirata sono disponibili per il solo anno 2013;
 - b) indisponibilità degli elementi di rete, in quanto gli obblighi di registrazione relativi alle singole indisponibilità decorrono dal 1° gennaio 2014: non sono attualmente disponibili i relativi dati.
- 10.3 Al punto 5.20 sono state indicate le motivazioni che orientano l'Autorità alla sostanziale conferma del quadro regolatorio vigente per il quinto periodo di regolazione.
- 10.4 A complemento di quanto sopra esposto l'Autorità intende:
- a) in alternativa all'inclusione nella ENS-R dei contributi delle disalimentazioni dei clienti finali AT, valutare l'opportunità di escludere dal meccanismo premi-penalità la ENS-R relativa ai clienti finali AT qualora per gli stessi venga introdotta una regolazione individuale; infatti:
 - i. l'andamento della ENS-R relativa ai clienti finali AT appare fortemente instabile da un anno all'altro, sia per via della tipologia di connessione dei clienti finali AT alla RTN (più frequentemente radiale, in particolare per la RTN Telat), sia per l'impossibilità di ridurre l'energia non fornita netta attraverso i servizi di mitigazione, come invece avviene tipicamente nel caso delle cabine primarie (cfr Tavole A5.14 e A5.15);
 - ii. nel complesso, gli obiettivi di riduzione della ENS-R relativa alle sole cabine primarie, tramite interventi sulla RTN, dovrebbero comportare benefici anche per i clienti finali AT;
 - iii. la regolazione individuale per i clienti finali AT costituirebbe una spinta per Terna al miglioramento della qualità del servizio, soprattutto presso i punti di prelievo maggiormente critici;
 - b) considerato quanto illustrato al precedente alinea i. circa l'eventuale esclusione dei clienti finali AT dal meccanismo premi-penalità, determinare

livelli obiettivo annui di ENS-R più sfidanti, prevedendo un miglioramento annuo orientativo del 4%-5% in luogo del vigente 2%;

- c) modificare la definizione di incidente rilevante, prevedendo che sia composto dall'energia non servita relativa alle sole disalimentazioni le cui cause sono oggetto di regolazione e confermare l'attuale funzione di saturazione;
- d) prevedere regole di accorpamento delle disalimentazioni ai fini dell'identificazione della ENS-R dei grandi eventi interruttivi e degli incidenti rilevanti (vd Scheda tecnica 9);
- e) confermare, per le motivazioni sopra esposte, la regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici.

11 Approfondimenti tecnici in materia di regolazione individuale degli utenti AT

- 11.1 Come già previsto dal Titolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 197/11, l'Autorità intende completare la regolazione individuale della qualità del servizio per gli utenti della rete di trasmissione diversi dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica.
- 11.2 Come già osservato, la regolazione premi-penalità incentiva la riduzione della ENS-R, ma non fornisce a Terna specifici stimoli volti a migliorare i livelli di qualità dei singoli utenti, in particolare quelli maggiormente sensibili alle interruzioni, nel caso specifico brevi e transitorie, e ai disturbi della tensione di alimentazione.
- 11.3 Poiché l'attuale regolazione disciplina gli effetti della mancata produzione di energia elettrica a seguito di indisponibilità degli elementi della RTN (cfr paragrafo 3.7.5 del Codice di Rete e deliberazione 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10) ed essendo la durata delle disalimentazioni non programmate significativamente inferiore a quella conseguente alle predette indisponibilità, l'Autorità ritiene di non estendere la regolazione individuale ai produttori di energia elettrica.
- 11.4 Ai fini della regolazione individuale della qualità del servizio per i clienti finali AT della rete di trasmissione appare opportuno considerare:
 - a) il livello di tensione (380 kV, 220 kV, 120-150 kV, fino a 120 kV);
 - b) la tipologia di connessione dei clienti finali AT (magliata o radiale);
 - c) le interruzioni lunghe o brevi;
 - d) le interruzioni transitorie e i buchi di tensione.
- 11.5 In materia di continuità del servizio, l'Autorità intende introdurre uno standard sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi di responsabilità di Terna (causa 4AC) per tutti i clienti finali AT. Sulla base delle informazioni disponibili (vd Tavole da A5.27 a A5.30), tale standard, nella logica di considerare peggio servito circa il 10% dei clienti, può essere fissato a:
 - a) 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali AT con connessione magliata;
 - b) 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali AT con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV;

- c) 1 interruzione lunga o breve per i clienti finali AT con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV.
- 11.6 L'Autorità intende completare il meccanismo prevedendo il riconoscimento di un indennizzo automatico ai clienti finali AT che subiscono un numero di interruzioni che eccede lo standard, secondo una valorizzazione che verrà posta in consultazione successivamente.
- 11.7 Parallelemente l'Autorità intende prevedere che una quota parte del versamento al Fondo Eventi Eccezionali per le ore di interruzione di responsabilità di Terna (causa 4AC) che eccedono le 2, e sino ad un massimo di 8, possa essere destinato al cliente finale, a titolo di indennizzo automatico, in modo indifferenziato per livello di tensione e per tipologia di connessione.
- 11.8 L'Autorità ritiene che gli indennizzi automatici di cui sopra possano essere riconosciuti a tutti i clienti finali AT, senza la verifica preliminare di eventuali requisiti tecnici, dal momento che i loro sistemi di protezione dovrebbero essere pienamente conformi alle regole di connessione previste dal Codice di rete e dalla norma CEI 0-16, ed essere coordinati e selettivi con i sistemi di protezione di Terna.
- 11.9 In ordine ai criteri di esclusione delle interruzioni, l'Autorità ritiene che le interruzioni senza preavviso lunghe o brevi iniziate entro 60 minuti dalla conclusione di una precedente interruzione senza preavviso lunga o breve non debbano essere considerate ai fini del confronto tra l'indicatore del numero di interruzioni e lo standard.
- 11.10 In materia di qualità della tensione (buchi di tensione e interruzioni transitorie) l'Autorità è orientata ad introdurre uno standard sul numero massimo di buchi di tensione, che ricadono al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160, e di interruzioni transitorie (trattate secondo le medesime convenzioni di cui alle reti di distribuzione), alle seguenti condizioni:
- a) solamente per i clienti finali AT che si dotano di apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione, ai sensi dell'articolo 21, commi 21.1 e 21.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 197/11, entro il 2016;
 - b) a valle di un periodo di monitoraggio dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie di almeno 2 anni.
- 11.11 Nel 2019 l'Autorità richiederà a Terna i dati relativi al biennio 2017-2018 necessari alla fissazione dello standard sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie. Allo scopo appare opportuno che i clienti finali AT collaborino con Terna al fine di rendere disponibili i dati registrati sul proprio punto di prelievo.
- 11.12 L'Autorità ritiene che lo standard sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie debba applicarsi ai soli clienti finali AT che si dotano di apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione per i seguenti motivi:
- a) il sistema di telecontrollo della rete rilevante non appare pienamente idoneo alla registrazione delle interruzioni transitorie intese come disturbi della tensione di alimentazione; ad esempio, nel caso di un cliente finale alimentato in entra-esci su rete AT da due diverse cabine primarie, lo scatto delle protezioni sui montanti AT delle due cabine primarie alimentanti il cliente

finale e la successiva richiusura rapida potrebbero comportare una interruzione transitoria per il cliente finale, della quale Terna potrebbe non avere evidenza poiché:

- i. Terna non acquisirebbe sul proprio sistema di telecontrollo l'accadimento dello scatto e della successiva richiusura rapida degli interruttori (che in realtà sono intervenuti);
 - ii. non avendo le due cabine primarie subito interruzioni, l'impresa distributrice potrebbe non comunicare a Terna l'accadimento dello scatto e della successiva richiusura rapida degli interruttori;
- b) diversamente dalle interruzioni lunghe e brevi, non tutti i clienti finali AT sono sensibili o hanno mostrato sensibilità ai buchi di tensione o alle interruzioni transitorie; è necessario pertanto che i clienti finali AT sensibili mostrino interesse a questa regolazione innovativa;
- c) diversamente dalla media tensione, i buchi di tensione che hanno origine sull'alta tensione, utilizzabili per standard e indennizzi automatici (o contratti per la qualità), possono essere rilevabili solamente attraverso idonea strumentazione installata sui punti di prelievo dei clienti finali.
- 11.13 In linea di principio l'Autorità ritiene che, almeno in un fase iniziale, nella fissazione degli standard sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie si possa tener conto sia del livello di tensione che del tipo di connessione (magliata o radiale).
- 11.14 La valorizzazione degli indennizzi automatici verrà posta in consultazione successivamente. L'Autorità ritiene tuttavia che il meccanismo di bilanciamento illustrato al punto 7.11 per il settore della distribuzione possa essere mutuato anche al settore della trasmissione.
- 11.15 A completamento della regolazione individuale della qualità del servizio per clienti finali AT, l'Autorità valuterà l'introduzione di opportuni meccanismi di contenimento del rischio per Terna (ad esempio un tetto massimo all'ammontare annuo degli indennizzi automatici).

12 Altri approfondimenti

Tensione di alimentazione delle cabine primarie

- 12.1 In merito alle variazioni della tensione di alimentazione delle cabine primarie della distribuzione, come indicato al paragrafo 5.1.2.1 della norma CEI 0-16 allegata alla deliberazione ARG/elt 33/08, Terna è tenuta ad aggiornarne periodicamente i livelli minimo e massimo in condizioni normali, di allarme, di emergenza e di ripristino, e a pubblicarli nel proprio sito internet.
- 12.2 Al fine di consentire da un lato un più corretto esercizio delle reti di distribuzione sottese alla rete rilevante, tale da consentire alle imprese distributrici di rispettare i vincoli sulle massime variazioni di tensione ammesse dalle norme, e dall'altro una maggior trasparenza nei confronti degli utenti connessi alla rete rilevante, l'Autorità ritiene opportuno disporre che Terna pubblichi annualmente i valori minimo e massimo della tensione efficace effettiva ed attesa che Terna si impegna a rispettare

per ogni utente connesso alla rete rilevante, in analogia a quanto già oggi avviene per la potenza di cortocircuito.

Spunti per la consultazione

Q.19 *Osservazioni in materia di regolazione premi-penalità della continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.*

Q.20 *Osservazioni in merito a quanto illustrato nella Scheda tecnica 9.*

Q.21 *Osservazioni in materia di regolazione individuale della qualità del servizio per i clienti AT.*

Q.22 *Osservazioni in materia di tensione di alimentazione delle cabine primarie.*

Parte IV – Vulnerabilità del sistema elettrico

13 Approfondimenti tecnici

13.1 L’Autorità intende valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l’impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti in alta e media tensione, in particolare a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che causano interruzioni attribuibili in gran parte a forza maggiore. Tra questi meccanismi l’Autorità individua:

- a) una accelerazione al superamento del gap esistente tra le linee aeree esistenti in alta e media tensione e i criteri di progetto previsti norma CEI 11-4, ed. 2011 per le nuove linee;
- b) il rafforzamento della magliatura della rete in alta tensione nelle aree più esposte a eventi meteorologici avversi di particolare severità;
- c) la rimozione del tetto massimo ai rimborsi agli utenti MT e BT a carico del Fondo Eventi Eccezionali, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna l’eccedenza rispetto all’attuale tetto massimo;
- d) l’introduzione di elementi di regolazione incentivante mirati alla riduzione della durata delle interruzioni attribuibili a forza maggiore (vd anche i punti da 6.11 a 6.18).

13.2 Per quanto riguarda le lettere a) e b), particolare attenzione verrà prestata ad elementi quali:

- fattibilità tecnica;
- sostenibilità economico-finanziaria;
- tempi di attuazione ragionevoli;
- coordinamento con analoghi interventi sviluppabili per le reti di distribuzione.

13.3 Per quanto riguarda la lettera d), particolare attenzione verrà prestata all’introduzione di elementi di regolazione che stimolino sia i distributori sia Terna ad una rapida ripresa del servizio. E’ questo un aspetto cui l’Autorità guarda con particolare attenzione visto che le interruzioni attribuite a forza maggiore per eventi meteorologici severi ed estesi incidono sulla vulnerabilità del sistema elettrico, producendo conseguenze gravi sia sulla rete di trasmissione che su quella di distribuzione.

Spunti per la consultazione

Q.23 Osservazioni in materia di vulnerabilità del sistema elettrico. Motivare le risposte.

Appendice 1: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Tavola A1.1 – Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe – Italia, periodo 1998-2013

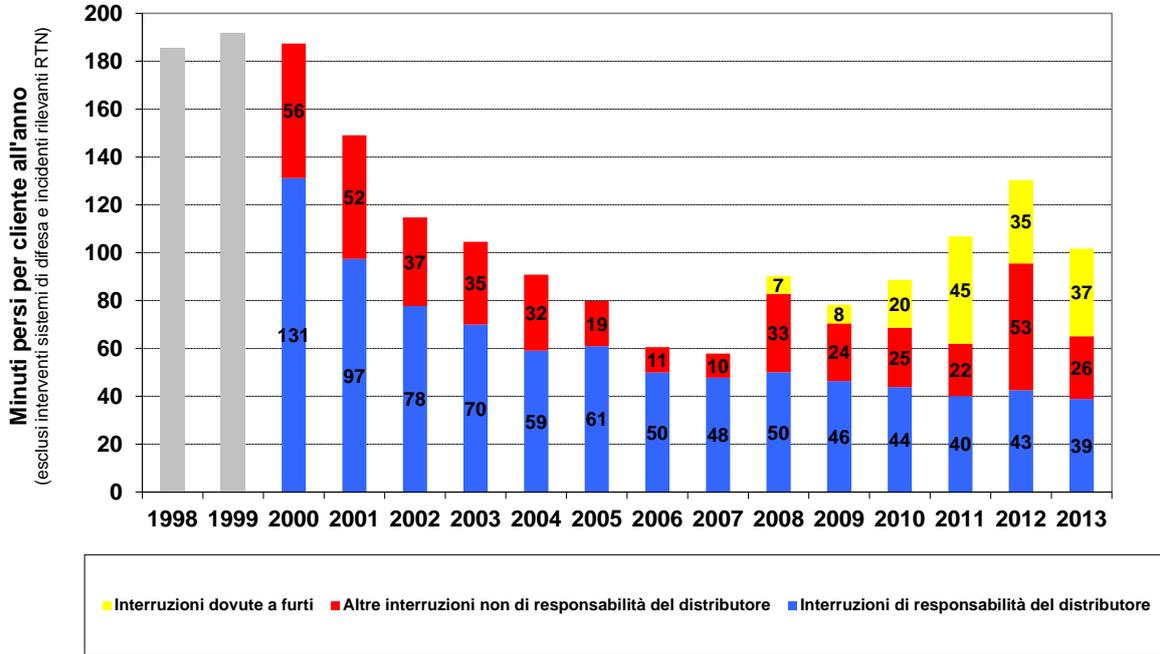


Tavola A1.2 – Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe per circoscrizione, periodo 1998-2013

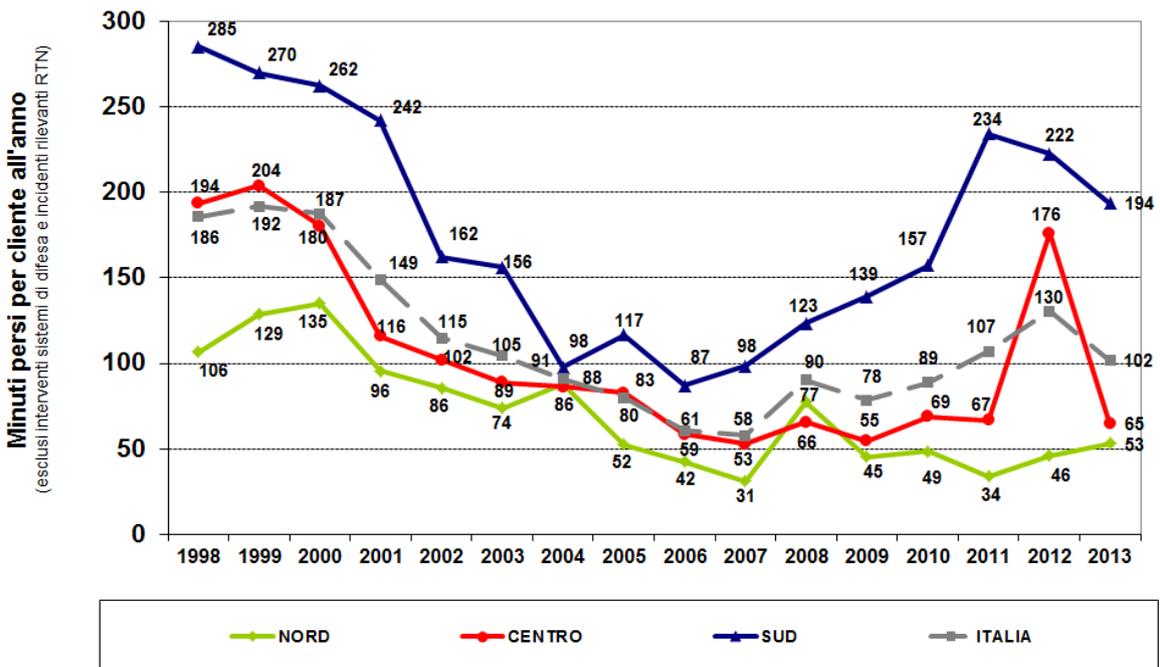


Tavola A1.3 – Durata (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 1998-2013

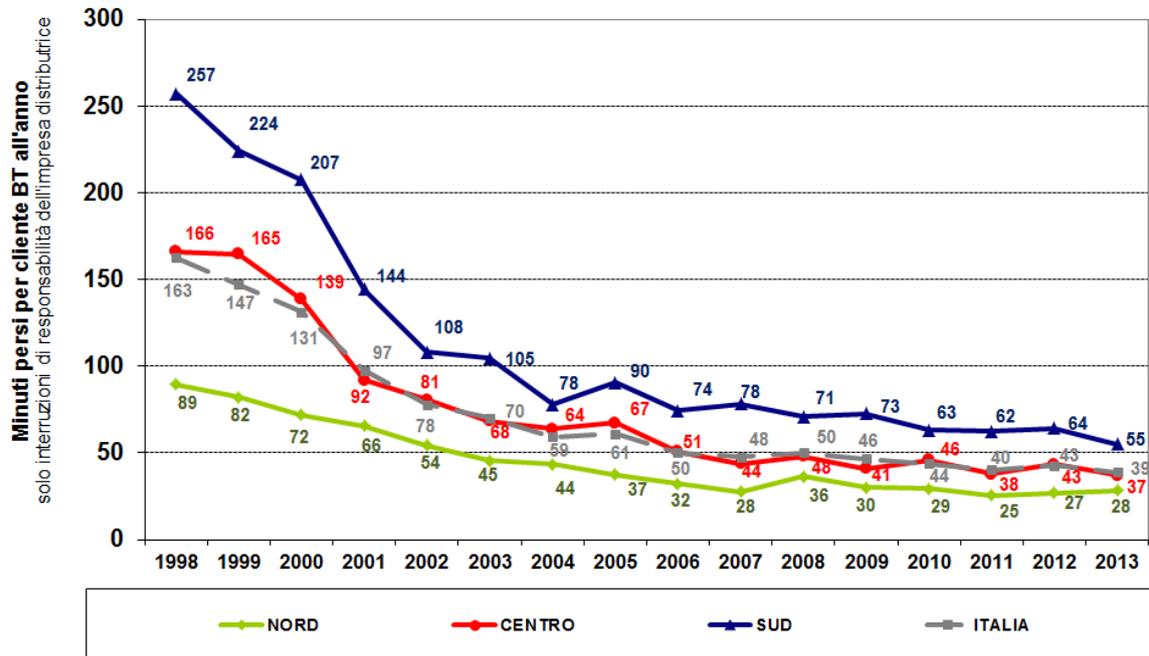


Tavola A1.4 Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe, per regione – Italia, anno 2013

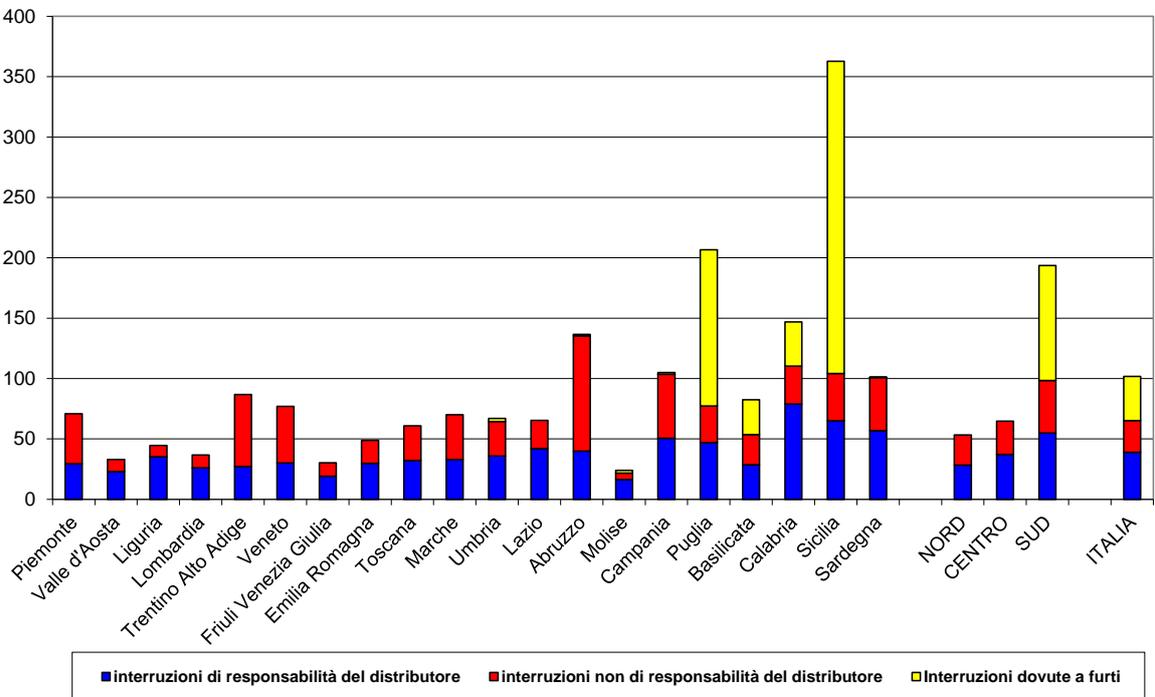


Tavola A1.5 – Durata (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso con origine sulle reti MT o BT attribuite a forza maggiore, per impresa distributrice, periodo 2008-2013

Impresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT	% Utenti BT
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	37,88	32,04	46,66	72,44	97,74	67,36	31.442.950	85,66%
ACEA DISTRIBUZIONE SPA	17,34	0,03	0,57	11,85	0,55	3,76	1.619.457	4,41%
A2A RETI ELETTRICHE S.P.A.	4,55	17,53	3,33	3,79	5,17	4,57	1.116.764	3,04%
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A.	4,92	11,09	9,84	12,26	7,86	6,22	695.024	1,89%
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	251,72	10,01	32,26	0,03	6,48	34,54	301.409	0,82%
HERA S.P.A.	11,2	7,53	3,98	4,04	3,97	39,37	257.907	0,70%
AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.	0,32	2,76	1,87	0,01	8,39	2,26	164.397	0,45%
ACEGAS-APS S.P.A.	4,89	0	0,01	0	0	2,34	140.937	0,38%
AZIENDA ENERGETICA RETI SPA	13,2	6,17	3,48	0,05	0,33	3,28	138.470	0,38%
DEVAL	27,26	13,95	2,3	4,31	15,29	8,2	131.317	0,36%
SELNET SRL				25,4	6,96	164,93	91.736	0,25%
A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L.	5,21	3,92	28,41	8,73	1,41	0,15	71.398	0,19%
ASM TERNI S.P.A.	24,68	35,1	7,3	5,74	20,47	16,55	64.845	0,18%
A.E.M. GESTIONI S.R.L.	34,05	0	0	0,82	10,98	0,92	45.437	0,12%
AMET S.P.A.	113,13	220,79	11,85	0,23	7,89	0,19	31.184	0,08%
AMAIE SPA	33,52	0,01	0	11,32	56,43	3,22	29.908	0,08%
ASTEVA SPA			0	0	2,17	5,17	29.604	0,08%
ATENA SPA	21,52	0,35	0,37	0	0	0,22	29.114	0,08%
AZIENDA ENERGETICA VALTELLINA VALCHIAVENNA S.P.A.	0	0	0,2	0	0	0	25.771	0,07%
ASM VOGHERA S.P.A.	0,13	0	0,44	4,78	4,56	3,37	25.313	0,07%
GELSIA RETI SRL	0	0	34,64	0	0	0,03	24.872	0,07%
EST RETI ELETTRICHE S.P.A.	1,12	0	0	0	0	0	22.397	0,06%
AZIENDA SERVIZI DI BRESSANONE SPA	7,72	11,37	5,27	7,8	0	0,68	19.250	0,05%
ODOARDO ZECCA S.R.L.	0	0	0	0,28	2,71	0,16	17.819	0,05%
STET SPA - SERVIZI TERRITORIALI EST TRENTINO	0	0	14,38	0	0	0	16.993	0,05%
ALTO GARDA SERVIZI SPA	0	0	0	0	0	0	15.338	0,04%
AZIENDA PUBLISERVIZI BRUNICO	0	0	0	0	0	0	14.191	0,04%
A.C.S.M. S.P.A.- AZ. CONSORZIALE SERVIZI MUNICIPALIZZATI	0	0	0	0	0,17	0	14.179	0,04%
SOCIETA' ELETTRICA IN MORBEGNO COOPERATIVA PER AZIONI			0	0	0	0	12.874	0,04%
A.S.S.M. S.P.A. - TOLENTINO	3,86	0	0	3,8	0	2,71	11.451	0,03%
A.I.R. - AZ. INTERCOMUNALE ROTALIANA S.P.A.	0	0	0	0	0	0	10.177	0,03%
S.I.P.P.I.C. S.P.A.	0	143,79	57,47	82,88	71,8	34,63	9.377	0,03%
SOCIETA' NOLANA PER IMPRESE ELETTRICHE	0	31,84	0	110,21	0	1,25	8.355	0,02%
A.S.S.E.M. SPA	0	0	0	0	27,03	0,18	8.123	0,02%
SOC. ELETTRICA LIPARESE S.R.L.	0	18,5	0,75	0	1,99	0	7.229	0,02%
S.MED.E. PANTELLERIA S.P.A.	269,91	59,77	12,14	4,71	20,69	47,31	6.910	0,02%
S.I.E.C. SOC. COOP.	0	0	0	0	0	0	6.781	0,02%
C.E.G. SOCIETA' COOPERATIVA ELETTRICA GIGNOD	0	0	0,02	0	0	0,28	5.995	0,02%
SECAB Società Cooperativa			1,13	0	1,27	12,49	5.490	0,01%
IDROELETTRICA VALCANALE DI MARIO GABRIELE MASSARUTTO E C. S.A.S.			0	0	0	0	5.192	0,01%
SORESINA RETI E IMPIANTI SRL			0	0	0	0,04	5.183	0,01%
AMEA S.P.A.			0	0	680,74	113,61	5.034	0,01%

Tavola A1.6 – Durata (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso con origine sulle reti MT o BT attribuite a forza maggiore, Enel distribuzione, periodo 2008-2013

Territorio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT
Piemonte	135,83	20,15	4,06	8,19	22,78	46,35	2.298.505
Lombardia	13,94	7,10	2,44	3,86	5,26	8,71	4.563.331
Trentino Alto Adige	260,40	49,26	70,47				88.575
Veneto	25,30	14,65	43,93	6,15	11,35	48,20	2.626.744
Friuli Venezia Giulia	30,95	16,44	6,39	5,50	3,79	12,03	620.278
Liguria	17,41	14,23	8,68	23,88	4,96	7,58	1.259.179
Emilia Romagna	8,34	13,03	42,80	7,58	60,41	11,87	2.455.689
Toscana	14,29	17,00	27,09	13,88	63,13	28,06	2.409.714
Umbria	6,62	10,13	12,09	8,73	23,96	21,03	479.253
Marche	14,03	8,04	17,22	104,17	73,93	35,00	902.082
Lazio	14,05	15,79	34,65	22,55	390,48	29,33	1.798.365
Abruzzo	11,76	151,31	20,42	94,40	70,82	84,54	865.048
Molise	1,78	5,21	16,41	36,69	39,44	7,56	218.507
Campania	16,53	24,23	43,21	32,64	61,72	50,61	2.819.349
Puglia	32,35	34,57	60,52	181,65	118,65	161,02	2.392.840
Basilicata	7,07	15,67	23,40	32,10	46,27	53,49	363.876
Calabria	52,05	38,24	28,98	55,77	136,64	65,05	1.294.388
Sicilia	111,14	130,26	237,29	426,33	373,67	296,50	2.987.834
Sardegna	45,66	13,10	9,22	12,38	30,35	41,01	1.087.968
Nord	38,12	13,08	18,81	7,59	19,04	23,08	13.823.726
Centro	13,52	14,56	26,62	30,96	166,81	28,99	5.589.414
Sud	48,87	61,85	87,88	165,77	155,87	136,07	12.029.810
ITALIA	37,88	32,04	46,66	72,44	97,74	67,36	31.442.950

Tavola A1.7 – Numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per utente per circoscrizione, periodo 1998-2013

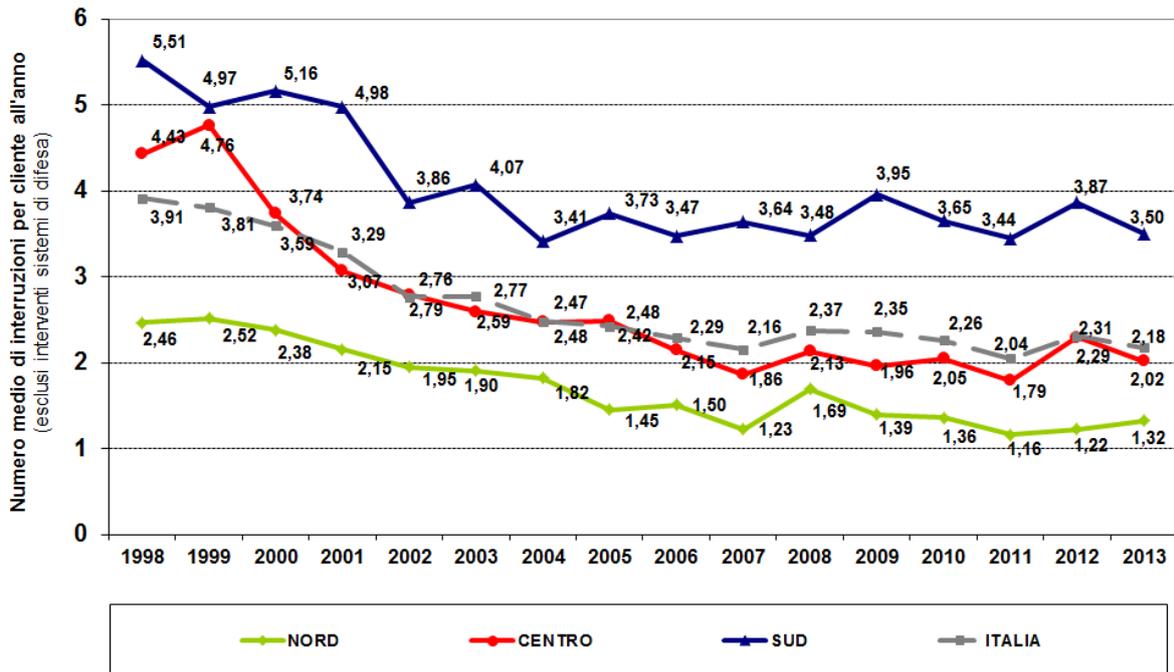
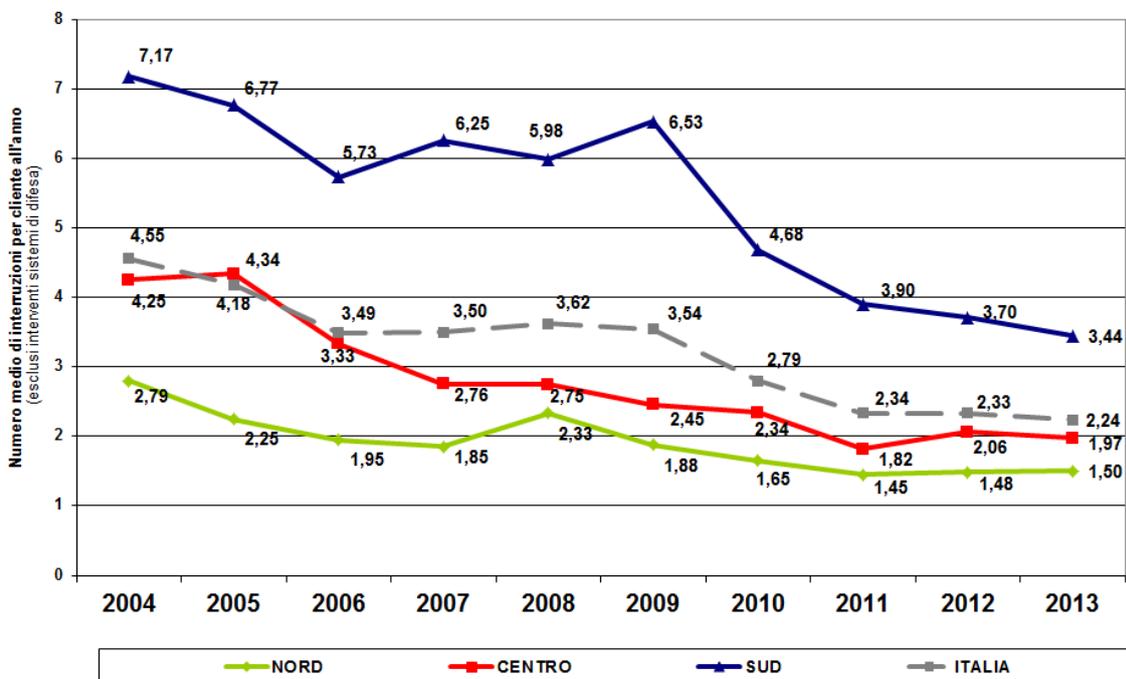


Tavola A1.8 – Numero complessivo di interruzioni brevi per utente per circoscrizione, periodo 2004-2013²⁴



²⁴ Gli indicatori del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi sono disponibili rispettivamente dal 2000 e dal 2002; sono stati ricalcolati secondo le regole di registrazione in vigore dal 2008 “a ritroso” sino al 2004.

Tavola A1.9 - Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per utente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2013

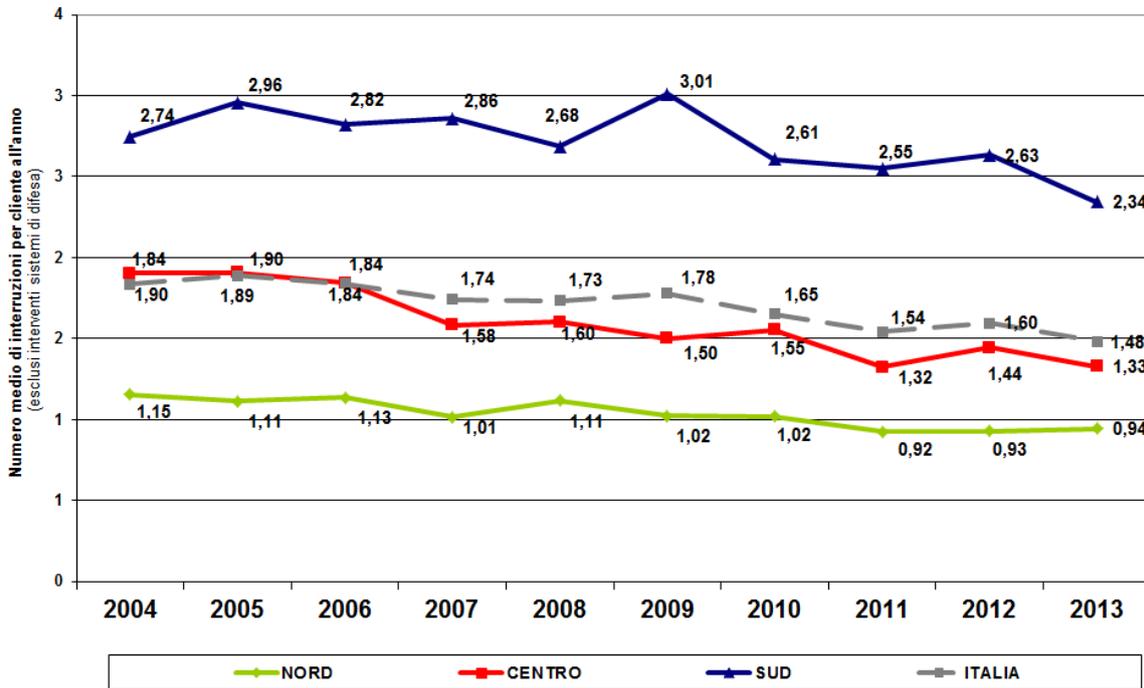


Tavola A1.10 – Numero di interruzioni brevi per utente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2013

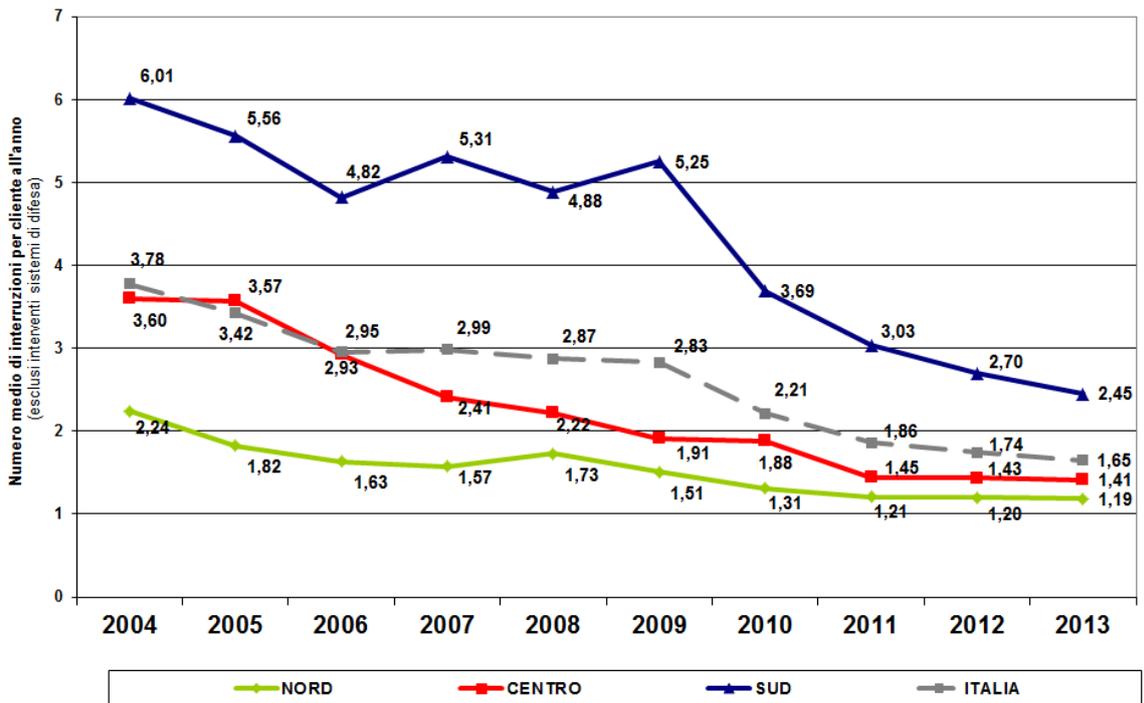


Tavola A1.11 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per utente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2013

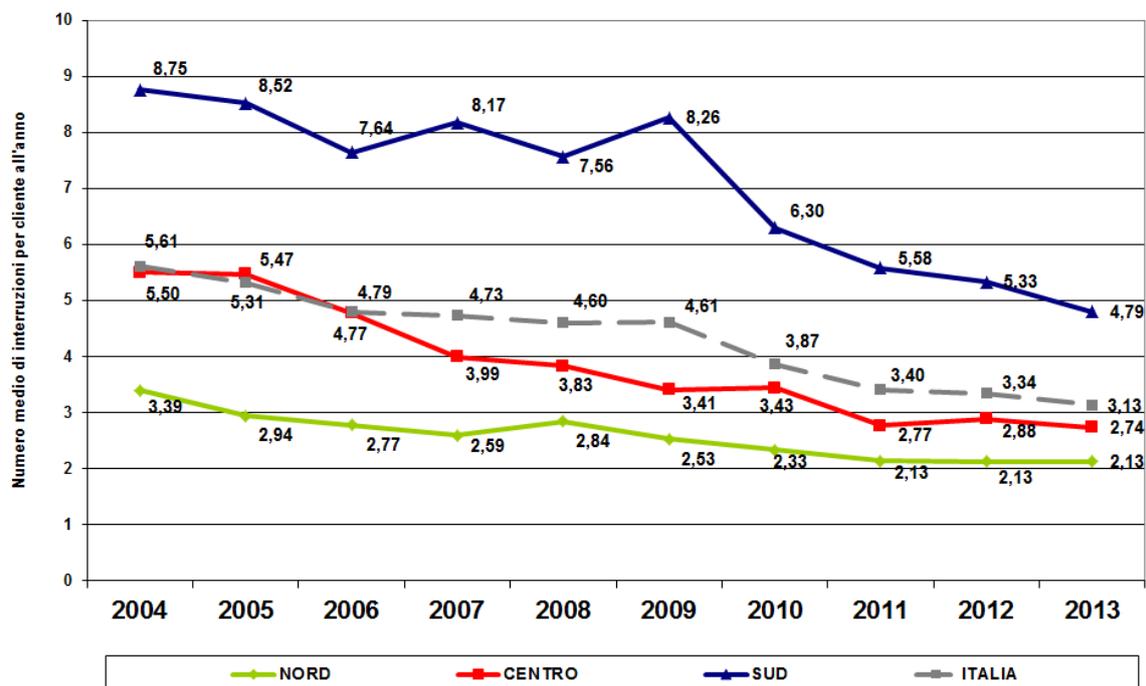


Tavola A1.12 – Premi e penalità erogati nel periodo 2000-2013 per la durata e il numero di interruzioni

			Premi netti (=Premi-Penalità) [€]	Premi [€]	di cui per la durata [€]	di cui per il numero [€]	Penalità [€]	di cui per la durata [€]	di cui per il numero [€]
I periodo regolatorio	2000	del. 27/02	1.763.854,23	3.954.256,61	3.954.256,61		2.190.402,38	2.190.402,38	
	2001	del. 7/03 e 92/03	32.738.844,10	33.879.733,25	33.879.733,25		1.140.889,15	1.140.889,15	
	2002	del. 140/03	115.064.032,09	146.888.972,87	146.888.972,87		31.824.940,78	31.824.940,78	
	2003	del. 220/04 e del. 243/04	202.009.012,88	239.228.969,20	239.228.969,20		37.219.956,32	37.219.956,32	
	Totale			351.575.743,30	423.951.931,93	423.951.931,93		72.376.188,63	72.376.188,63
II periodo regolatorio	2004	del. 250/05	66.514.964,43	66.514.964,43	66.514.964,43		0,00	0,00	
	2005	del. 257/06 e del. 38/07	124.690.270,15	130.596.656,44	130.596.656,44		5.906.386,29	5.906.386,29	
	2006	del. 288/07	164.978.421,16	174.911.492,26	174.911.492,26		9.933.071,10	9.933.071,10	
	2007	ARG/elt 165/08	189.802.967,31	197.791.508,53	197.791.508,53		7.988.541,22	7.988.541,22	
	Totale			545.986.623,06	569.814.621,67	569.814.621,67		23.827.998,61	23.827.998,61
III periodo regolatorio	2008	ARG/elt 34/10	105.142.862,79	105.142.862,79	59.297.223,59	45.845.639,20	0,00	0,00	0,00
	2009	ARG/elt 205/10	65.680.344,04	100.946.502,53	53.942.301,21	47.004.201,32	35.266.158,49	13.002.596,07	22.263.562,42
	2010	ARG/elt 170/11	29.418.870,64	125.754.611,81	59.880.663,63	65.873.948,18	96.335.741,16	42.507.912,29	53.827.828,87
	2011	500/2012/R/eel	111.775.041,42	177.176.506,65	64.313.273,38	112.863.233,27	65.401.465,23	36.934.873,44	28.466.591,79
	Totale			312.017.118,90	509.020.483,78	237.433.461,81	271.587.021,97	197.003.364,88	92.445.381,80
IV periodo regolatorio	2012	478/2013/R/eel	103.998.975,39	103.998.975,39	51.453.786,58	52.545.188,81	0,00	0,00	0,00
	2013	547/2014/R/eel	77.341.708,00	100.512.033,60	48.317.623,16	52.194.410,44	23.170.325,60	10.570.139,02	12.600.186,58
	2014								
	2015								
	Totale								

Tavola A1.13 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra la durata delle interruzioni soggette alla regolazione incentivante e il livello obiettivo

Durata interruzioni: confronto con livello obiettivo	Numero ambiti		
	2011	2012	2013
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	48	50	26
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	54	65	79
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	139	141	154
inferiore alla metà del livello obiettivo	98	83	80
TOTALE	339	339	339

Durata interruzioni: confronto con livello obiettivo	Numero utenti BT		
	2011	2012	2013
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	5.783.149	6.553.107	2.774.151
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	7.515.010	8.162.733	9.959.655
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	15.144.744	15.188.230	17.914.221
inferiore alla metà del livello obiettivo	8.130.580	6.669.413	5.925.456
TOTALE	36.573.483	36.573.483	36.573.483

Tavola A1.14 – Numero di ambiti soggetti ad incentivazione speciale (art. 26): confronto tra la durata delle interruzioni soggette alla regolazione incentivante e il livello obiettivo

Durata interruzioni: confronto con livello obiettivo	Numero ambiti		
	Livello di partenza (2010/2011)	2012	2013
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	49	33	19
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	0	11	24
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	0	4	2
inferiore alla metà del livello obiettivo	0	1	4
TOTALE	49	49	49

Tavola A1.15 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra il numero di interruzioni soggette alla regolazione incentivante e il livello obiettivo

Numero ambiti			
Numero di interruzioni: confronto con livello obiettivo	2011	2012	2013
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	111	104	101
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	67	86	93
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	130	121	116
inferiore alla metà del livello obiettivo	31	28	29
TOTALE	339	339	339

Numero utenti BT			
Numero di interruzioni: confronto con livello obiettivo	2011	2012	2013
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	14.727.669	13.262.814	12.352.116
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	7.593.816	8.973.093	9.792.693
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	12.748.315	12.764.506	13.156.848
inferiore alla metà del livello obiettivo	1.503.653	1.573.070	1.271.556
TOTALE	36.573.483	36.573.483	36.573.483

Tavola A1.16 – Premi netti erogati per il numero di interruzioni nel periodo 2008-2013 – confronto fra tutti gli ambiti e gli ambiti con livello effettivo annuale migliore del livello obiettivo

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Premi netti complessivi erogati (M€)	45,85	47,00	65,87	112,86	52,55	52,19
Premi netti erogati per i soli ambiti con livello effettivo annuale migliore del livello obiettivo (M€)	20,57	20,08	25,10	37,63	34,65	33,99
Percentuale premi netti ambiti con livello effettivo annuale migliore del livello obiettivo	45%	43%	38%	33%	66%	65%

Tavola A1.17 – Durata delle interruzioni soggette alla regolazione incentivante per gli ambiti con durata migliore del livello obiettivo

	2010				2011				2012				2013			
	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata
Alta Conc.	16,55	8,29	23,19	50%	16,82	7,87	22,96	47%	16,00	7,88	26,38	49%	18,79	8,25	26,25	44%
Media Conc.	28,44	11,35	47,24	40%	25,43	9,84	34,57	39%	26,95	11,06	54,58	41%	27,36	10,35	50,86	38%
Bassa Conc.	41,60	13,38	73,11	32%	40,38	12,86	79,42	32%	41,71	12,57	78,39	30%	42,02	13,32	98,07	32%
ITALIA	30,28	11,42	50,73	38%	28,03	10,32	45,29	37%	28,89	10,84	55,55	38%	29,38	10,68	58,05	36%

	2010				2011				2012				2013			
	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata
NORD	27,73	10,38	47,44	37%	24,86	8,60	31,73	35%	26,30	9,22	46,17	35%	26,43	8,77	46,81	33%
CENTRO	34,87	14,43	54,98	41%	31,35	13,61	51,51	43%	33,76	14,80	75,77	44%	33,69	14,52	61,46	43%
SUD	37,98	12,84	63,07	34%	38,81	14,37	101,17	37%	37,24	14,87	82,52	40%	37,39	14,55	104,07	39%
ITALIA	30,28	11,42	50,73	38%	28,03	10,32	45,29	37%	28,89	10,84	55,55	38%	29,38	10,68	58,05	36%

Tavola A1.18 – Durata delle interruzioni soggette alla regolazione incentivante per gli ambiti con durata peggiore del livello obiettivo

	2010				2011				2012				2013			
	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata
Alta Conc.	44,58	20,84	71,83	47%	43,02	19,34	72,26	45%	40,24	19,91	59,91	49%	37,99	19,26	61,29	51%
Media Conc.	71,72	24,19	177,11	34%	69,86	24,22	273,05	35%	72,55	25,93	316,19	36%	62,11	22,75	223,87	37%
Bassa Conc.	98,93	24,89	274,73	25%	91,98	26,14	441,31	28%	91,82	28,85	484,30	31%	85,71	22,54	360,25	26%
ITALIA	63,51	22,82	144,17	36%	61,59	22,45	211,57	36%	62,79	24,00	241,21	38%	56,69	21,37	183,58	38%

	2010				2011				2012				2013			
	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata	Durata regolata	Durata regolata, orig. BT	Durata totale	% durata regolata orig. BT su durata regolata
NORD	40,12	14,81	55,25	37%	32,46	12,42	57,34	38%	34,14	14,02	45,85	41%	52,86	16,30	132,29	31%
CENTRO	58,14	22,45	84,56	39%	46,40	20,21	82,63	44%	52,55	22,52	274,10	43%	42,10	19,34	67,96	46%
SUD	70,37	24,64	184,34	35%	71,76	24,85	283,12	35%	71,78	26,32	262,16	37%	62,39	22,80	231,68	37%
ITALIA	63,51	22,82	144,17	36%	61,59	22,45	211,57	36%	62,79	24,00	241,21	38%	56,69	21,37	183,58	38%

Tavola A1.19 – Durata (minuti persi per utente BT) delle interruzioni con preavviso, per circoscrizione, periodo 2000-2013

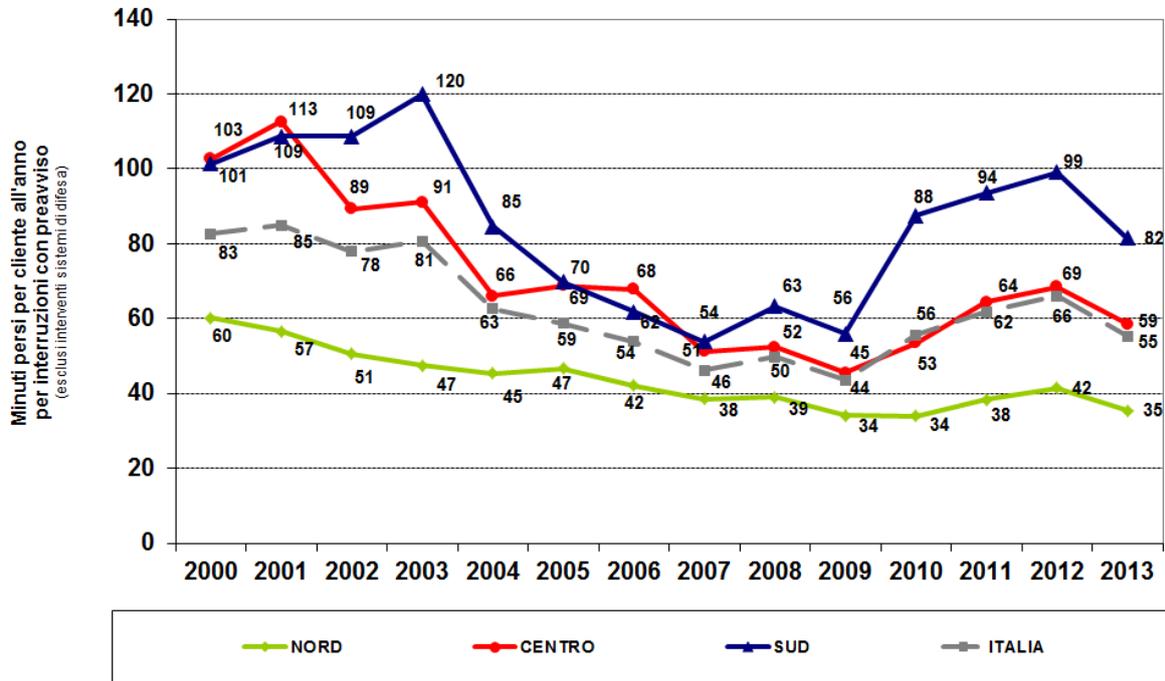


Tavola A1.20 – Numero di interruzioni con preavviso per utente BT, per circoscrizione, periodo 2000-2013

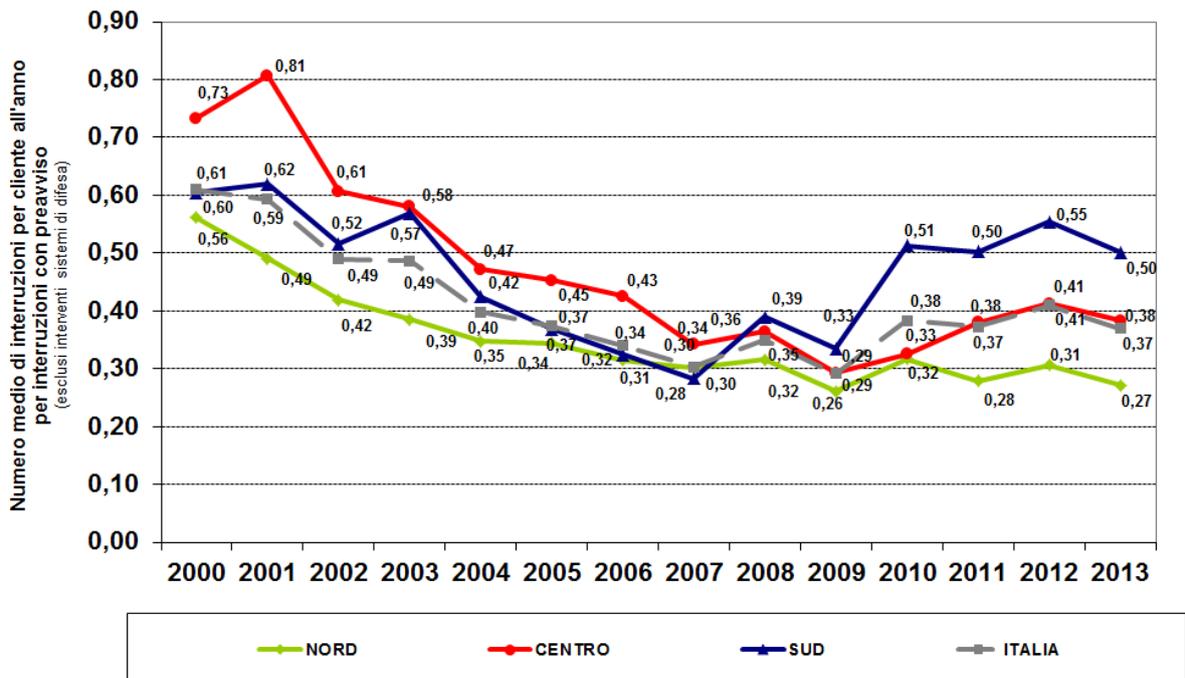


Tavola A1.21 – Durata (minuti persi per utente BT) delle interruzioni con preavviso, per impresa distributrice, periodo 2008-2013

Impresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT
A.C.S.M. S.P.A. - AZ. CONSORZIALE SERVIZI MUNICIPALIZZATI	27,06	18,57	108,86	36,67	56,67	60,32	14.179
A.E.M. GESTIONI S.R.L.	8,37	6,91	41,32	30,93	11,14	10,49	45.437
A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L.	6,98	5,30	9,46	7,94	24,84	12,46	71.398
A.I.R. - AZ. INTERCOMUNALE ROTALIANA S.P.A.	11,92	0,86	13,41	13,54	6,56	8,28	10.177
A.S.S.M. S.P.A. - TOLENTINO	77,77	86,69	55,19	11,27	33,43	38,92	11.451
A.S.SE.M. SPA	28,49	70,98	69,19	60,37	84,65	97,61	8.123
A2A RETI ELETTRICHE S.P.A.	25,63	26,60	20,41	18,81	18,08	16,71	1.116.764
ACEA DISTRIBUZIONE SPA	27,01	28,36	25,11	25,86	29,21	32,93	1.619.457
ACEGAS-APS S.P.A.	28,19	27,03	27,18	36,70	43,40	36,02	140.937
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A	18,07	24,11	19,50	10,84	12,83	24,01	695.024
AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.	56,92	32,68	18,82	18,34	16,22	14,93	164.397
ALTO GARDA SERVIZI SPA	17,40	11,56	11,10	34,68	77,88	25,45	15.338
AMAIE SPA	270,84	49,95	106,41	58,67	69,76	43,74	29.908
AMEA S.P.A.			90,00	8,51	67,82	198,83	5.034
AMET S.P.A.	52,50	7,33	4,23	8,50	7,43	4,65	31.184
ASM TERNI S.P.A.	41,18	38,55	33,03	51,87	30,28	21,81	64.845
ASM VOGHERA S.P.A.	2,88	3,22	2,79	5,76	4,85	4,71	25.313
ASTEA SPA			55,43	28,78	31,08	43,22	29.604
ATENA SPA	20,22	18,38	5,18	9,22	5,28	9,39	29.114
AZIENDA ENERGETICA RETI SPA	36,18	24,68	39,74	41,03	50,13	43,62	138.470
AZIENDA ENERGETICA VALTELLINA VALCHIAVENNA S.P.A.	13,82	28,53	39,41	5,36	24,21	16,09	25.771
AZIENDA PUBBLISERVIZI BRUNICO	8,04	3,19	2,84	9,45	5,67	3,32	14.191
AZIENDA SERVIZI DI BRESSANONE SPA	2,30	3,18	2,86	1,63	2,23	4,52	19.250
C.E.G. SOCIETA' COOPERATIVA ELETTRICA GIGNOD	48,61	25,46	12,90	18,15	32,21	16,75	5.995
DEVAL	44,28	63,76	56,94	61,35	86,16	89,57	131.317
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	52,22	45,39	60,03	67,50	71,86	59,14	31.442.950
EST RETI ELETTRICHE S.P.A.	12,71	6,50	14,58	16,29	4,93	8,98	22.397
GELSIA RETI SRL	6,87	12,89	13,27	25,99	18,81	4,05	24.872
HERA S.P.A.	28,16	39,26	28,78	28,14	27,76	33,08	257.907
IDROELETTRICA VALCANALE DI MARIO GABRIELE MASSARUTTO E C. S.A.S.			3,22	21,30	27,58	38,31	5.192
ODOARDO ZECCA S.R.L.	140,90	179,72	149,72	337,41	131,39	122,10	17.819
S.I.E.C. SOC. COOP.	32,76	9,08	26,08	39,57	30,85	39,76	6.781
S.I.P.P.I.C. S.P.A.	260,63	21,41	304,46	23,42	226,00	66,45	9.377
S.MED.E. PANTELLERIA S.P.A.	196,60	229,71	206,52	118,99	393,34	257,35	6.910
SECAB Società Cooperativa			22,82	4,74	7,84	16,63	5.490
SELNET SRL				79,80	115,02	100,13	91.736
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	69,41	91,35	70,77	60,45	63,11	63,84	301.409
SOC. ELETTRICA LIPARESE S.R.L.	143,68	136,68	161,75	155,85	115,86	136,68	7.229
SOCIETA' ELETRICA IN MORBEGNO COOPERATIVA PER AZIONI			43,41	42,60	6,31	14,76	12.874
SOCIETÀ NOLANA PER IMPRESE ELETTRICHE	8,18	15,13	137,45	11,75	32,10	32,01	8.355
SORESINA RETI E IMPIANTI SRL			19,52	11,81	31,28	24,37	5.183
STET SPA - SERVIZI TERRITORIALI EST TRENINO	14,71	23,15	25,63	23,08	20,60	31,34	16.993

Tavola A1.22 – Durata (minuti persi per utente BT) delle interruzioni con preavviso, Enel distribuzione, periodo 2008-2013

Territorio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT
Piemonte	33,82	30,77	34,95	37,91	41,72	35,09	2.298.505
Lombardia	26,47	25,07	24,63	27,76	30,30	25,06	4.563.331
Trentino Alto Adige	97,48	86,12	106,98				88.575
Veneto	69,93	60,35	57,54	73,99	76,66	64,05	2.626.744
Friuli Venezia Giulia	43,82	36,71	43,10	36,80	46,64	35,00	620.278
Liguria	21,29	22,43	28,72	33,26	35,05	23,20	1.259.179
Emilia Romagna	45,14	30,85	31,42	40,42	42,66	38,50	2.455.689
Toscana	45,52	43,74	50,01	59,98	57,10	46,12	2.409.714
Umbria	68,99	53,95	67,44	76,06	87,45	70,47	479.253
Marche	70,46	51,66	55,73	67,41	79,63	68,97	902.082
Lazio	70,44	57,68	79,48	101,18	110,71	90,17	1.798.365
Abruzzo	92,46	82,10	94,39	102,85	110,50	78,83	865.048
Molise	75,56	50,33	64,59	86,14	100,50	85,33	218.507
Campania	40,57	37,19	63,20	89,98	94,08	61,56	2.819.349
Puglia	35,54	36,06	50,48	61,85	74,82	58,44	2.392.840
Basilicata	43,53	27,85	35,46	46,33	40,28	44,53	363.876
Calabria	68,99	98,31	141,41	138,07	133,99	115,02	1.294.388
Sicilia	83,01	64,08	123,44	108,63	116,62	110,36	2.987.834
Sardegna	100,24	63,00	83,11	86,64	88,49	79,56	1.087.968
Nord	39,90	34,34	35,47	41,38	44,36	36,80	13.823.726
Centro	59,55	50,37	61,87	75,79	80,58	66,07	5.589.414
Sud	62,94	55,73	87,35	93,47	99,33	81,60	12.029.810
ITALIA	52,22	45,39	60,03	67,50	71,86	59,14	31.442.950

Tavola A1.23 – CAIDI delle interruzioni con preavviso, per impresa distributrice, periodo 2008-2013

Impresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT
A.C.S.M. S.P.A. - AZ. CONSORZIALE SERVIZI MUNICIPALIZZATI	49	67	84	77	101	104	14.179
A.E.M. GESTIONI S.R.L.	61	83	102	72	31	42	45.437
A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L.	142	133	49	100	138	113	71.398
A.I.R. - AZ. INTERCOMUNALE ROTALIANA S.P.A.	170	30	61	59	99	54	10.177
A.S.S.M. S.P.A. - TOLENTINO	181	173	134	21	48	44	11.451
A.S.SE.M. SPA	108	130	86	111	143	191	8.123
A2A RETI ELETTRICHE S.P.A.	76	81	75	76	74	81	1.116.764
ACEA DISTRIBUZIONE SPA	99	122	133	133	139	153	1.619.457
ACEGAS-APS S.P.A.	135	137	127	128	114	82	140.937
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A	95	95	103	83	80	90	695.024
AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.	179	147	156	143	125	115	164.397
ALTO GARDA SERVIZI SPA	83	85	42	76	238	61	15.338
AMAIE SPA	173	84	114	92	87	86	29.908
AMEA S.P.A.			274	167	130	162	5.034
AMET S.P.A.	117	109	54	53	93	42	31.184
ASM TERNI S.P.A.	86	128	115	188	54	89	64.845
ASM VOGHERA S.P.A.	46	55	37	58	49	43	25.313
ASTEA SPA			115	110	83	102	29.604
ATENA SPA	116	72	92	151	88	67	29.114
AZIENDA ENERGETICA RETI SPA	84	94	95	94	103	97	138.470
AZIENDA ENERGETICA VALTELLINA VALCHIAVENNA S.P.A.	66	114	77	39	86	63	25.771
AZIENDA PUBBLISERVIZI BRUNICO	36	54	102	103	63	30	14.191
AZIENDA SERVIZI DI BRESSANONE SPA	45	106	18	85	74	73	19.250
C.E.G. SOCIETA' COOPERATIVA ELETTRICA GIGNOD	105	72	46	61	81	88	5.995
DEVAL	120	153	135	139	150	155	131.317
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	149	156	159	171	166	154	31.442.950
EST RETI ELETTRICHE S.P.A.	69	80	111	90	55	82	22.397
GELSIA RETI SRL	106	133	198	145	118	68	24.872
HERA S.P.A.	125	79	122	138	121	140	257.907
IDROELETTRICA VALCANALE DI MARIO GABRIELE MASSARUTTO E C. S.A.S.			73	46	73	49	5.192
ODOARDO ZECCA S.R.L.	140	145	146	190	126	87	17.819
S.I.E.C. SOC. COOP.	78	74	48	75	73	94	6.781
S.I.P.P.I.C. S.P.A.	82	81	175	109	132	51	9.377
S.MED.E. PANTELLERIA S.P.A.	98	105	162	148	109	173	6.910
SECAB Società Cooperativa			45	24	31	40	5.490
SELNET SRL				181	196	197	91.736
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	89	146	134	130	119	125	301.409
SOC. ELETTRICA LIPARESE S.R.L.	59	58	52	48	67	72	7.229
SOCIETA' ELETRICA IN MORBEGNO COOPERATIVA PER AZIONI			178	92	90	82	12.874
SOCIETÀ NOLANA PER IMPRESE ELETTRICHE	104	105	82	63	67	66	8.355
SORESINA RETI E IMPIANTI SRL			146	85	174	143	5.183
STET SPA - SERVIZI TERRITORIALI EST TRENINO	51	104	114	84	53	65	16.993

Tavola A1.24 – CAIDI delle interruzioni con preavviso, Enel distribuzione, periodo 2008-2013

Territorio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Utenti BT
Piemonte	135	146	139	144	133	141	2.298.505
Lombardia	118	119	118	119	116	109	4.563.331
Trentino Alto Adige	188	177	184				88.575
Veneto	122	151	132	162	164	161	2.626.744
Friuli Venezia Giulia	138	169	171	162	173	162	620.278
Liguria	151	129	125	139	131	125	1.259.179
Emilia Romagna	144	141	141	158	158	151	2.455.689
Toscana	156	165	173	178	171	161	2.409.714
Umbria	125	154	162	167	156	152	479.253
Marche	146	141	146	163	161	154	902.082
Lazio	168	175	179	178	179	150	1.798.365
Abruzzo	179	169	182	184	180	171	865.048
Molise	159	159	176	182	176	176	218.507
Campania	121	133	162	179	167	143	2.819.349
Puglia	183	171	115	137	147	160	2.392.840
Basilicata	220	173	185	209	157	149	363.876
Calabria	203	213	234	250	239	235	1.294.388
Sicilia	152	161	173	193	182	150	2.987.834
Sardegna	213	184	199	208	203	189	1.087.968
Nord	129	140	133	145	143	139	13.823.726
Centro	154	163	170	175	171	154	5.589.414
Sud	164	168	171	187	179	164	12.029.810
ITALIA	149	156	159	171	166	154	31.442.950

Tavola A1.25 – percentuale di utenti MT peggio serviti in relazione alle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse - analisi regionale, anno 2013

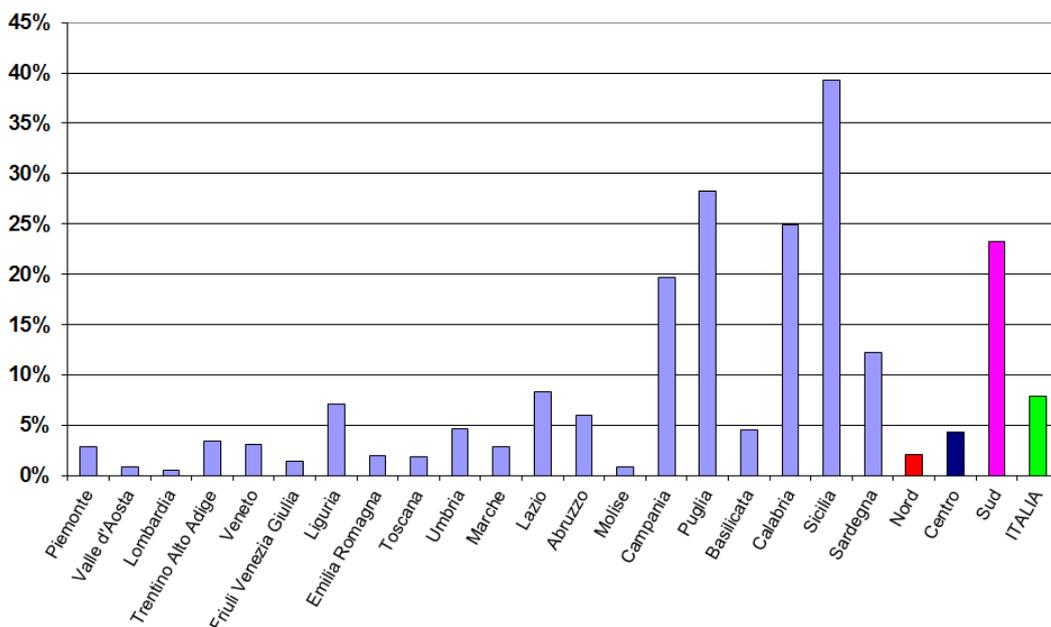


Tavola A1.26 – Numero cumulato di utenti MT con impianti adeguati, per circoscrizione, periodo 2009-2013

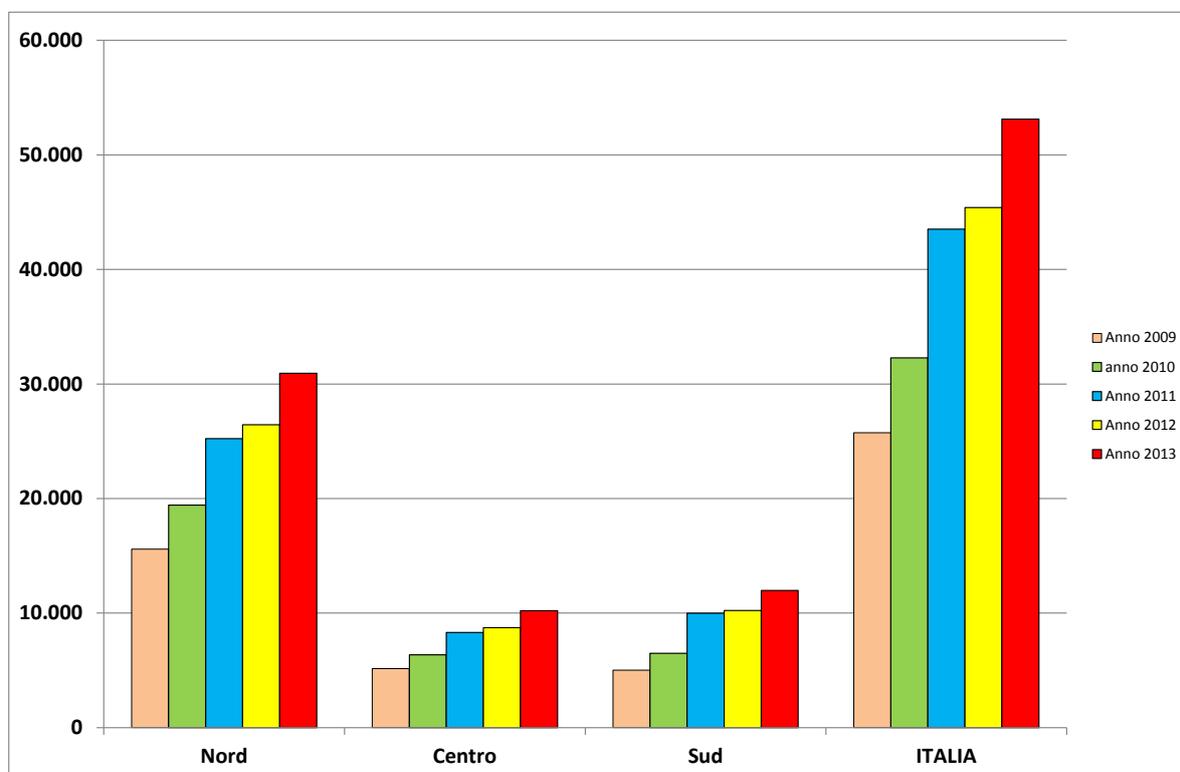


Tavola A1.27 – Numero di utenti MT connessi per l'intero anno alla rete, con impianti adeguati e peggio serviti, per circoscrizione, anno 2013

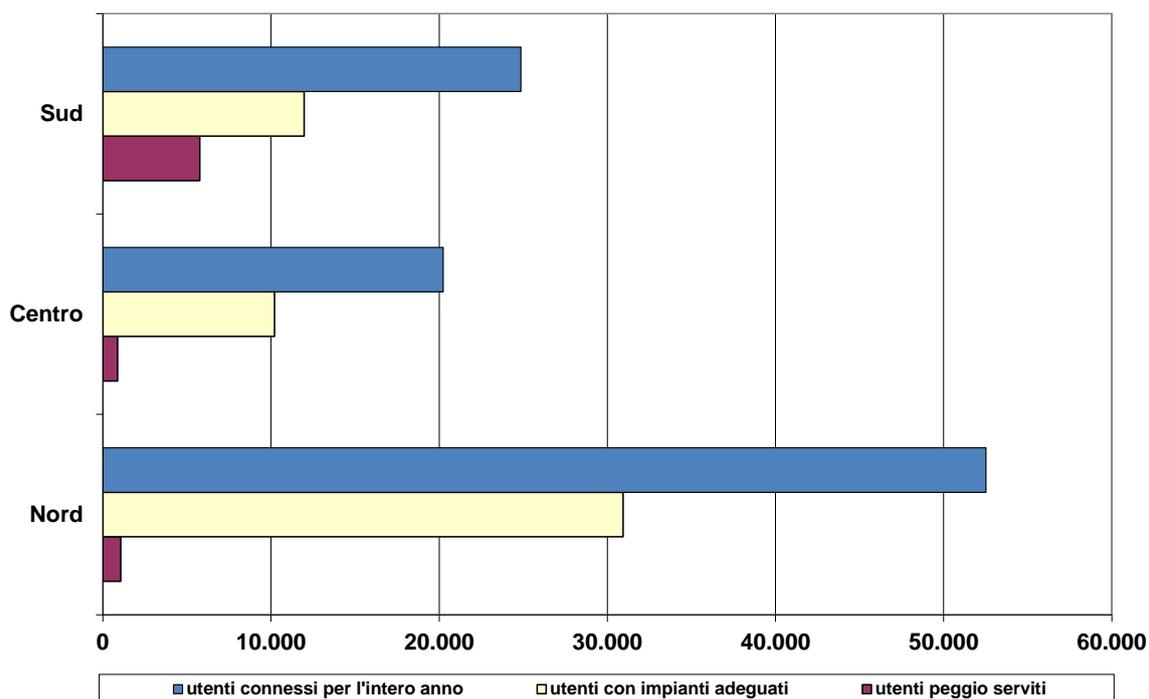


Tavola A1.28 – Corrispettivo Tariffario Specifico, periodo 2007-2013

Anno	CTS raccolto dalle imprese distributrici [M€]	CTS trattenuto [M€]	Eccedenza versata alla Cassa Conguaglio [M€]
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0

Tavola A1.29 – Penalità e indennizzi versati dalle imprese distributrici e Terna, periodo 2007-2013

Anno	Penalità per le imprese distributrici [M€]	Penalità per Terna [M€]	Corrisposte a utenti MT come indennizzo automatico [M€]	Eccedenza versata alla Cassa Conguaglio [M€]
2007	7,4	0,0	0,4	7,0
2008	8,2	0,0	0,9	7,3
2009	9,7	0,3	1,7	8,3
2010	14,4	0,5	4,1	10,8
2011	13,9	0,3	5,2	9,0
2012	6,3	0,0	2,9	3,4
2013	4,5	0,3	2,4	2,4

Tavola A1.30 – Incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici s (art. 42): numero e percentuale di utenti MT per fascia di interruzione

	2010		2011		2012		2013	
	Numero	Perc.	Numero	Perc.	Numero	Perc.	Numero	Perc.
>3s	1.112	1,3%	577	0,7%	746	0,8%	601	0,6%
2s-3s	1.525	1,8%	1.450	1,6%	1.294	1,4%	1.021	1,1%
s-2s	5.669	6,6%	5.025	5,7%	5.376	5,8%	5.159	5,4%
<s	78.006	90,4%	81.465	92,0%	84.775	92,0%	89.370	92,9%
Totale	86.312	100%	88.517	100%	92.191	100%	96.151	100%

Tavola A1.31 – Utenti MT serviti tramite punti di trasformazione su palo (PTP) che, al 28 febbraio 2014, hanno dato l'assenso alla trasformazione del proprio punto di consegna in BT, per circoscrizione (art. 43)

Circ.	N° di PTP esistenti al 31 dicembre 2013	N° di PTP che hanno dato l'assenso	Percentuale di PTP che hanno dato l'assenso
Nord	215	89	41%
Centro	5	2	40%
Sud	2.378	802	34%
ITALIA	2.598	893	34%

Tavola A1.32 – Utenti MT serviti tramite punti di trasformazione su palo (PTP) che, al 28 febbraio 2014, hanno dato l'assenso alla trasformazione del proprio punto di consegna in BT, Sud Italia (art. 43)

Regione	N° di PTP esistenti al 31 dicembre 2013	N° di PTP che hanno dato l'assenso	Percentuale di PTP che hanno dato l'assenso
Abruzzo	0	0	
Molise	0	0	
Campania	224	45	20%
Puglia	507	225	44%
Basilicata	25	9	36%
Calabria	311	89	29%
Sicilia	1.155	378	33%
Sardegna	156	56	36%

Tavola A1.33 – Interruzioni prolungate o estese:aggiornamento al 2013

Anno	Indennizzi agli utenti per superamento della durata massima delle interruzioni [M€]	Ammontare richiesto al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici [M€]	Ammontare richiesto al Fondo eventi eccezionali da Terna [M€]	Quota parte a carico delle imprese distributrici [M€]	Quota parte a carico di Terna [M€]	Ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici [M€]	Ammontare versato al Fondo eventi eccezionali da Terna [M€]
2009	4,2	3,5	0,0	0,6	0,0	4,0	5,6
2010	15,5	13,2	0,0	2,3	0,0	3,5	1,9
2011	21,6	18,4	0,0	3,2	0,0	4,3	0,9
2012	92,9	88,6	0,7	3,7	0,0	5,6	0,5
2013	38,8	28,6	1,4	4,2	4,5	5,5	4,0

Tavola A1.34 – Percentuale di utenti MT che subiscono interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse. Italia, anno 2013

		NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI																		
		0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12	≤ 13	≤ 14	≤ 15	≤ 16	≤ 17	≤ 18
Alta conc.	NORD	43%	70%	85%	92%	95%	97%	98%	98%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	CENTRO	34%	61%	77%	85%	91%	94%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	SUD	13%	32%	48%	59%	68%	76%	81%	84%	87%	90%	92%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	98%
	ITALIA	32%	56%	72%	81%	86%	90%	93%	94%	95%	96%	97%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%
Media conc.	NORD	32%	57%	72%	83%	88%	92%	94%	96%	97%	98%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%
	CENTRO	21%	43%	59%	71%	79%	86%	89%	92%	94%	96%	97%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%
	SUD	8%	19%	29%	39%	48%	55%	60%	66%	70%	74%	77%	80%	83%	86%	87%	89%	90%	92%	93%
	ITALIA	24%	44%	58%	69%	76%	81%	84%	87%	90%	92%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	98%	98%
Bassa conc.	NORD	23%	45%	61%	72%	80%	85%	89%	92%	94%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	100%
	CENTRO	13%	30%	44%	57%	67%	74%	81%	85%	88%	91%	93%	94%	96%	97%	97%	98%	98%	99%	99%
	SUD	7%	16%	27%	35%	44%	52%	58%	64%	70%	74%	77%	80%	83%	85%	87%	88%	90%	91%	92%
	ITALIA	18%	36%	51%	62%	70%	76%	81%	85%	88%	90%	92%	93%	95%	95%	96%	96%	97%	97%	98%

Tavola A1.35 – Percentuale di utenti MT che subiscono interruzioni transitorie di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse. Italia, anno 2013

		NUMERO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE																		
		0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12	≤ 13	≤ 14	≤ 15	≤ 16	≤ 17	≤ 18
Alta conc.	NORD	75%	87%	92%	95%	96%	98%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	CENTRO	63%	77%	83%	88%	91%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%
	SUD	47%	58%	66%	70%	74%	77%	79%	81%	83%	85%	87%	89%	90%	91%	92%	93%	94%	95%	95%
	ITALIA	64%	76%	82%	86%	88%	90%	91%	92%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	98%	98%	98%	98%
Media conc.	NORD	39%	59%	70%	76%	82%	85%	89%	91%	92%	93%	94%	95%	96%	97%	97%	98%	98%	98%	98%
	CENTRO	25%	40%	51%	59%	64%	70%	74%	78%	81%	83%	85%	87%	88%	90%	92%	93%	93%	94%	94%
	SUD	14%	22%	30%	36%	42%	47%	51%	56%	59%	62%	65%	67%	70%	72%	75%	76%	78%	80%	81%
	ITALIA	30%	45%	55%	62%	67%	72%	76%	79%	81%	83%	85%	86%	88%	89%	90%	91%	92%	92%	93%
Bassa conc.	NORD	28%	45%	58%	67%	73%	78%	82%	85%	87%	89%	90%	92%	92%	93%	94%	95%	95%	96%	96%
	CENTRO	13%	24%	32%	39%	47%	53%	58%	63%	66%	70%	74%	76%	78%	81%	83%	85%	86%	87%	89%
	SUD	8%	13%	18%	24%	29%	35%	40%	46%	50%	53%	56%	60%	62%	66%	68%	70%	72%	74%	76%
	ITALIA	21%	35%	45%	53%	60%	65%	69%	73%	76%	78%	80%	82%	84%	85%	87%	88%	89%	90%	91%

Appendice 2: Elementi di confronto europeo della continuità del servizio

Tavola A2.1 – Interruzioni senza preavviso: minuti persi per utente, (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)

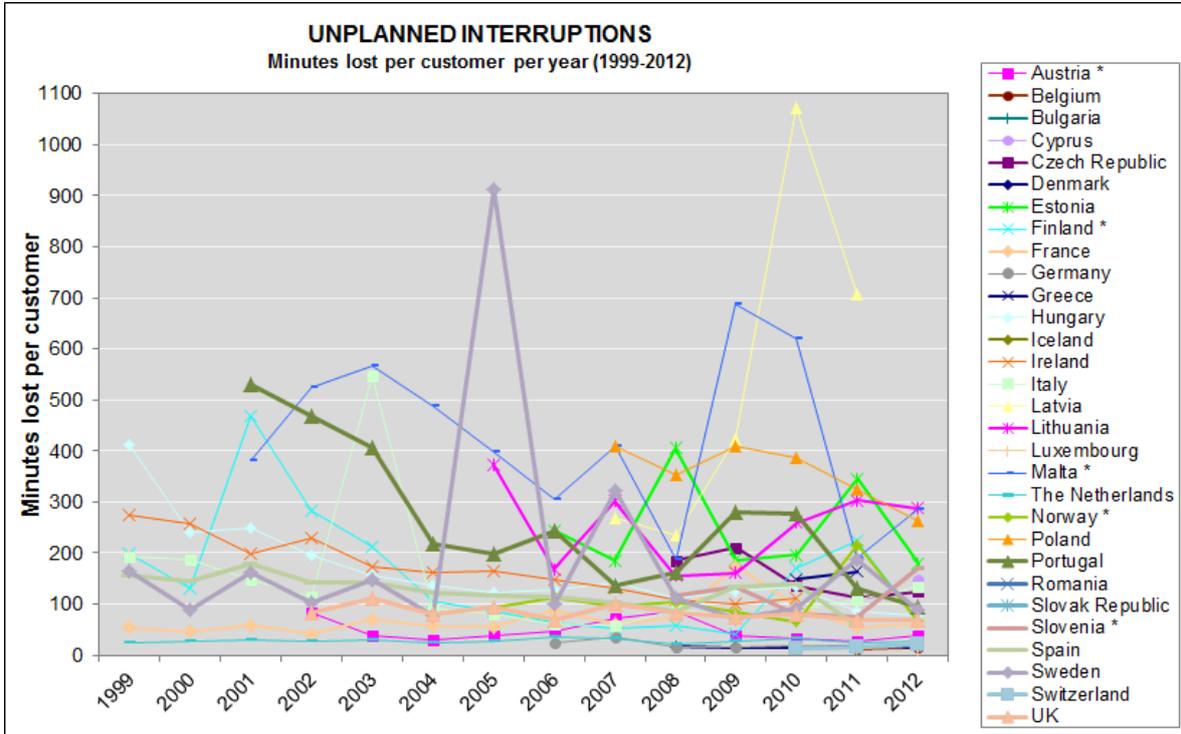


Tavola A2.2 – Interruzioni senza preavviso: numero di interruzioni per utente (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)

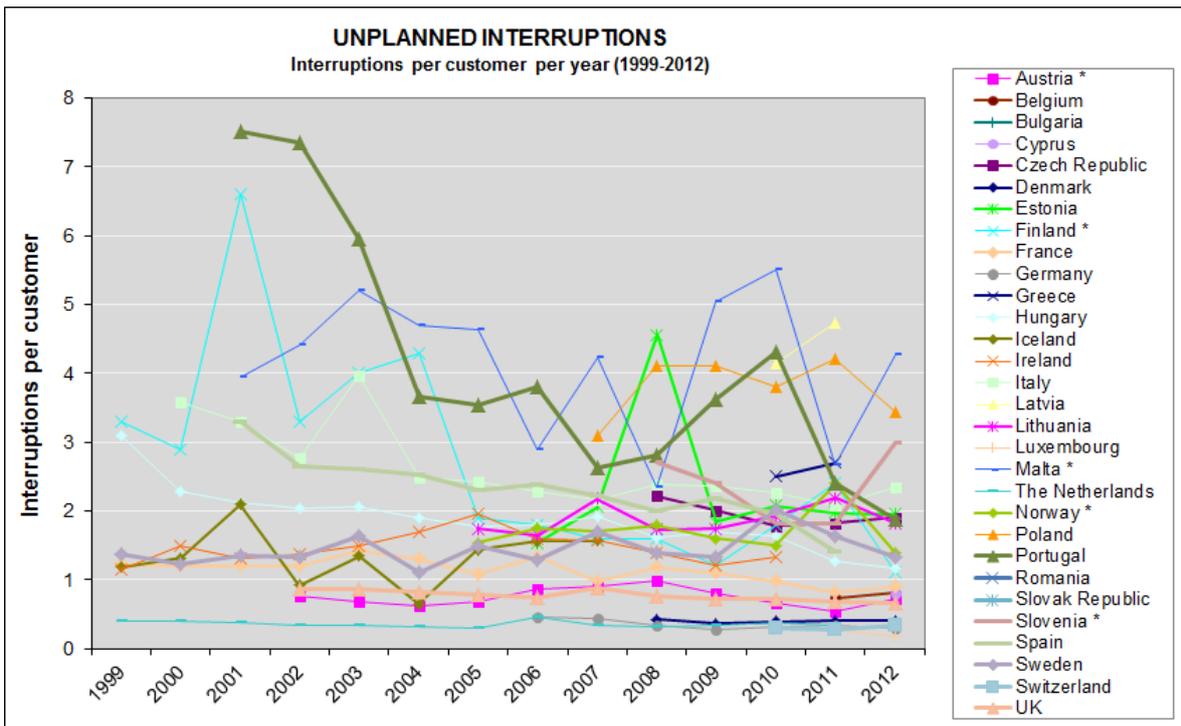


Tavola A2.3 – Interruzioni senza preavviso: minuti persi per utente, al netto degli eventi eccezionali (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)

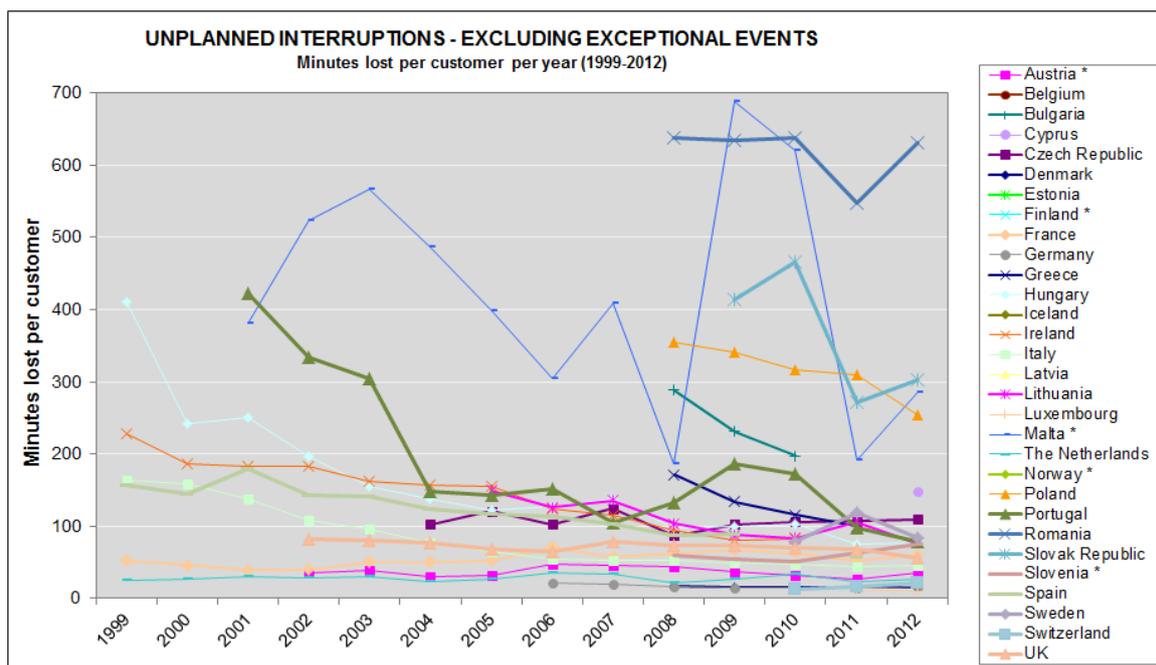


Tavola A2.4 – Interruzioni senza preavviso: numero di interruzioni per utente, al netto degli eventi eccezionali (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)

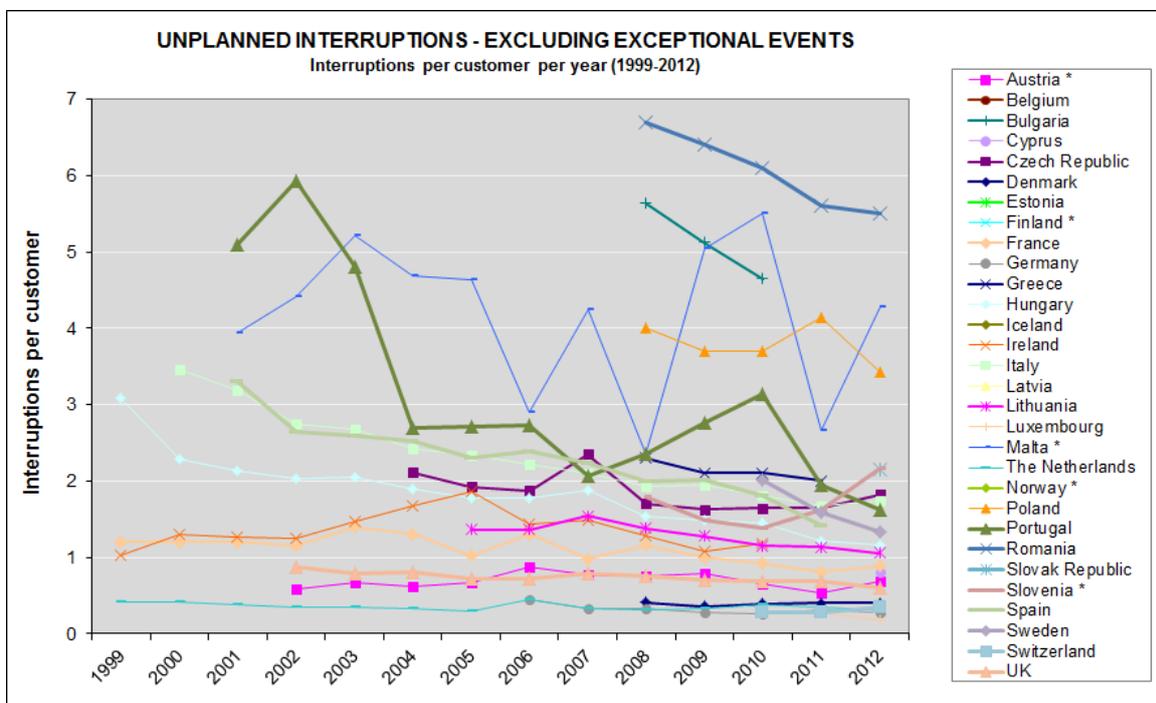


Tavola A2.5 – Interruzioni con preavviso: minuti persi per utente (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)

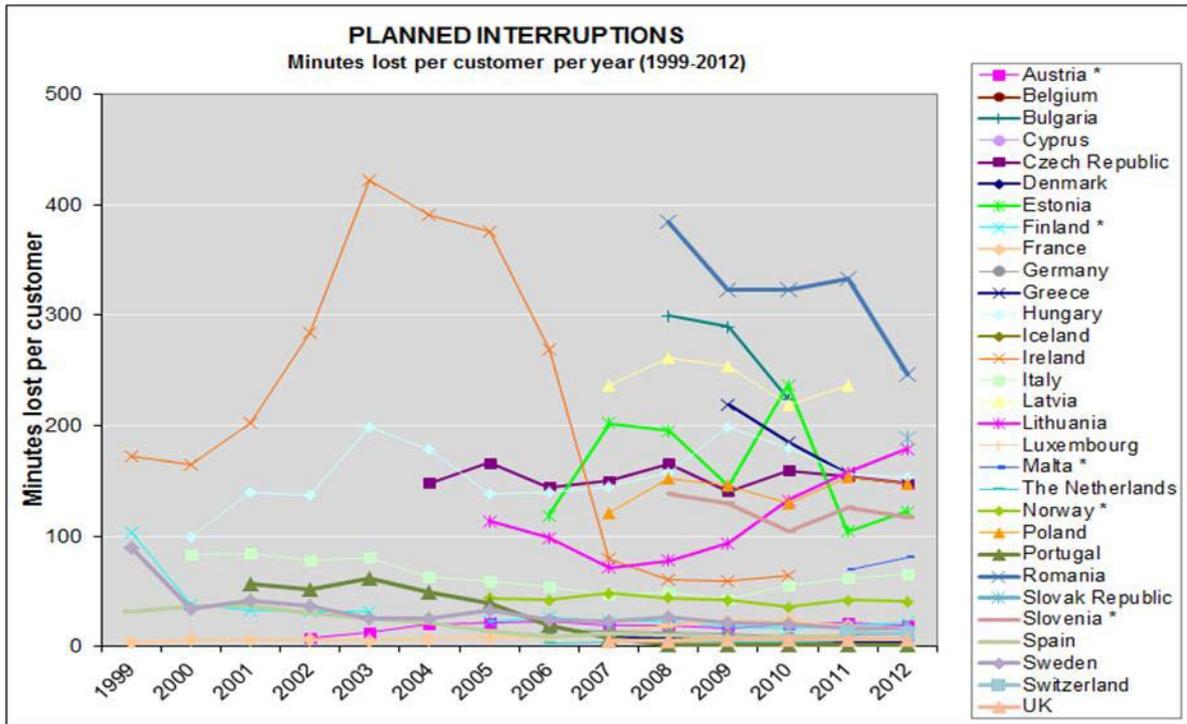
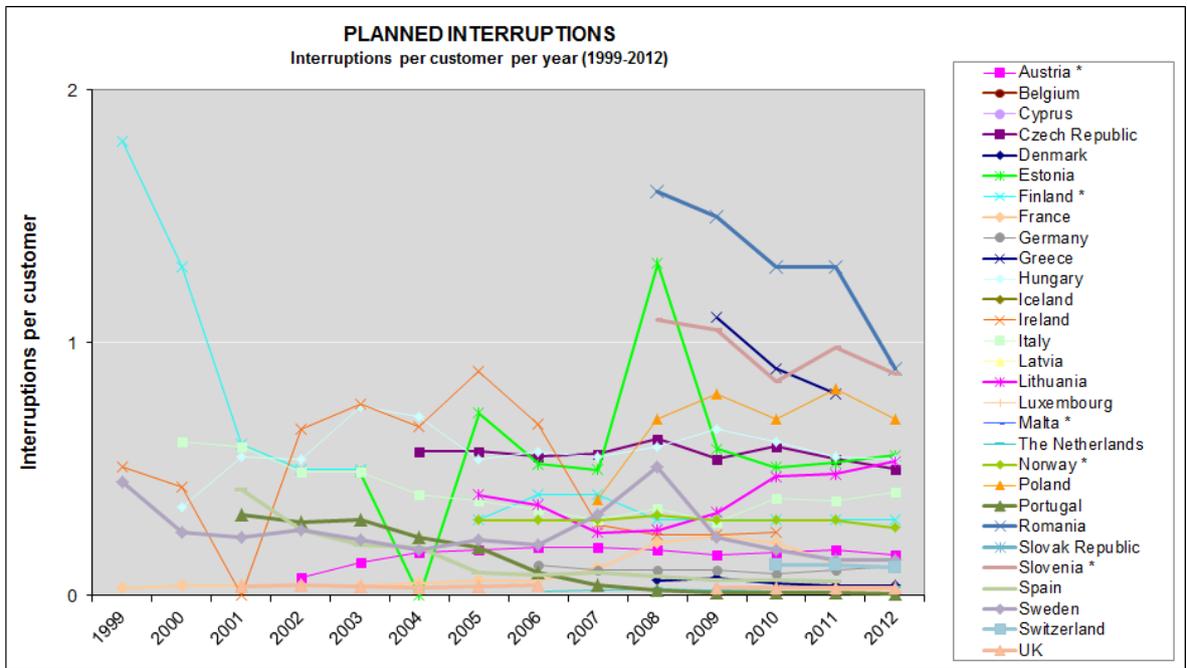


Tavola A2.6 – Interruzioni senza preavviso: numero di interruzioni per utente (fonte: CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply)



Appendice 3: Elementi quantitativi relativi alla qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Tavola A3.1 –Numero medio di buchi di tensione sulla rete in media tensione, ITALIA, anno 2012

ITALIA					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	38.8	7.2	1.1	0.5	0.1
70 - 80	15.6	4.0	0.3	0.1	0.0
40 - 70	19.9	5.9	0.5	0.1	0.0
5 - 40	6.7	2.2	0.2	0.0	0.0
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Tavola A3.2 –Numero medio di buchi di tensione sulla rete in media tensione, ITALIA, anno 2013

ITALIA					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	44.0	5.8	1.5	0.4	0.0
70 - 80	16.5	4.5	0.5	0.2	0.0
40 - 70	20.8	6.4	0.6	0.2	0.1
5 - 40	6.3	2.2	0.3	0.0	0.0
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Tavola A3.3 –Numero medio di buchi di tensione sulla rete in media tensione, per regione, anno 2013

Abruzzo					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	92.3	7.4	1.5	1.5	0.0
70 - 80	25.5	5.6	0.3	0.0	0.0
40 - 70	31.1	10.2	1.8	0.5	0.0
5 - 40	8.4	3.3	0.3	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Basilicata					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	101.1	13.9	14.1	1.6	0.0
70 - 80	26.2	9.4	8.4	1.0	0.0
40 - 70	40.3	19.5	6.5	1.8	0.0
5 - 40	10.4	7.8	4.5	0.4	0.0
1 - 5	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0

Calabria					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	114.1	10.3	1.7	0.4	0.0
70 - 80	50.9	16.6	0.3	0.6	0.0
40 - 70	50.2	16.2	0.6	0.1	0.1
5 - 40	8.6	8.2	0.7	0.0	0.0
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Campania					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	81.1	9.5	4.7	0.5	0.5
70 - 80	27.0	4.8	0.4	0.0	0.0
40 - 70	26.8	12.7	0.7	0.0	0.1
5 - 40	10.3	6.1	0.4	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Emilia Romagna					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	19.2	1.2	0.1	0.0	0.0
70 - 80	6.6	0.9	0.0	0.0	0.0
40 - 70	7.9	0.4	0.0	0.0	0.0
5 - 40	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Friuli Venezia Giulia					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	24.2	1.0	0.3	0.0	0.0
70 - 80	11.2	5.5	0.1	0.7	0.0
40 - 70	20.9	4.6	0.7	0.4	0.1
5 - 40	5.6	1.0	0.1	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Lazio					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	52.2	5.7	1.2	0.5	0.0
70 - 80	25.2	3.2	0.4	0.1	0.0
40 - 70	18.4	4.0	0.3	0.1	0.0
5 - 40	6.0	1.4	0.2	0.1	0.0
1 - 5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0

Liguria					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	61.3	3.1	0.3	0.1	0.0
70 - 80	19.9	1.5	0.3	0.0	0.0
40 - 70	30.6	1.3	0.7	0.1	0.0
5 - 40	9.6	1.0	0.4	0.0	0.0
1 - 5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0

Lombardia					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	25.0	1.0	0.1	0.0	0.0
70 - 80	7.7	1.3	0.0	0.0	0.0
40 - 70	12.6	1.5	0.2	0.2	0.1
5 - 40	4.0	0.2	0.0	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Marche					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	24.8	6.0	0.9	0.2	0.0
70 - 80	13.6	4.2	0.3	0.1	0.0
40 - 70	19.3	3.3	0.4	0.2	0.0
5 - 40	5.5	0.4	0.1	0.1	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Molise					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	38.6	10.8	2.2	1.0	0.0
70 - 80	8.3	7.3	0.0	0.3	0.0
40 - 70	14.0	6.4	1.6	1.0	1.3
5 - 40	1.6	0.0	0.3	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Piemonte					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	27.4	3.2	0.5	0.0	0.0
70 - 80	9.1	1.3	0.1	0.0	0.0
40 - 70	11.2	2.0	0.0	0.0	0.0
5 - 40	3.8	0.3	0.0	0.0	0.0
1 - 5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0

Puglia					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	43.8	9.0	1.2	0.3	0.0
70 - 80	14.0	7.7	0.2	0.0	0.0
40 - 70	21.5	11.3	0.5	0.0	0.0
5 - 40	3.3	1.8	0.3	0.0	0.0
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1

Sardegna					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	48.4	20.1	5.3	4.7	0.0
70 - 80	14.2	4.6	0.0	0.0	0.0
40 - 70	17.2	0.9	0.1	0.3	0.0
5 - 40	3.3	0.3	0.0	0.0	0.1
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Sicilia					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	116.1	17.4	3.6	1.3	0.1
70 - 80	40.8	21.0	3.4	2.4	0.0
40 - 70	50.3	33.1	1.4	0.2	0.0
5 - 40	14.5	12.4	0.8	0.0	0.1
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Toscana					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	24.6	5.7	0.1	0.1	0.0
70 - 80	14.0	0.8	0.0	0.0	0.0
40 - 70	20.2	1.2	0.2	0.2	0.0
5 - 40	9.3	0.3	0.1	0.0	0.0
1 - 5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Trentino Alto Adige					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	15.5	2.4	1.5	0.0	0.0
70 - 80	6.0	1.5	0.0	0.0	0.0
40 - 70	8.6	1.3	1.1	0.0	0.0
5 - 40	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Umbria					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	21.2	3.6	0.6	0.3	0.0
70 - 80	16.5	4.4	0.0	0.0	0.0
40 - 70	24.2	3.3	0.3	0.0	0.0
5 - 40	7.4	0.3	0.6	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Valle d'Aosta					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	21.8	3.1	1.6	1.6	0.0
70 - 80	9.9	5.2	0.0	0.0	0.0
40 - 70	6.8	0.5	0.0	0.0	0.0
5 - 40	4.2	0.5	0.0	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Veneto					
Tensione Residua (%)	Durata (ms)				
	20 - 200	200 - 500	500 - 1000	1000 - 5000	5000 - 60000
80 - 90	21.7	3.1	0.3	0.1	0.0
70 - 80	11.1	3.6	0.1	0.1	0.0
40 - 70	21.7	6.3	0.4	0.2	0.1
5 - 40	8.5	1.8	0.1	0.0	0.0
1 - 5	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0

Appendice 4: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

Tavola A4.1 – *Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, rimborsi (automatici dal 2000) pagati ai clienti, ammontare dei rimborsi, periodo 1997-2013*

Carta dei servizi			
	Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	Ammontare effettivamente pagato nell'anno [Milioni di €]
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
	Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	Ammontare effettivamente pagato nell'anno [Milioni di €]
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36

Tavola A4.2 - Standard specifici di qualità commerciale - clienti BT, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	20	giorni lavorativi	218.996	10,68	0,72%	2.613
Esecuzione di lavori semplici	15	giorni lavorativi	316.702	6,26	0,55%	6.032
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.462.250	0,85	0,23%	3.084
Disattivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	958.560	0,84	0,23%	1.414
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.771.469	0,09	0,26%	4.862
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	60.126	0,00	0,35%	117
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4	ore	91.073	1,53	1,39%	859
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	16.797	11,10	8,36%	1.318
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	6.729	5,77	1,19%	125
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.311	17,60	6,21%	78
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	441	40,46	6,95%	23

Tavola A4.3 - Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee - clienti BT non domestici, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10	giorni lavorativi	17.627	4,60	2,54%	373
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 44 kW e distanza massima di 20 metri dagli impianti di rete permanenti esistenti	5	giorni lavorativi	10.017	2,88	3,30%	471
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 44 kW e/o distanza massima superiore a 20 metri dagli impianti di rete permanenti esistenti	10	giorni lavorativi	2.220	3,96	0,58%	78

Tavola A4.4 - Standard specifici di qualità commerciale - clienti MT, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	40	giorni lavorativi	3.390	23,09	1,29%	51
Esecuzione di lavori semplici	30	giorni lavorativi	495	15,73	1,10%	7
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.826	3,11	2,06%	41
Disattivazione della fornitura	7	giorni lavorativi	2.270	4,79	1,98%	53
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	2.703	0,86	6,06%	184
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	934	0,00	0,21%	2
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	346	11,95	4,71%	15
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	54	3,04	0,00%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	40	18,28	2,48%	3
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	1	4,00	0,00%	0

Tavola A4.5 - Standard specifici di qualità commerciale - produttori BT, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	715	9,95	1,84%	16
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	212	4,85	0,68%	4
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.187	17,24	4,21%	35
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	549	36,76	6,03%	18

Tavola A4.6 - Standard specifici di qualità commerciale - produttori MT, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	135	12,21	1,77%	1
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	46	5,09	0,59%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	11	18,09	1,32%	2
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	2	7,50	0,00%	0

Tavola A4.7 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2013, clienti BT domestici, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

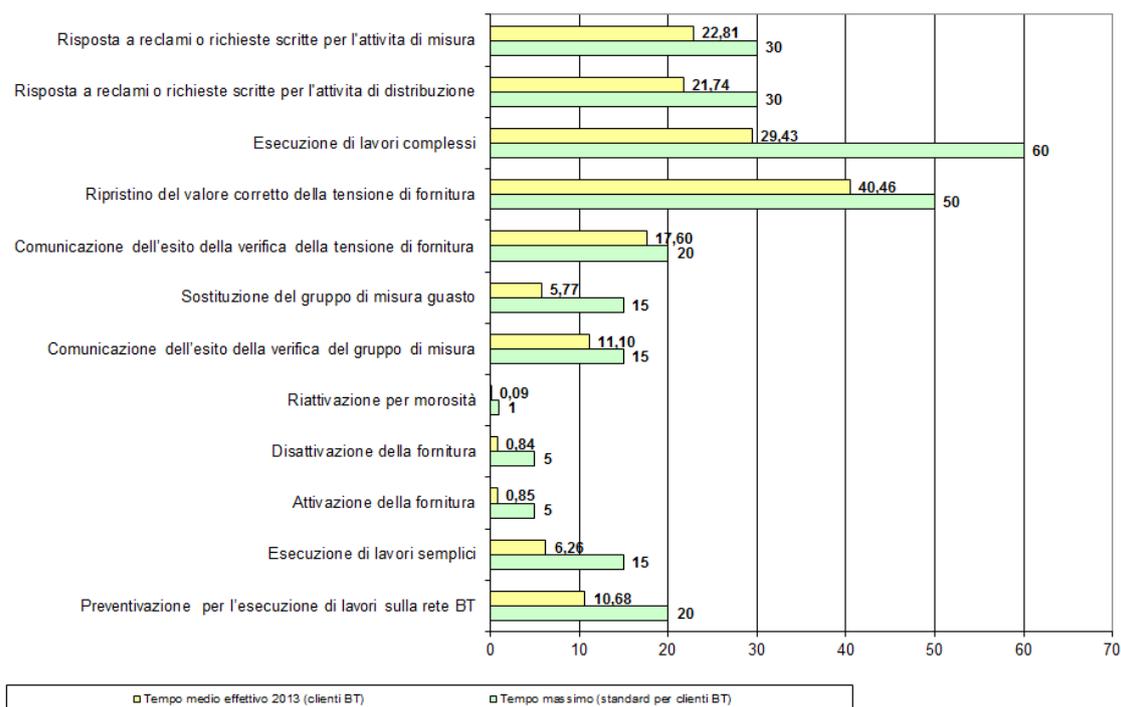


Tavola A4.8 - Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi, anno 2013, clienti BT non domestici, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

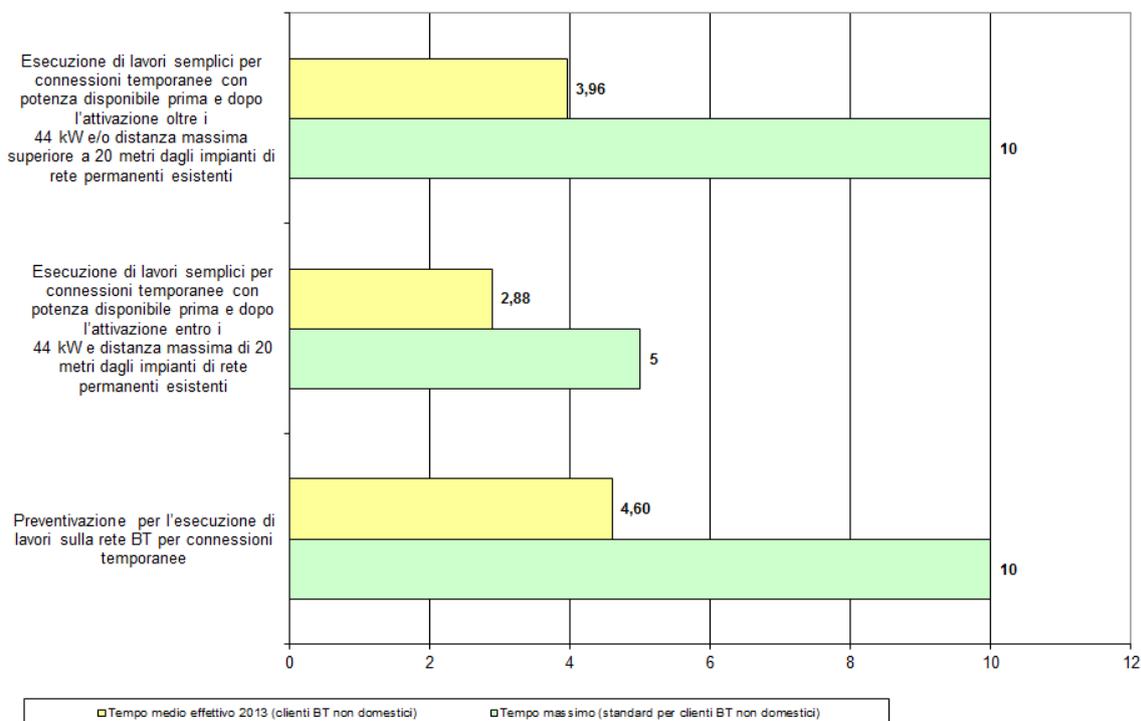


Tavola A4.9 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2013, clienti MT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

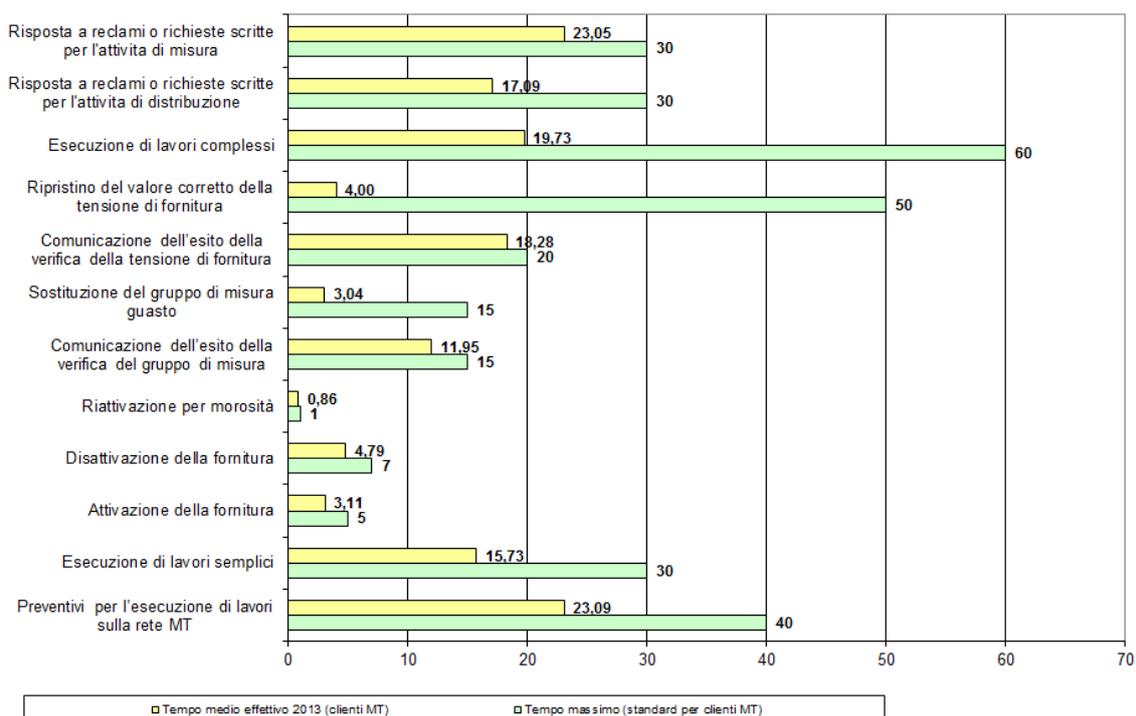


Tavola A4.10 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2013, produttori BT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

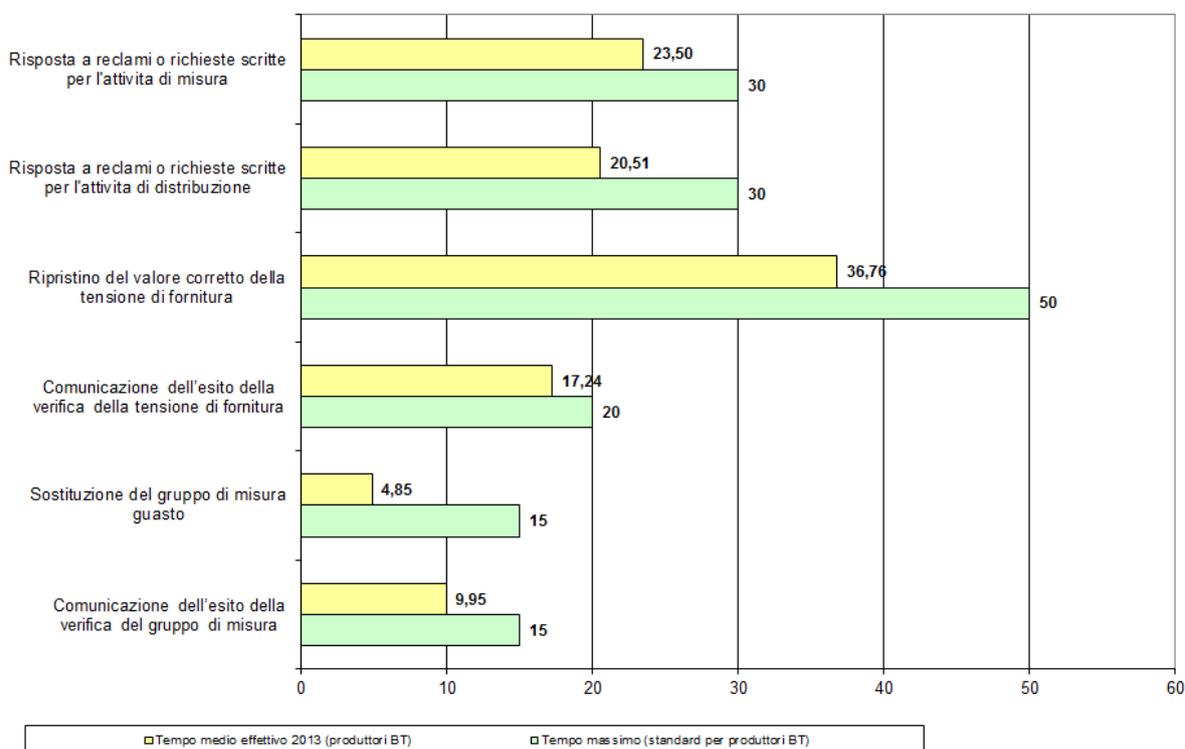


Tavola A4.11 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2013, produttori MT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

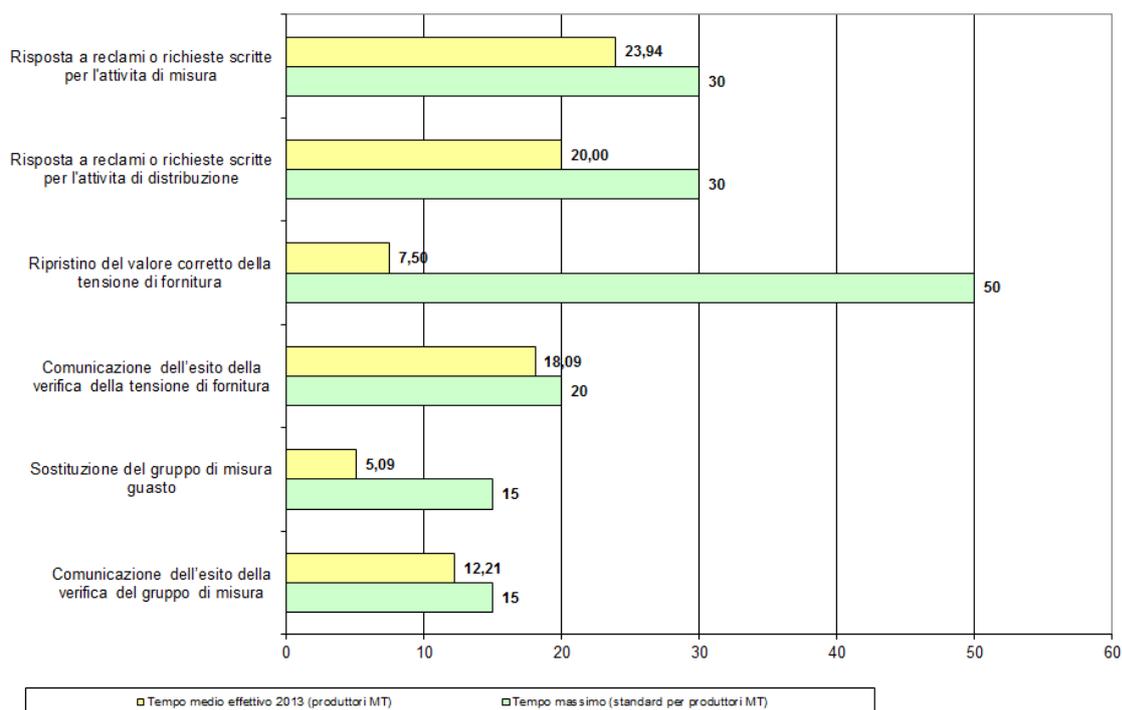


Tavola A4.12 - Esecuzione di lavori complessi per clienti finali BT - standard: 60 giorni lavorativi nell'85% dei casi, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Anno	N° annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% Fuori standard
2008	91.974	43,88	8,46%
2009	70.506	30,64	1,54%
2010	64.391	30,37	1,70%
2011	57.850	31,22	1,80%
2012	51.258	29,88	0,93%
2013	46.073	29,43	1,01%

Tavola A4.13 - Esecuzione di lavori complessi per clienti finali MT - standard: 60 giorni lavorativi nell'85% dei casi, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Anno	N° annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% Fuori standard
2008	2.982	44,07	10,15%
2009	1.962	22,44	1,46%
2010	1.803	22,08	1,37%
2011	1.751	22,62	1,87%
2012	1.664	21,97	1,31%
2013	1.474	19,73	0,87%

Tavola A4.14 - Prestazioni soggette ad indennizzo automatico per i venditori, anno 2013, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Prestazione	Std Autorità	Unità	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	% mancato rispetto dello standard	Numero di indennizzi automatici
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	giorni lavorativi	9.186	7,65	5,34%	715
Richiesta altri dati tecnici	15	giorni lavorativi	57.030	11,46	2,24%	1.308

Tavola A4.15 – Indennizzi automatici per prestazioni richieste dai clienti finali BT per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica, anni 2011 - 2013

Prestazione	Std.	ANNO 2011			ANNO 2012			ANNO 2013		
		Numero annuo di richieste	Tempo medio di effettivo	Numero di indennizzi automatici	Numero annuo di richieste	Tempo medio di effettivo	Numero di indennizzi automatici	Numero annuo di richieste	Tempo medio di effettivo	Numero di indennizzi automatici
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lav.	314.568	10,03	2.633	304.282	10,18	1.866	218.996	10,68	2.613
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lav.	333.899	7,03	1.018	255.080	6,81	783	316.702	6,26	6.032
Attivazione della fornitura	5 gg lav.	1.400.611	1,02	2.384	1.424.495	0,95	3.071	1.462.250	0,85	3.084
Disattivazione della fornitura	5 gg lav.	827.116	1,06	1.735	905.822	1,00	1.899	958.560	0,84	1.414
Riattivazione per morosità	1 gg fer.	1.257.649	0,11	4.063	1.627.357	0,10	3.365	1.771.469	0,09	4.862
Verifica gruppo di misura	15 gg lav.	14.115	7,65	165	18.555	8,54	132			
Verifica tensione	30 gg lav.	1.836	22,30	51	2.310	21,89	46			
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	57.254	0,00	116	58.977	0,00	283	60.126	0,00	117
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 / 4 ore	88.324	1,54	953	83.104	1,54	657	91.073	1,53	859
Comunicazione dell’esito della verifica del gruppo di misura	15 gg lav.							16.797	11,10	1.318
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 gg lav.							6.729	5,77	125
Comunicazione dell’esito della verifica della tensione di fornitura	20 gg lav.							1.311	17,60	78
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 gg lav.							441	40,46	23

Appendice 5: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Tavola A5.1 – Energia Non Fornita di Riferimento soggetta a regolazione premi-penalità - RTN storica (MWh)

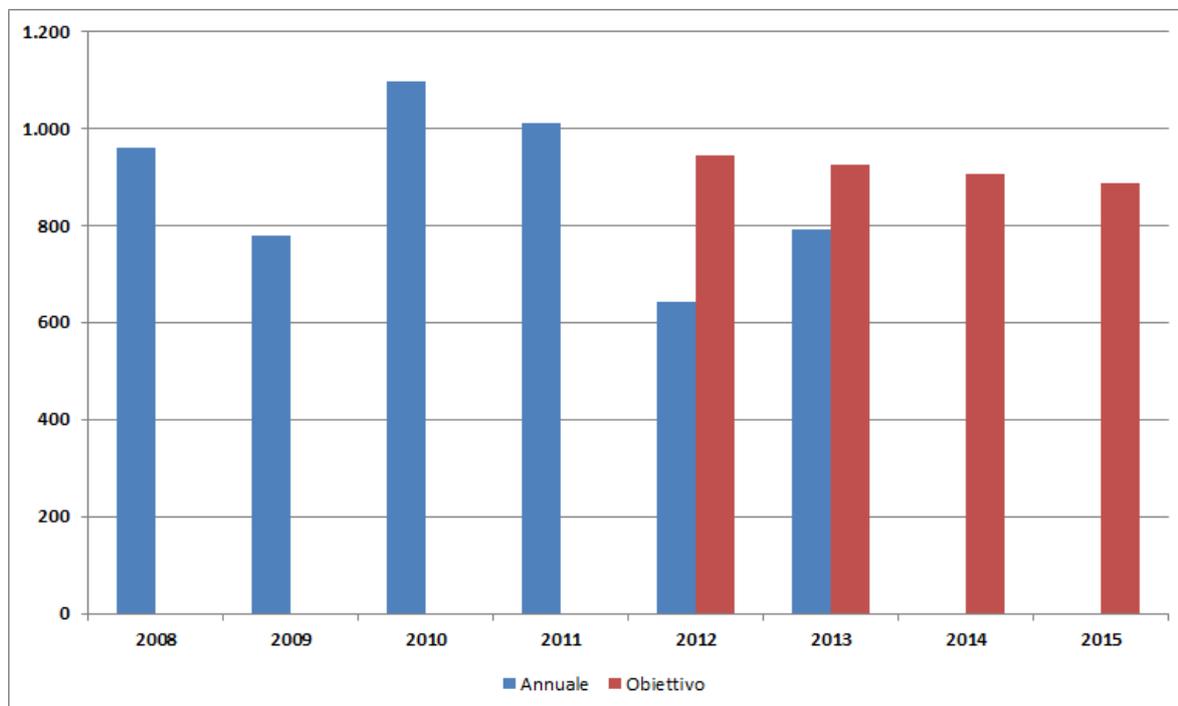


Tavola A5.2 – Energia Non Fornita di Riferimento soggetta a regolazione premi-penalità - RTN Telat (MWh)

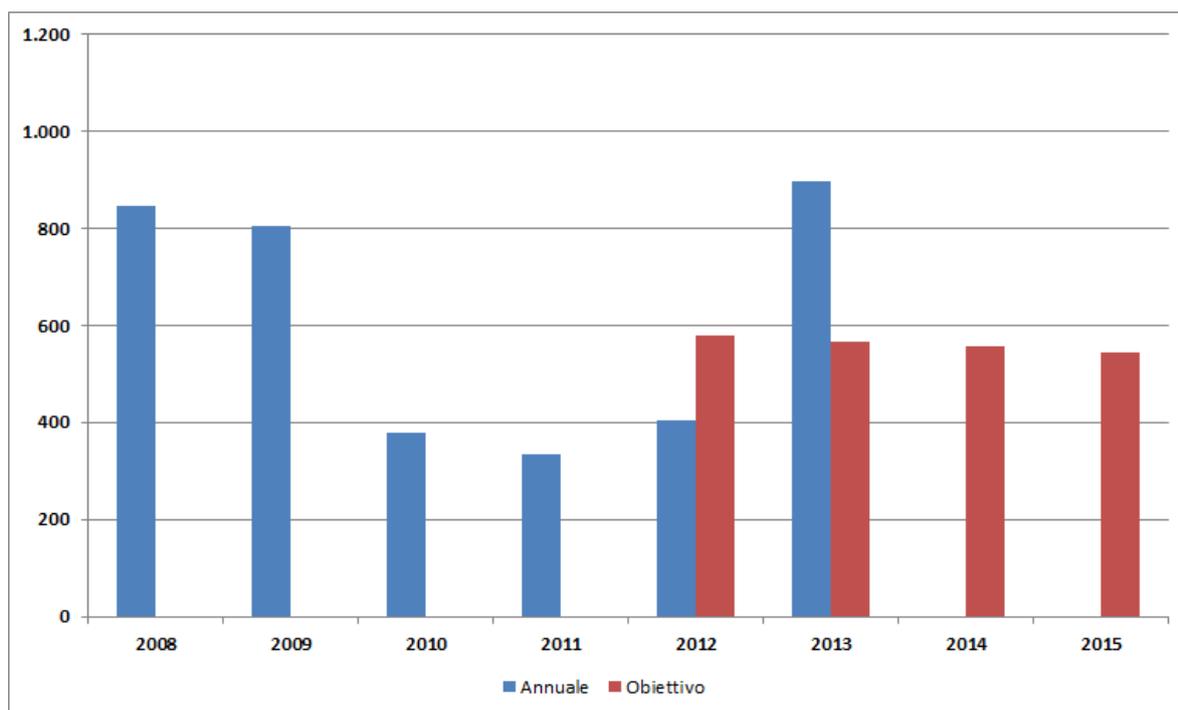


Tavola A5.3 – Energia Non Fornita di Riferimento soggetta a regolazione premi-penalità - RTN storica + RTN Telat (MWh)

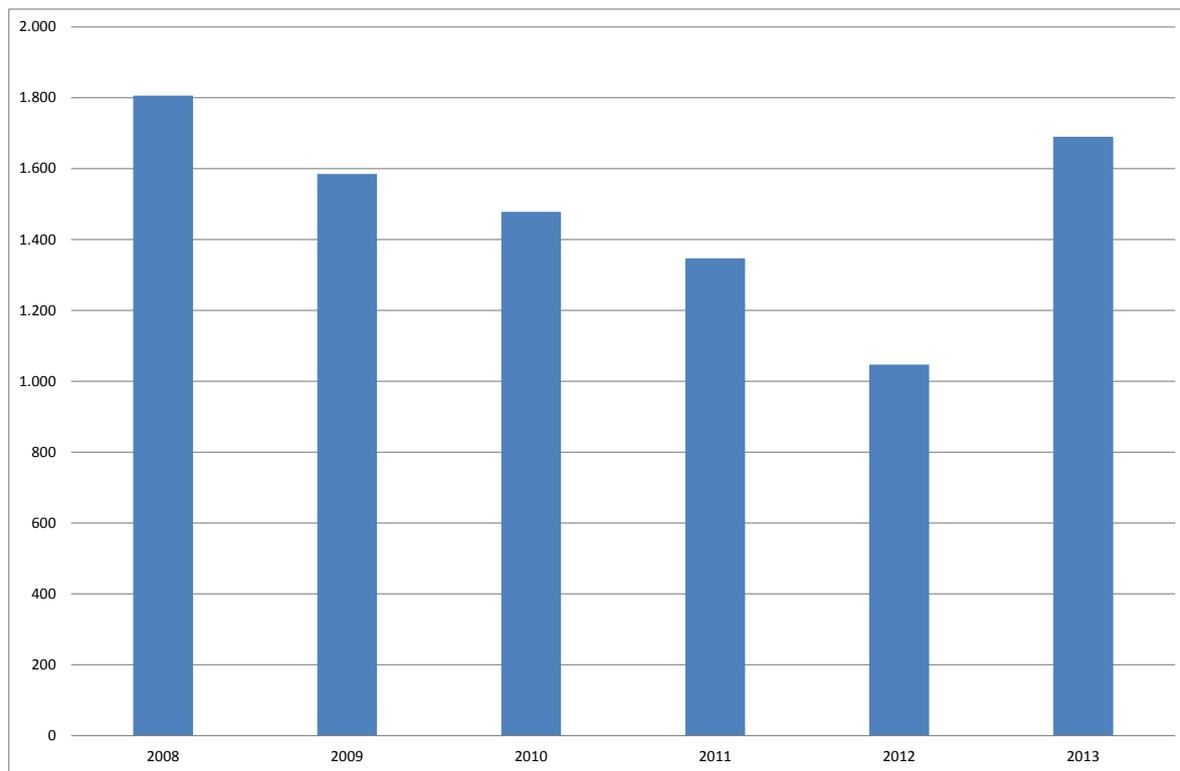


Tavola A5.4 – Energia Non Fornita di Riferimento soggetta a regolazione premi-penalità - RTN storica, per cause di interruzione (MWh)

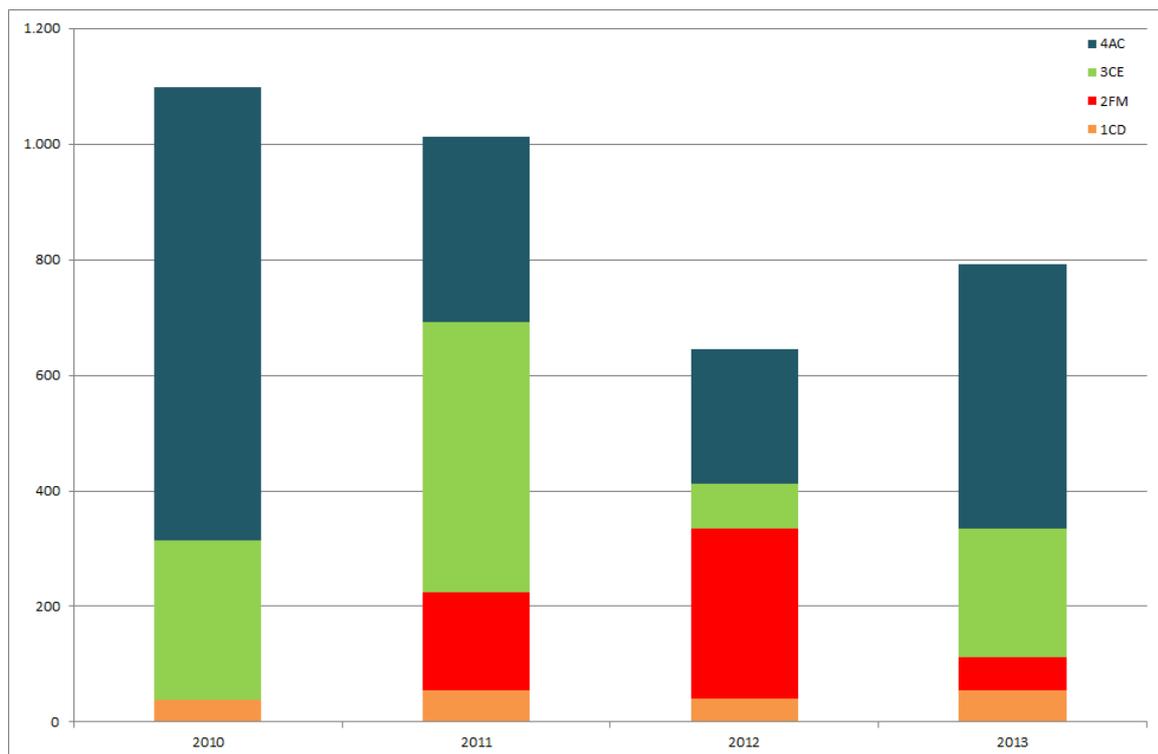
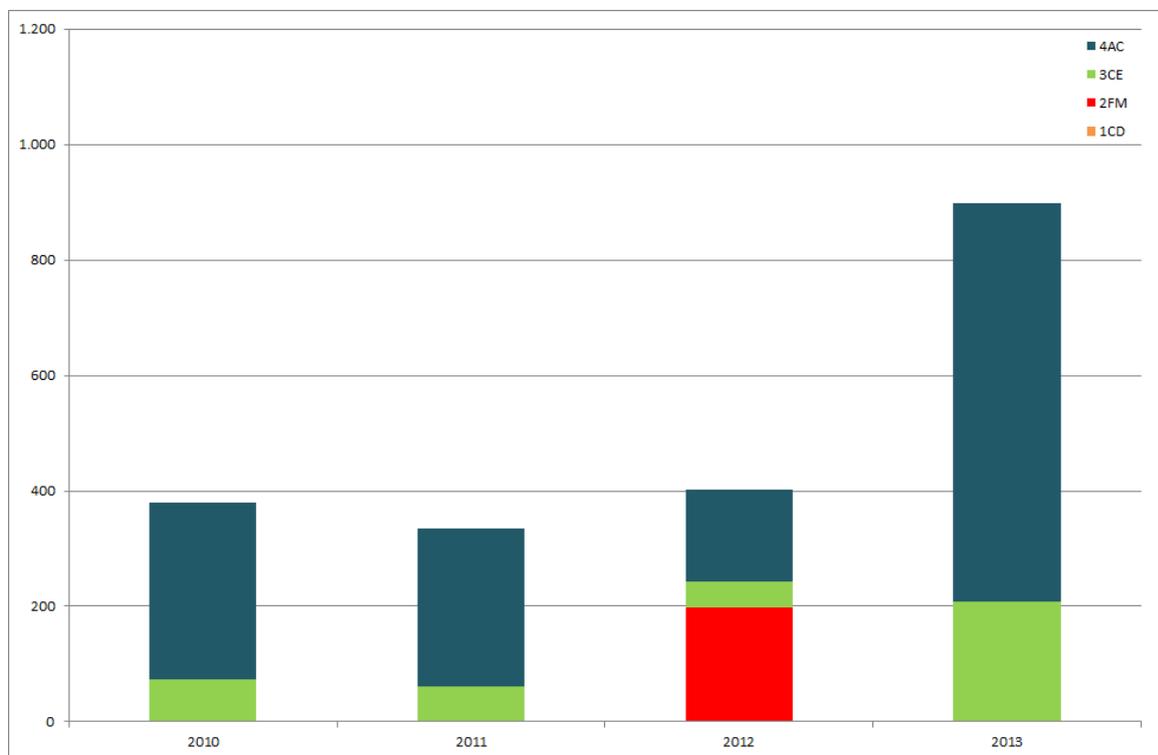


Tavola A5.5 – Energia Non Fornita di Riferimento soggetta a regolazione premi-penalità - RTN Telat, per cause di interruzione (MWh)



4AC = interruzioni di responsabilità di Terna
 3CE = interruzioni di responsabilità di terzi (cause esterne)
 2FM = interruzioni dovute a forza maggiore
 1CD = interruzioni dovute a insufficienza di risorse

Tavola A5.6 – Energia Non Fornita totale per cause di disalimentazioni ordinarie e incidenti rilevanti - RTN storica (MWh)

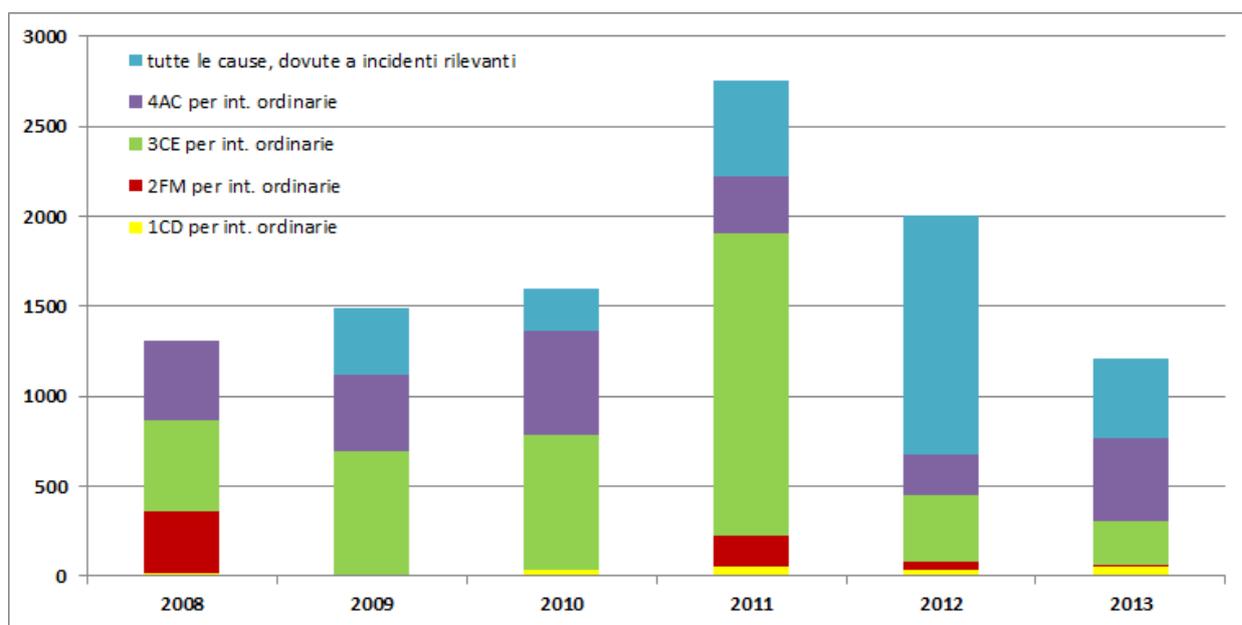


Tavola A5.7 – Energia Non Fornita totale per cause di disalimentazioni ordinarie e incidenti rilevanti - RTN Telat (MWh)

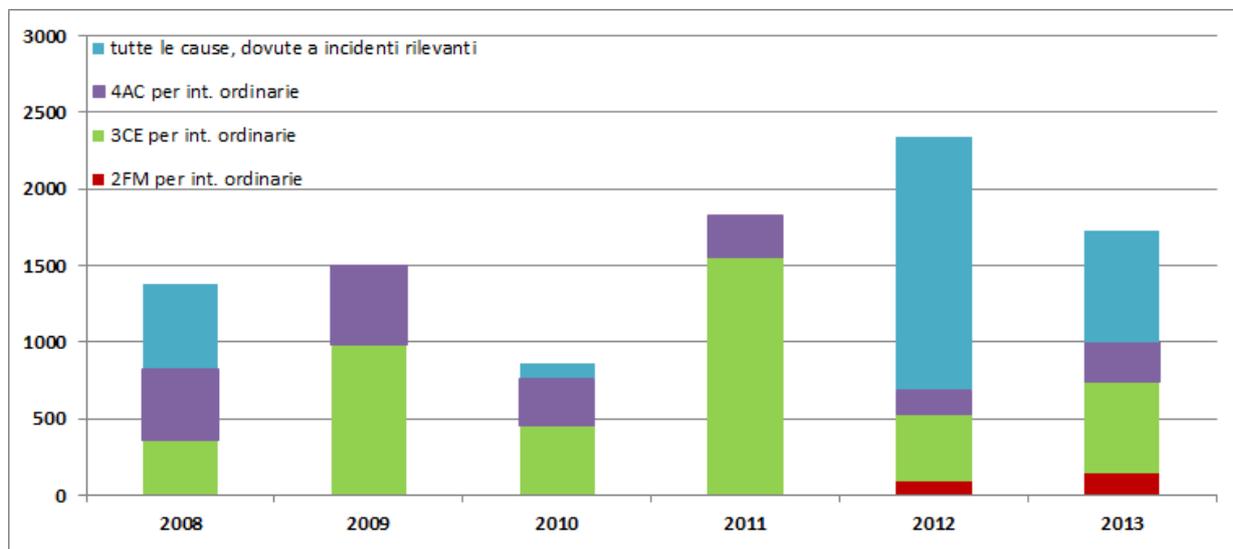


Tavola A5.8 – Energia Non Fornita - RTN storica, anni 2010-2013 (MWh)

CLASSIFICAZIONE DELLE INTERRUZIONI - CAUSE E ORIGINE				ENS_LORDA (MWh)				ENS_NETTA (CABINE PRIMARIE) (MWh)				ENS (UTENZA AT) (MWh)				CONTROALIMENTAZIONE DA RETE MT (MWh)				CONTROALIMENTAZIONE DA RETE MT E RENUMERATA (SERVIZI DI MITIGAZIONE) (MWh)				ENSR (MWh)				
1° livello - AEEG		2° Livello - AEEG		VALORIZZA ENSR TERNA	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
1CD	Insufficienza Risorse	10P	PESSE con preavviso	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10R	Reti estere (circostanze incluse)	si	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10E	Reti estere (circostanze escluse)	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10I	Servizi di interrompibilità e riduzione prelievi per la sicurezza	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		20D	Dispacciamento - sistemi di difesa	si	39,72	54,44	39,89	54,42	39,30	54,44	39,89	54,42	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,72	54,44	39,89	54,42
2FM	Forza Maggiore	30E	Eventi Catastrofici	no	0,00	0,00	4,96	0,00	0,00	0,00	2,92	0,00	0,00	0,00	2,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30R	Eventi meteorologici eccezionali su rete RTN 2008	si	0,00	290,72	2.076,42	221,97	0,00	168,59	486,88	74,68	0,00	0,60	462,86	0,00	0,00	121,53	1.126,68	147,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	169,19	294,30	57,45
		30T	Eventi meteorologici eccezionali su rete RTN Telat	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30I	Eventi meteorologici eccezionali su altre reti	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30S	Sospensione/posticipazione delle operazioni di ripristino	no	0,00	0,00	0,00	221,56	0,00	0,00	0,00	184,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3CE	Cause esterne	40I	Altre reti non RTN	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		50U	Utente origine della disalimentazione	no	125,87	395,05	211,08	603,09	123,22	329,36	112,28	106,21	2,65	9,43	0,46	2,24	0,00	56,26	98,34	494,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		50S	Utente Radiale sotteso a utente origine della disalimentazione	no	36,93	99,11	653,85	472,28	31,73	10,23	324,56	40,77	5,20	6,78	12,95	18,54	0,00	82,10	316,34	412,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		60I	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente indirettamente connesso	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		60R	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente connesso a rete RTN 2008	si	258,19	635,26	194,29	344,02	104,03	618,27	176,70	20,71	154,16	17,01	3,96	22,83	0,00	0,00	13,63	300,48	0,00	0,00	0,00	0,00	258,19	466,06	76,17	42,69
		60T	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente connesso a rete Telat	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		70R	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete RTN 2008	si	16,52	3,20	58,80	292,35	0,70	0,00	1,81	209,68	15,82	3,20	0,00	12,27	0,00	0,00	56,99	70,40	0,00	0,00	0,00	0,00	16,52	3,20	1,81	179,68
		70T	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete Telat	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		70I	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su altre reti	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		80T	Terzi	no	0,00	82,83	138,53	3,88	0,00	81,13	0,00	0,88	0,00	1,70	138,53	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4AC	Altre cause	100	Trasmissione RTN - Meccaniche	si	566,69	317,04	101,59	434,59	479,85	83,76	12,28	120,23	27,34	44,84	11,88	29,70	59,50	188,44	77,43	284,66	0,00	170,10	74,30	19,25	479,60	132,50	24,16	149,93
		200	Trasmissione RTN - Elettriche	si	264,78	113,47	95,27	139,18	114,94	79,30	34,38	99,78	1,84	4,36	13,56	26,90	148,00	29,81	47,33	12,50	148,00	11,36	19,04	0,00	111,34	83,66	47,94	126,68
		300	Trasmissione RTN - Ambientali	si	213,36	179,88	553,32	254,68	121,51	81,85	86,59	115,05	23,22	6,09	26,79	45,99	68,63	91,94	439,94	93,64	15,48	17,15	310,17	66,74	144,41	87,94	105,39	160,28
		400	Trasmissione RTN - Esercizio	si	48,38	24,33	77,42	21,89	44,39	20,43	53,28	19,27	3,74	0,71	1,10	1,86	0,25	3,19	23,04	0,76	0,25	3,19	9,25	0,00	48,13	15,42	54,38	21,13
5DP	Disalimentazioni Programmate	500	Disalimentazioni programmate di tipo indifferibile	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		550	Interruzioni per azioni programmate ai fini della sicurezza con preavviso di almeno 3 gg lavorativi	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totale					1.570,44	2.195,35	4.205,42	3.063,91	1.059,67	1.527,36	1.331,57	1.045,83	234,39	94,72	674,13	160,33	276,38	573,27	2.199,72	1.857,75	163,73	201,80	412,76	85,99	1.097,91	1.012,41	644,04	792,26

Tavola A5.9 – Energia Non Fornita - RTN Telat, anni 2010-2013 (MWh)

CLASSIFICAZIONE DELLE INTERRUZIONI - CAUSE E ORIGINE			ENS_LORDA (MWh)				ENS_NETTA (CABINE PRIMARIE) (MWh)				ENS (UTENZA AT) (MWh)				CONTROALIMENTAZIONE DA RETE MT (MWh)				CONTROALIMENTAZIONE DA RETE MT E RENUMERATA (SERVIZI DI MITIGAZIONE) (MWh)				ENSR (MWh)					
1° livello - AEEG	2° Livello - AEEG	VALORIZZA ENSR TELAT	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013		
1CD	Insufficienza Risorse	10P	PESSE con preavviso	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		10R	Reti estere (circostanze incluse)	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10E	Reti estere (circostanze escluse)	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10I	Servizi di interrompibilità e riduzione prelievi per la sicurezza***	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		20D	Dispacciamento - sistemi di difesa	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2FM	Forza Maggiore	30E	Eventi Catastrofici	no	0,00	0,00	569,80	141,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	569,80	141,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30R	Eventi meteorologici eccezionali su rete RTN 2008	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30T	Eventi meteorologici eccezionali su rete RTN Telat	si	0,00	0,73	1.318,26	0,00	0,00	0,73	168,53	0,00	0,00	0,00	313,39	0,00	0,00	0,00	836,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	197,73	0,00
		30I	Eventi meteorologici eccezionali su altre reti	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		30S	Sospensione/posticipazione delle operazioni di ripristino	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3CE	Cause esterne	40I	Altre reti non RTN	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		50U	Utente origine della disalimentazione	no	195,59	84,26	899,26	585,85	176,81	44,70	68,14	185,49	18,78	32,68	748,96	134,51	0,00	6,88	82,16	265,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		50S	Utente Radiale sotteso a utente origine della disalimentazione	no	103,52	1.072,87	73,23	906,02	33,51	47,85	54,93	54,31	70,01	1.007,52	18,21	12,85	0,00	17,50	0,09	838,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		60I	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente indirettamente connesso	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		60R	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente connesso a rete RTN 2008	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		60T	Utente coinvolto da disalimentazione con origine su utente connesso a rete Telat	si	69,06	75,00	81,92	49,83	67,94	50,62	68,05	24,55	1,12	1,71	3,33	7,50	0,00	22,67	10,54	17,78	0,00	0,00	0,00	0,00	68,63	52,33	41,58	32,05
		70R	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete RTN 2008	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		70T	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete Telat	si	4,94	7,18	17,99	175,30	4,94	0,73	3,40	9,35	0,00	6,45	0,00	165,95	0,00	0,00	14,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,94	7,18	3,40	175,30
		70I	Danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su altre reti	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		80T	Terzi	no	0,00	5,09	160,39	0,00	0,00	3,91	160,39	0,00	0,00	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4AC	Altre cause	100	Trasmissione RTN - Meccaniche	si	467,71	642,62	81,35	1.810,95	90,27	89,25	16,52	761,06	86,72	5,73	0,98	34,95	290,72	547,64	63,85	1.014,94	290,72	534,35	0,00	162,39	176,99	94,98	17,50	498,45
		200	Trasmissione RTN - Elettriche	si	38,28	12,48	1,39	0,00	4,05	0,24	1,39	0,00	34,23	1,93	0,00	0,00	0,00	10,31	0,00	0,00	0,00	10,31	0,00	0,00	38,28	2,17	1,39	0,00
		300	Trasmissione RTN - Ambientali	si	257,97	230,84	233,44	1.416,30	71,85	162,31	109,00	169,02	13,24	14,59	32,99	16,46	172,88	53,94	91,45	1.230,82	0,11	9,19	64,56	1.105,27	85,09	176,90	135,75	185,46
		400	Trasmissione RTN - Esercizio	si	6,03	1,08	5,18	63,48	5,06	0,79	3,26	6,58	0,97	0,29	1,92	0,09	0,00	0,00	0,00	56,81	0,00	0,00	0,00	54,66	6,03	1,08	5,18	6,67
5DP	Disalimentazioni Programmate	500	Disalimentazioni programmate di tipo indifferibile	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		550	Interruzioni per azioni programmate ai fini della sicurezza con preavviso di almeno 3 gg lavorativi	no	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totale				1.143,10	2.132,15	3.442,21	5.149,25	454,43	401,13	653,61	1.210,36	225,07	1.072,08	1.689,58	513,83	463,60	658,94	1.099,02	3.425,06	290,83	553,85	64,56	1.322,32	379,96	335,37	402,53	897,94	

Tavola A5.10 – Energia Non Fornita - RTN storica, anni 2010-2013, tutte le cause (MWh)

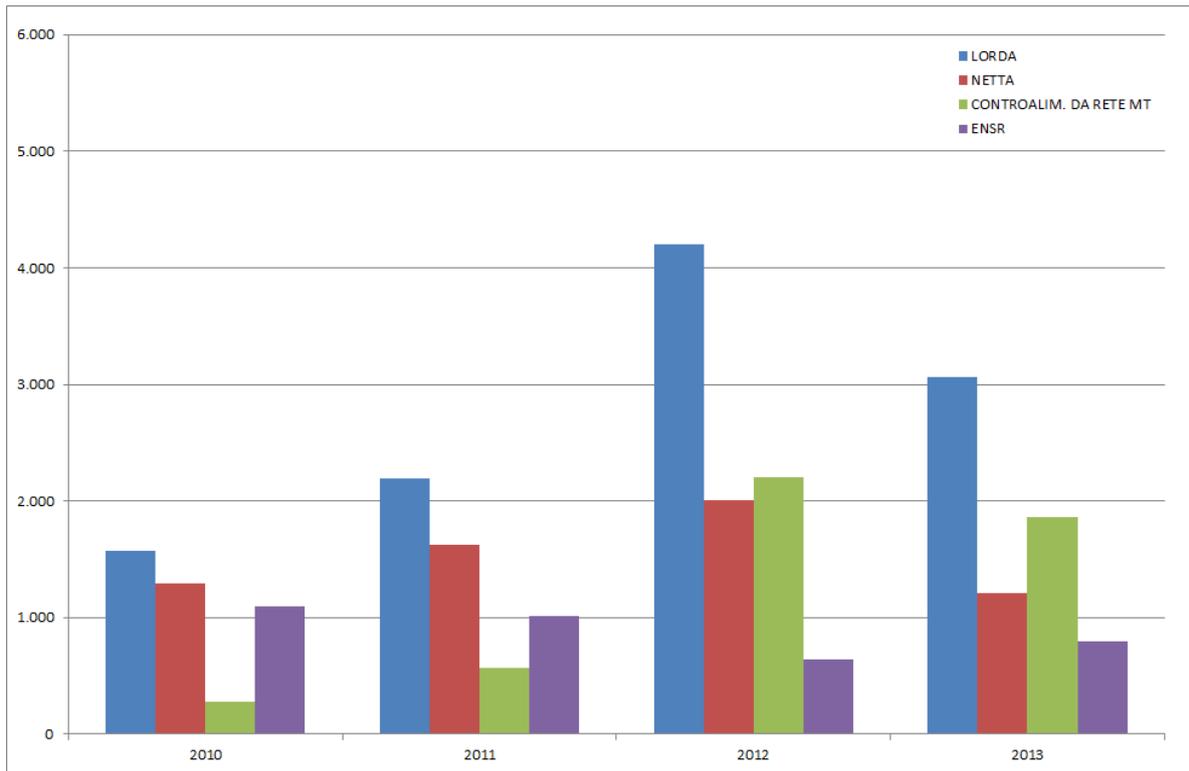


Tavola A5.11 – Energia Non Fornita - RTN Telat, anni 2010-2013, tutte le cause (MWh)

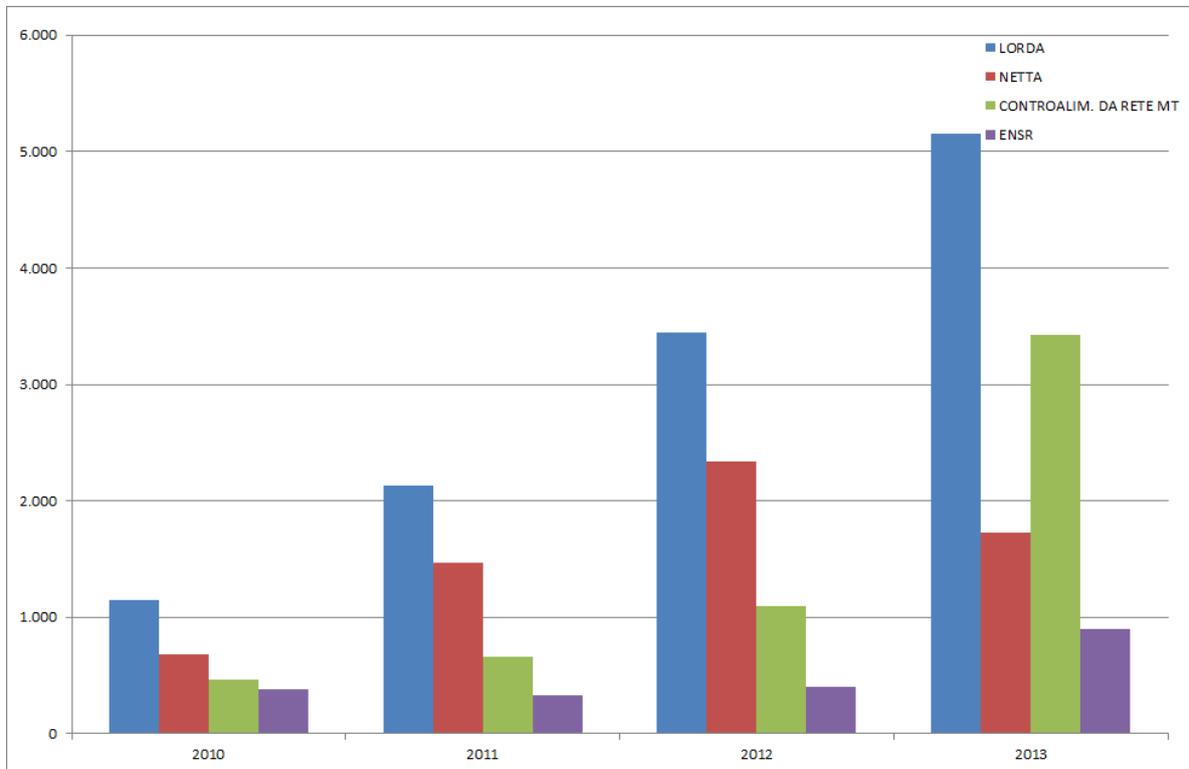


Tavola A5.12 – Energia Non Fornita - RTN storica, anni 2010-2013, cause di interruzione soggette a regolazione premi-penalità (MWh)

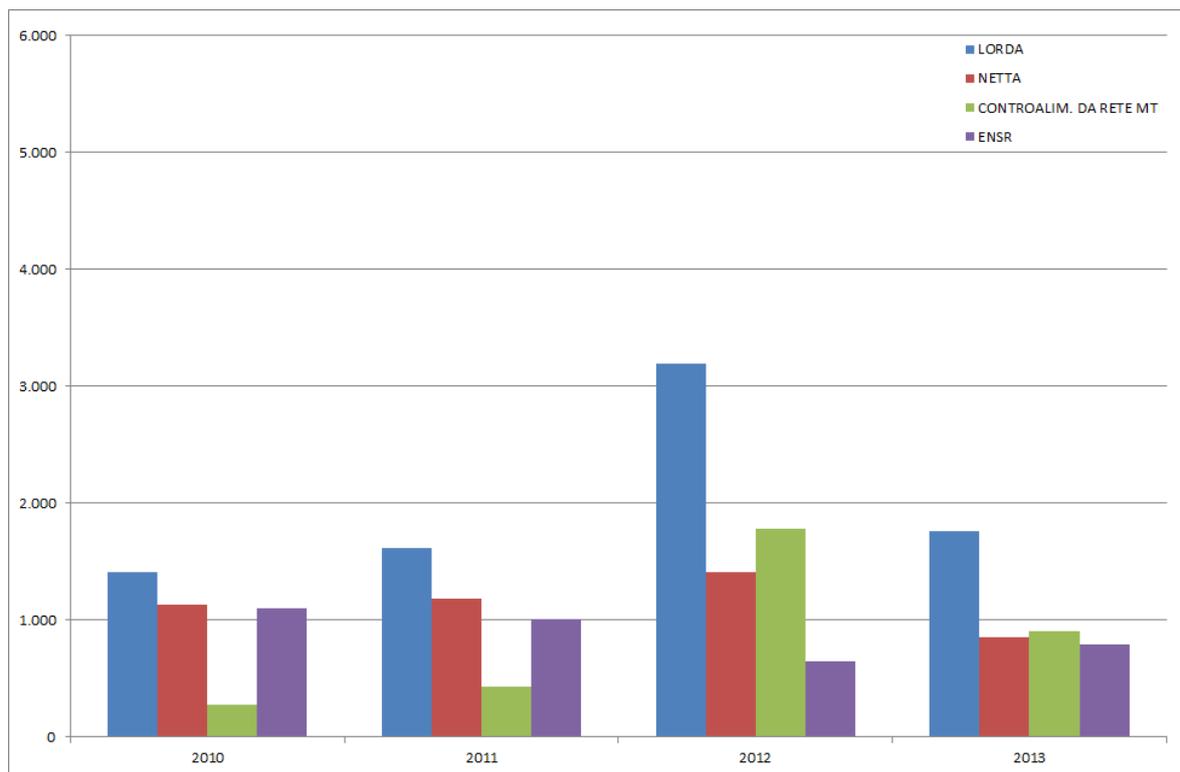


Tavola A5.13 – Energia Non Fornita - RTN Telat, anni 2010-2013, cause di interruzione soggette a regolazione premi-penalità (MWh)

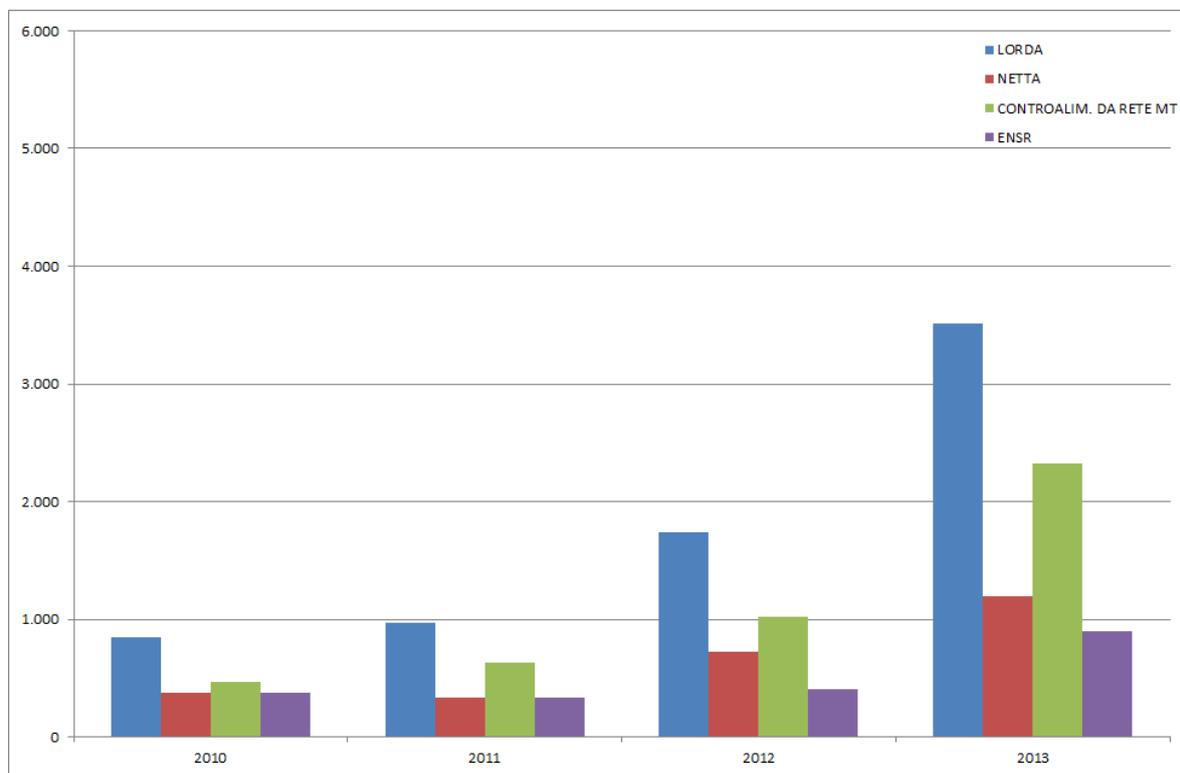


Tavola A5.14 – Energia Non Fornita Netta - RTN storica, anni 2010-2013, tutte le cause (MWh)

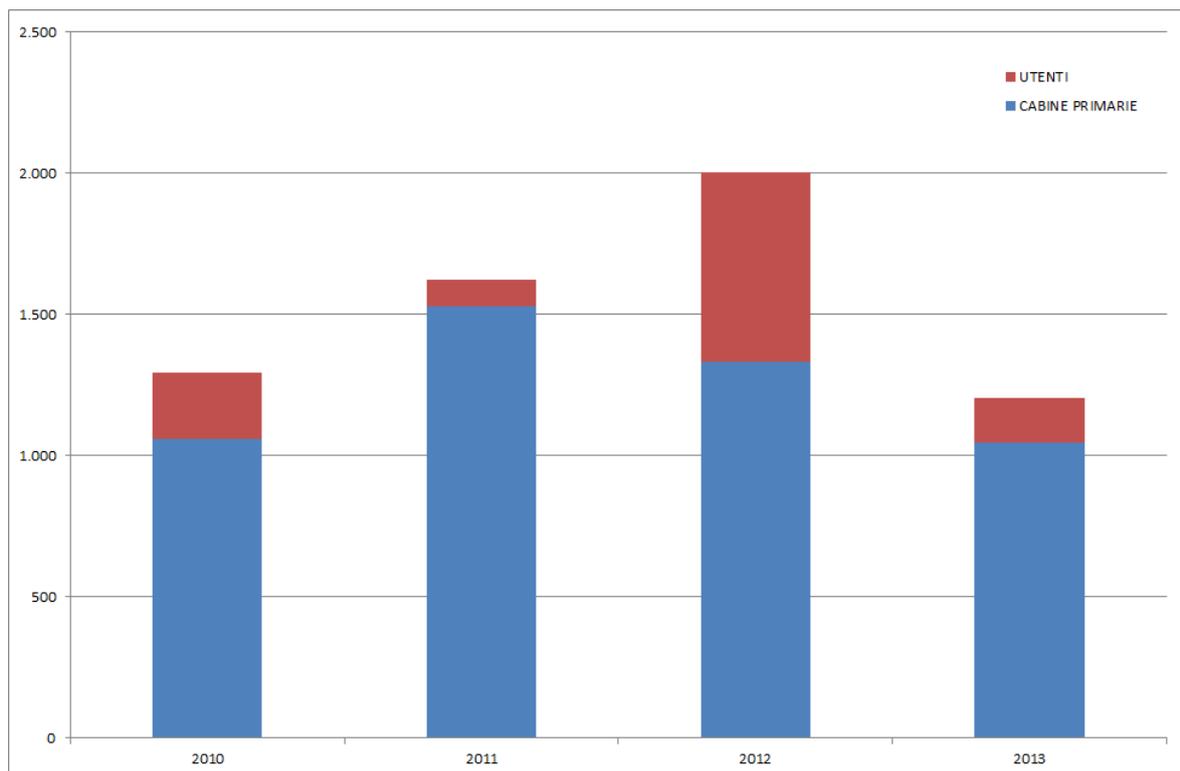


Tavola A5.15 – Energia Non Fornita Netta- RTN - Telat, anni 2010-2013, tutte le cause (MWh)

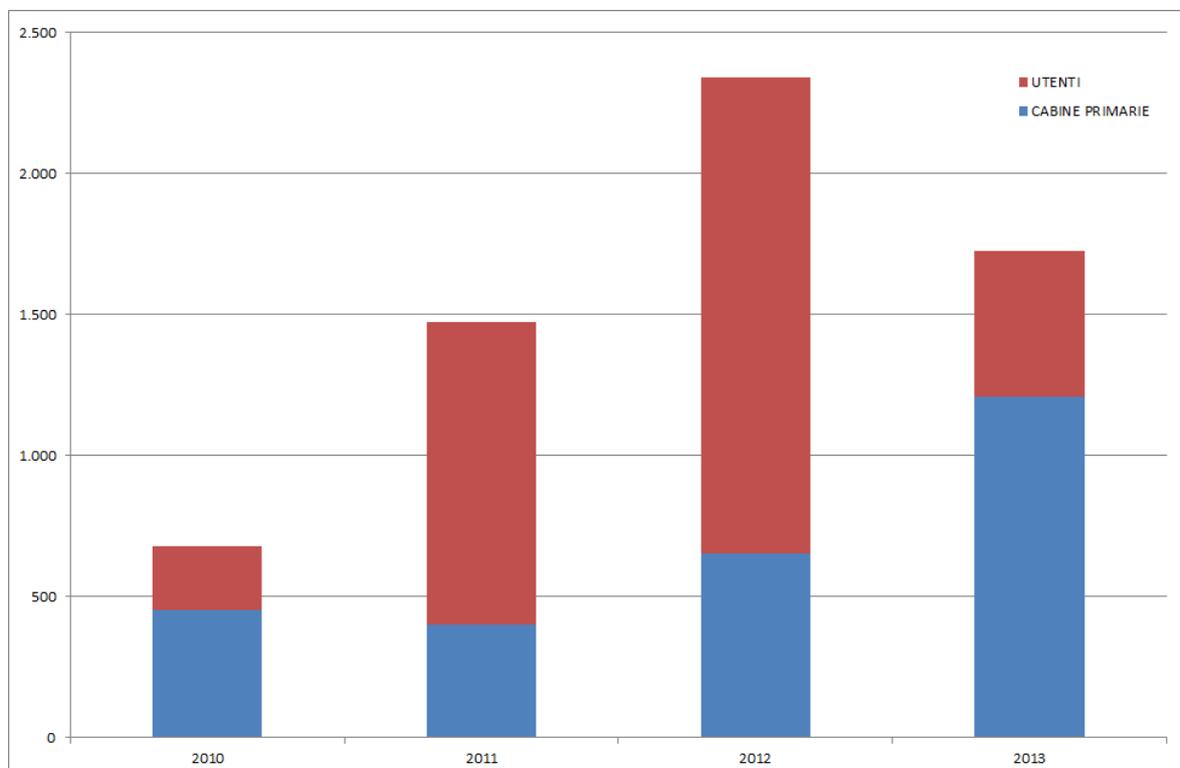


Tavola A5.16 – Energia Non Fornita Netta e controalimentata - RTN storica, anni 2010-2013, cause di interruzione soggette a regolazione premi-penalità (MWh)

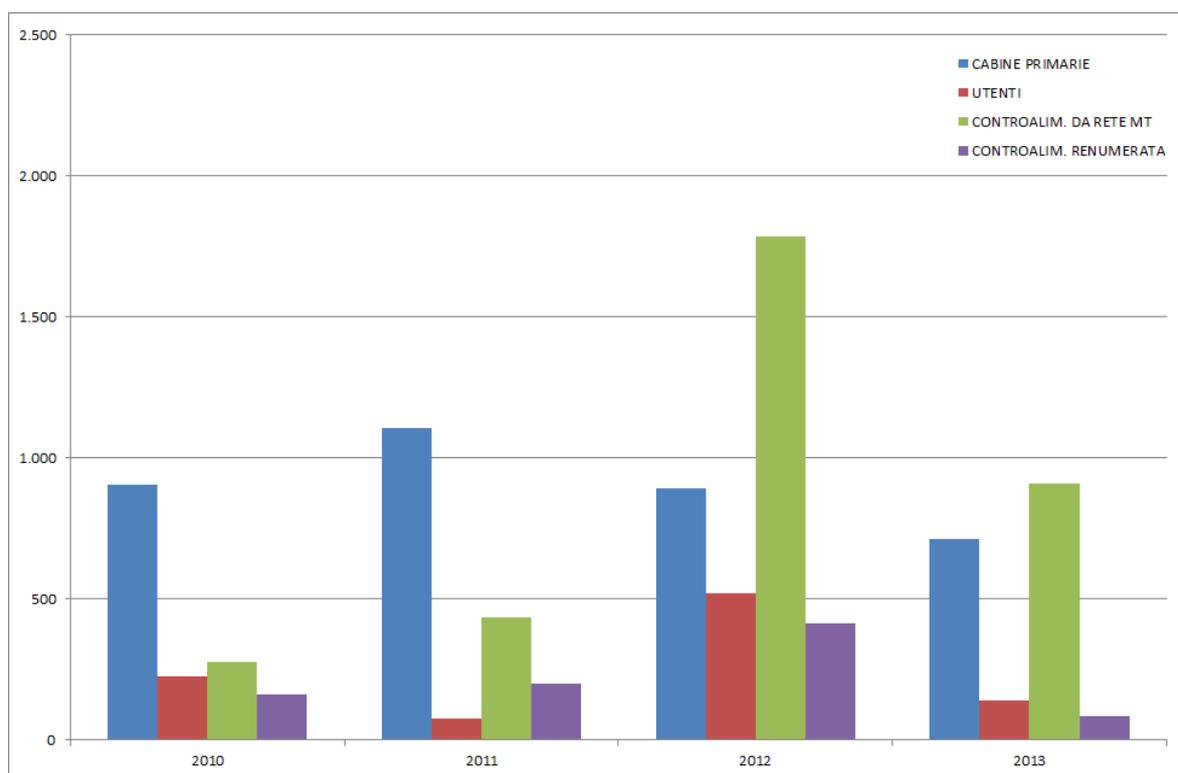


Tavola A5.17 – Energia Non Fornita Netta e controalimentata - RTN Telat, anni 2010-2013, cause di interruzione soggette a regolazione premi-penalità (MWh)

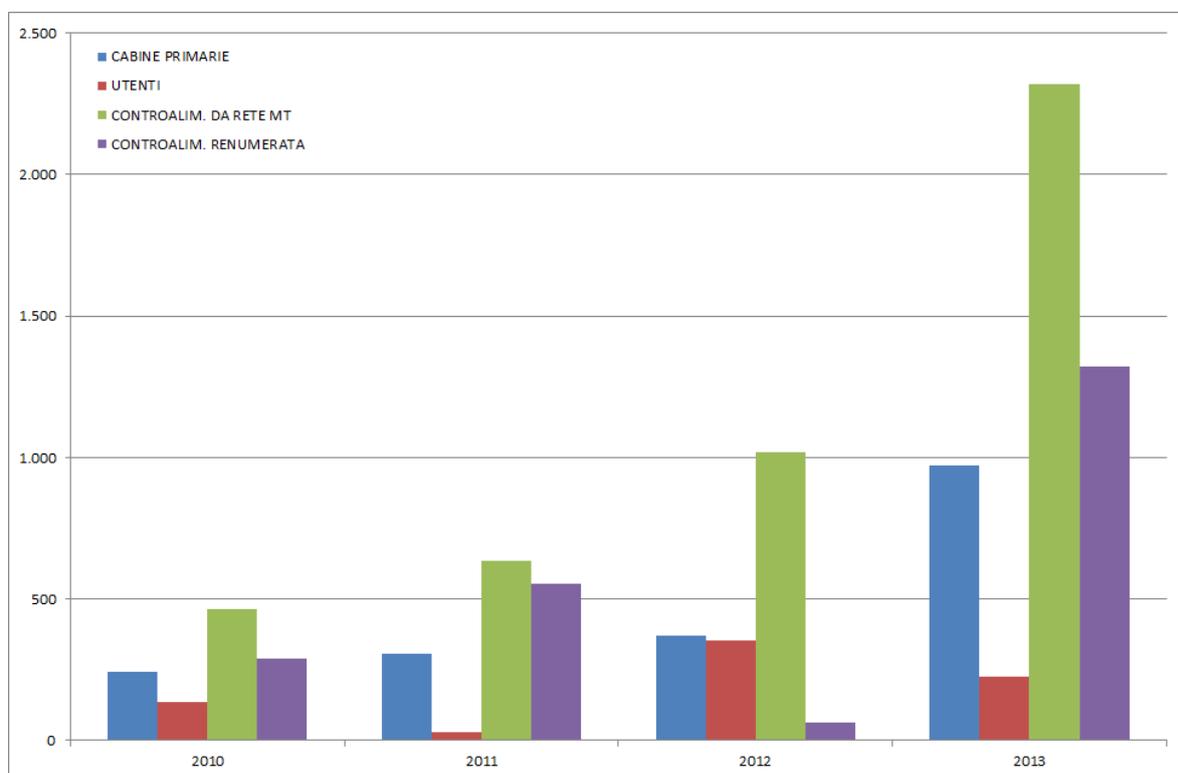


Tavola A5.18 – Energia controalimentata - RTN storica, anni 2010-2013, per cause di interruzione (MWh)

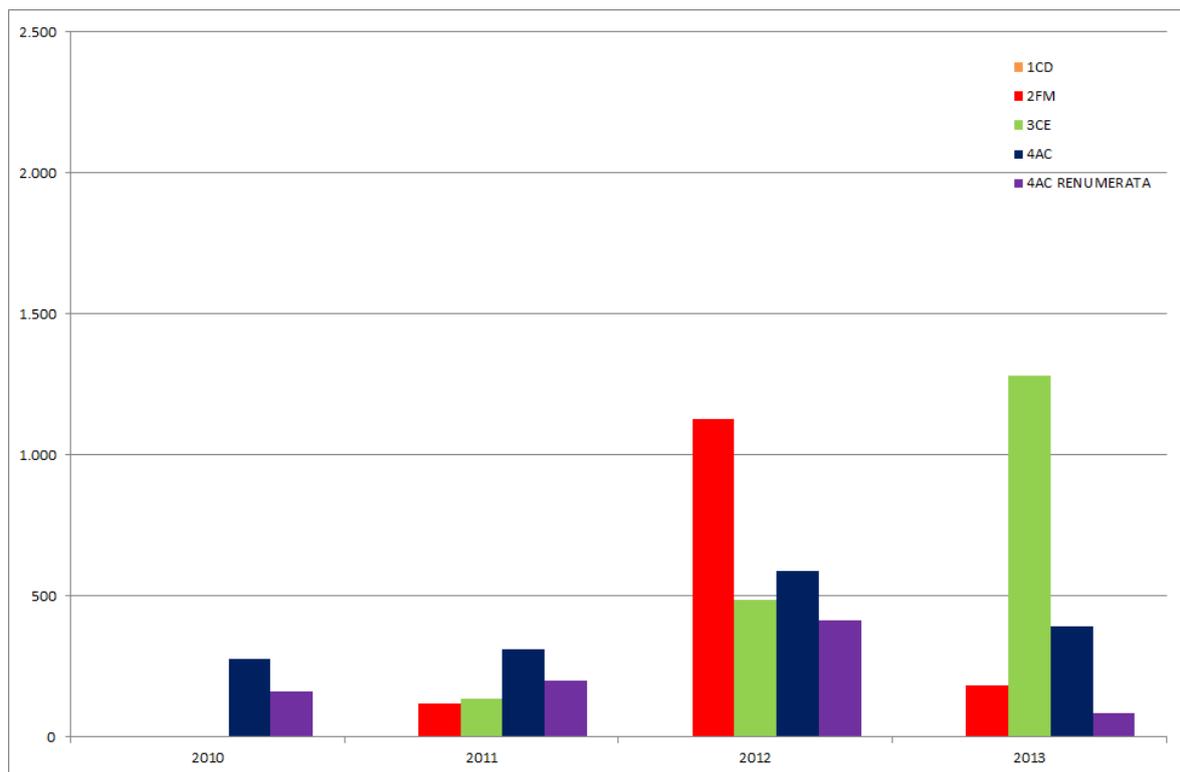


Tavola A5.19 – Energia controalimentata - RTN Telat, anni 2010-2013, per cause di interruzione (MWh)

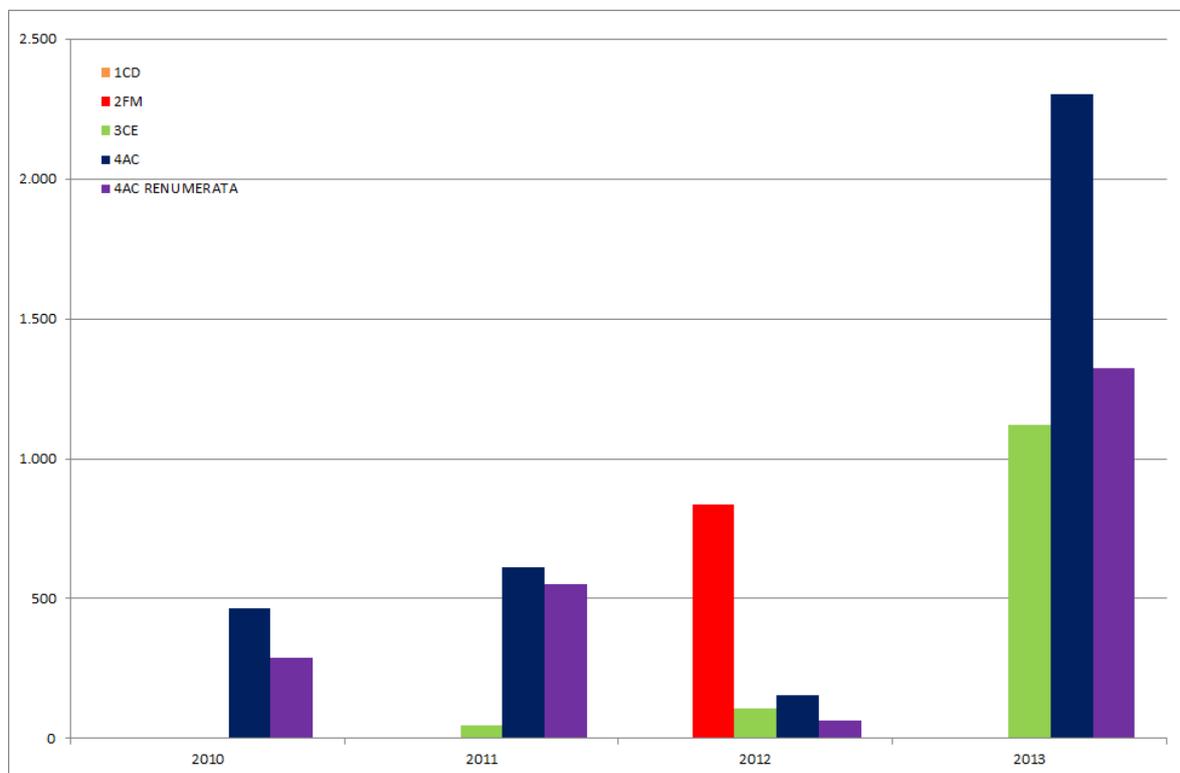


Tavola A5.20 – Partite economiche della regolazione della qualità del servizio di trasmissione dal 2009 al 2013 (M€)

		2009	2010	2011	2012	2013
Regolazione incentivante premi penalità	A valere sul conto “qualità dei servizi elettrici”		8,9	7,4	19,0	-1,3
Compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT	Versamento alle imprese distributrici	-0,3	-0,5	-0,3	0,0	-0,3
Regolazione delle interruzioni prolungate/estese	<i>Ammontare richiesto al Fondo eventi eccezionali da Terna</i>	0,0	0,0	0,0	0,7	1,4
	Quota parte a carico di Terna	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,5
	Ammontare versato al Fondo eventi eccezionali da Terna	-5,6	-1,9	-0,9	-0,5	-4,0
Regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici	Versamento alle imprese distributrici	0,0	-0,1	-1,7	-2,6	-4,3
TOTALE [M€]		-5,9	6,5	4,4	16,0	-14,4

Tavola A5.21 – Numero di cabine primarie connesse alla RTN storica, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	8	9	17
100 - 150	805	223	1028
220	35	91	126
Totale complessivo	848	323	1171

Tavola A5.22 – Numero di cabine primarie connesse alla RTN Telat, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	36	29	65
100 - 150	831	185	1016
Totale complessivo	867	214	1081

Tavola A5.23 – Numero di utenti in prelievo connessi alla RTN storica, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	0	1	1
100 - 150	65	173	238
220	6	42	48
380	0	6	6
Totale complessivo	71	222	293

Tavola A5.24 – Numero di utenti in prelievo connessi alla RTN Telat, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	4	34	38
100 - 150	41	360	401
Totale complessivo	45	394	439

Tavola A5.25 – Numero di utenti in immissione connessi alla RTN storica, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	0	9	9
100 - 150	186	385	571
220	9	144	153
380	2	120	122
Totale complessivo	197	658	855

Tavola A5.26 – Numero di utenti in immissione connessi alla RTN Telat, anno 2013

Tensione di alimentazione (kV)	con connessione magliata	con connessione radiale	Totale complessivo
30 - 100	3	7	10
100 - 150	3	89	92
Totale complessivo	6	96	102

Tavola A5.27 – Numero di utenti in prelievo con connessione magliata alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2012 – interruzioni di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe	1 int. lunghe	2 int. lunghe	3 int. lunghe	>3 int. lunghe
30 – 100	3	1	0	0	0
100 - 150	103	3	0	0	0
220	5	1	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. brevi	1 int. brevi	2 int. brevi	3 int. brevi	>3 int. brevi
30 - 100	2	1	0	0	1
100 - 150	99	4	0	1	2
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. trans.	1 int. trans.	2 int. trans.	3 int. trans.	>3 int. trans.
30 - 100	4	0	0	0	0
100 - 150	104	2	0	0	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int.	1 int.	2 int.	3 int.	>3 int.
30 - 100	1	2	0	0	1
100 - 150	95	7	1	1	2
220	5	1	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 - 100	1	2	0	0	1
100 - 150	97	5	1	1	2
220	5	1	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tavola A5.28 – Numero di utenti in prelievo con connessione magliata alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2013 – interruzioni di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe	1 int. lunghe	2 int. lunghe	3 int. lunghe	>3 int. lunghe
30 - 100	2	1	0	1	0
100 - 150	99	6	1	0	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. brevi	1 int. brevi	2 int. brevi	3 int. brevi	>3 int. brevi
30 - 100	1	3	0	0	0
100 - 150	100	5	0	1	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. trans.	1 int. trans.	2 int. trans.	3 int. trans.	>3 int. trans.
30 - 100	4	0	0	0	0
100 - 150	104	2	0	0	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int.	1 int.	2 int.	3 int.	>3 int.
30 - 100	0	2	1	1	0
100 - 150	91	13	1	1	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 - 100	0	2	1	1	0
100 - 150	93	11	1	1	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tavola A5.29 – Numero di utenti in prelievo con connessione radiale alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2012 – interruzioni di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe	1 int. lunghe	2 int. lunghe	3 int. lunghe	>3 int. lunghe
30 - 100	28	2	5	0	0
100 - 150	513	18	2	0	0
220	40	2	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. brevi	1 int. brevi	2 int. brevi	3 int. brevi	>3 int. brevi
30 - 100	17	5	4	2	7
100 - 150	485	38	5	2	3
220	38	3	1	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. trans.	1 int. trans.	2 int. trans.	3 int. trans.	>3 int. trans.
30 - 100	35	0	0	0	0
100 - 150	508	19	3	2	1
220	42	0	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int.	1 int.	2 int.	3 int.	>3 int.
30 - 100	15	6	5	1	8
100 - 150	452	61	11	4	5
220	37	3	2	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 - 100	15	6	5	1	8
100 - 150	468	53	7	1	4
220	37	3	2	0	0
380	6	0	0	0	0

Tavola A5.30 – Numero di utenti in prelievo con connessione radiale alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2013 – interruzioni di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe	1 int. lunghe	2 int. lunghe	3 int. lunghe	>3 int. lunghe
30 - 100	25	7	1	2	0
100 - 150	495	32	2	3	1
220	40	2	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. brevi	1 int. brevi	2 int. brevi	3 int. brevi	>3 int. brevi
30 - 100	21	2	2	0	10
100 - 150	489	33	7	2	2
220	42	0	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. trans.	1 int. trans.	2 int. trans.	3 int. trans.	>3 int. trans.
30 - 100	35	0	0	0	0
100 - 150	482	40	7	0	4
220	42	0	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int.	1 int.	2 int.	3 int.	>3 int.
30 - 100	17	5	2	1	10
100 - 150	421	71	27	6	8
220	40	2	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 - 100	17	5	2	1	10
100 - 150	457	59	8	5	4
220	40	2	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Appendice 6: Elementi quantitativi relativi alla qualità della tensione nelle reti di trasmissione dell'energia elettrica

Tavola A6.1 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 380 kV e 220 kV, anno 2012

380 kV – 220 kV													
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale		
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000				
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	
90 > u > 80	14,05	8,42	0,58	0,47	0,16	0,32	0,37	0,05	0,68	0	0	15,84	9,26
80 > u > 70	5,74	6,11	0,16	0,37	0	0	0	0,05	0	0	0	5,89	6,53
70 > u > 40	5,58	5,16	0,05	0,26	0,05	0,11	0	0	0	0	0	5,68	5,53
40 > u > 5	1,68	1,16	0,11	0,05	0,05	0	0	0	0	0	0	1,84	1,21
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	27,05	20,84	0,89	1,16	0,26	0,5	0,37	0,11	0,68	0	0	29,26	22,53

Tavola A6.2 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 380 kV e 220 kV, anno 2013

380 kV – 220 kV													
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale		
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000				
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	
90 > u > 80	20,47	10,21	1,58	0,74	1	0,47	1,84	0,11	0	0	0	24,89	11,58
80 > u > 70	7,32	5,53	0,26	0,58	0	0,05	0	0	0	0	0	7,58	6,16
70 > u > 40	4,79	6,42	0,37	0,16	0,05	0,05	0	0	0	0	0	5,21	6,63
40 > u > 5	0,74	0,53	0,21	0,05	0,11	0,05	0	0	0	0	0	1,05	0,63
5 > u	0,05	0,05	0	0,16	0	0	0,11	0	0	0	0	0,16	0,21
totale	33,37	22,74	2,42	1,68	1,16	0,63	1,95	0	0	0	0	38,89	25,21

Tavola A6.3 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV													
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale		
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000				
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	
90 > u > 80	20,17	9,79	1,37	0,97	0,33	0,13	0,19	0,08	0,12	0,01	0,01	22,17	10,98
80 > u > 70	6,73	6,12	0,40	0,44	0,02	0,08	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	7,20	6,65
70 > u > 40	6,79	5,55	0,28	0,53	0,06	0,10	0	0,02	0,01	0	0	7,14	6,19
40 > u > 5	2,18	1,16	0,10	0,16	0,02	0,06	0,02	0	0	0,01	0,01	2,31	1,38
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	35,87	22,62	2,15	2,09	0,42	0,37	0,25	0,10	0,13	0,03	0,03	38,82	25,20

Tavola A6.4 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV													
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale		
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000				
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	
90 > u > 80	25,34	10,17	1,11	1,02	0,40	0,30	0,30	0,10	0,01	0,01	0,01	27,16	11,60
80 > u > 70	7,38	5,18	0,23	0,30	0,04	0,09	0,01	0,02	0	0	0	7,66	5,59
70 > u > 40	5,80	4,21	0,09	0,35	0,02	0,14	0,02	0	0	0	0	5,92	4,70
40 > u > 5	1,52	0,98	0,02	0,10	0,05	0,04	0	0	0	0	0	1,59	1,11
5 > u	0,12	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12	0,04
totale	40,17	20,58	1,45	1,77	0,50	0,56	0,32	0,12	0,01	0,01	0,01	42,46	23,05

Tavola A6.5 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del NORD ITALIA, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	21,44	6,96	2,09	0,8	0,64	0,15	0,33	0,09	0,25	0,02	24,75	8,02
80 > u > 70	3,85	3,64	0,42	0,16	0	0,02	0	0	0,02	0,02	4,29	3,84
70 > u > 40	3,8	2,73	0,16	0,27	0,04	0,05	0	0	0,02	0	4,02	3,05
40 > u > 5	1,04	0,69	0,04	0,05	0	0,05	0	0	0	0	1,07	0,8
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	30,13	14,02	2,71	1,29	0,67	0,27	0,33	0,09	0,29	0,04	34,13	15,71

Tavola A6.6 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del NORD ITALIA, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	27,21	9,18	0,83	0,82	0,15	0,29	0,17	0,16	0	0,02	28,36	10,47
80 > u > 70	5,27	3,67	0,15	0,29	0	0,06	0,02	0	0	0	5,44	4,02
70 > u > 40	4,85	2,78	0,04	0,18	0	0,14	0	0	0	0	4,89	3,1
40 > u > 5	1,06	0,63	0	0,06	0	0,04	0	0	0	0	1,06	0,73
5 > u	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04	0
totale	38,42	16,25	1,02	1,35	0,15	0,53	0,19	0,16	0	0,02	39,78	18,31

Tavola A6.7 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del CENTRO ITALIA, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	17,3	11,89	0,7	1,11	0,11	0,19	0,14	0,03	0	0	18,24	13,22
80 > u > 70	7,27	8,19	0,43	0,68	0,03	0,08	0,14	0,03	0	0	7,86	8,97
70 > u > 40	5,62	6,7	0,16	0,54	0,08	0,16	0	0,05	0	0	5,86	7,46
40 > u > 5	2,14	0,73	0,16	0,08	0,03	0,05	0,03	0	0	0	2,35	0,86
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	32,32	27,51	1,46	2,41	0,24	0,49	0,3	0,11	0	0	34,32	30,51

Tavola A6.8 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del CENTRO ITALIA, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	21,57	10,6	1,73	1,3	1,07	0,47	0,73	0,07	0,03	0	25,13	12,44
80 > u > 70	6,97	6,83	0,3	0,43	0,03	0,13	0	0,07	0	0	7,3	7,46
70 > u > 40	5,03	4,47	0,07	0,33	0,03	0,13	0,03	0	0	0	5,16	4,93
40 > u > 5	0,87	0,73	0,03	0,2	0,17	0,03	0	0	0	0	1,07	0,96
5 > u	0,17	0,03	0	0	0	0	0	0	0	0	0,17	0,03
totale	34,61	22,66	2,13	2,26	1,3	0,76	0,76	0,14	0,03	0	38,83	25,82

Tavola A6.9 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SUD ITALIA, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	28,71	14,14	1	1,43	0	0,07	0	0,21	0	0	29,71	15,86
80 > u > 70	13,71	10,79	0,43	1,07	0,07	0,36	0	0	0	0	14,21	12,21
70 > u > 40	13,14	10,79	0,36	1,14	0,14	0,21	0	0	0	0	13,64	12,14
40 > u > 5	3	3,07	0	0,07	0,07	0	0	0	0	0	3,07	3,14
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	58,57	38,79	1,79	3,71	0,29	0,64	0	0,21	0	0	60,64	43,36

Tavola A6.10 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SUD ITALIA, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	30,79	12,86	1,21	1,07	0,14	0,07	0	0,07	0	0	32,14	14,07
80 > u > 70	17,36	8,57	0,29	0,21	0,21	0,07	0	0	0	0	17,86	8,85
70 > u > 40	10,79	8,86	0,21	0,79	0,07	0,21	0,07	0	0	0	11,14	9,86
40 > u > 5	3,79	1,79	0,07	0,07	0	0,07	0	0	0	0	3,86	1,93
5 > u	0,43	0,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0,43	0,14
totale	63,16	32,22	1,78	2,14	0,42	0,42	0,07	0,07	0	0	65,43	34,85

Tavola A6.11 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SICILIA, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	18,6	23,2	1,6	2	0	0	0	0	0	0	20,2	25,2
80 > u > 70	14,8	7,4	0,4	0,2	0	0	0	0	0	0	15,2	7,6
70 > u > 40	34	14,8	2,8	1,8	0	0	0	0	0	0	36,8	16,6
40 > u > 5	11,6	4,4	0,8	2	0	0,4	0,2	0	0	0,2	12,6	7
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	79	49,8	5,6	6	0	0,4	0,2	0	0	0,2	84,8	56,4

Tavola A6.12 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SICILIA, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	48	19	0,5	1,5	0	0	0	0	0	0	48,5	20,5
80 > u > 70	13,5	9	1,5	0	0	0	0	0	0	0	15	9
70 > u > 40	11	12	0	2	0	0,5	0	0	0	0	11	14,5
40 > u > 5	5	3,5	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3,5
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	77,5	43,5	2	3,5	0	0,5	0	0	0	0	79,5	47,5

Tavola A6.13 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SARDEGNA, anno 2012

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	11,78	4,22	0,11	0,11	0	0	0	0	0	0	11,89	4,33
80 > u > 70	6,78	4,78	0,11	0,33	0	0	0	0	0	0	6,89	5,11
70 > u > 40	4,89	4,78	0	0,33	0	0	0	0	0	0	4,89	5,11
40 > u > 5	2,78	1	0	0,22	0	0	0	0	0	0	2,78	1,22
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	26,22	14,78	0,22	0	0	0	0	0	0	0	26,44	15,78

Tavola A6.14 – Numero medio di buchi di tensione sulla rete 120 kV-132 kV-150 kV del SARDEGNA, anno 2013

120 kV – 132 kV – 150 kV												
Tensione residua (%)	Durata (ms)										Totale	
	20-200		200-500		500-1000		1000-5000		5000-60000			
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
90 > u > 80	10,29	9,14	0,57	1,14	0	0,14	0	0	0	0	10,86	10,42
80 > u > 70	3,14	2	0	0,14	0	0,14	0	0	0	0	3,14	2,28
70 > u > 40	4,71	2,57	0,29	0,43	0	0	0	0	0	0	5	3
40 > u > 5	2,29	2,43	0	0	0	0	0	0	0	0	2,29	2,43
5 > u	0	0,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,14
totale	20,43	16,28	0,86	1,71	0	0,28	0	0	0	0	21,29	18,27

Scheda tecnica 7: Aggiornamento delle disposizioni in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione

Utilizzo dei contatori elettronici ai fini della registrazione della continuità del servizio

Considerato che il grado di copertura dei punti di prelievo in bassa tensione tramite i contatori elettronici è su scala nazionale superiore al 97%, l'Autorità ritiene che i contatori elettronici possano essere utilizzati per certificare l'istante di fine delle interruzioni con origine BT da parte di tutte le imprese distributrici, e non solo da parte di quelle che hanno adottato il cosiddetto "regime C" di registrazione della continuità del servizio tramite i misuratori elettronici e il sistema di telegestione.

Adeguamento dell'ISR (Indice Sistema di Registrazione)

L'Autorità intende introdurre un punteggio di penalizzazione pari a 5 per le interruzioni con preavviso non sufficientemente documentate (es.: assenza della copia della documentazione relativa al preavviso con riportati i nominativi degli utenti e/o numeri civici degli edifici e/o le vie in cui tali avvisi sono stati apposti, controfirmata dall'operatore che ha provveduto all'affissione).

Registrazione delle interruzioni

In materia di identificazione dei periodi di condizioni perturbate:

- a) nel calcolo del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT (*Nh6MT*), l'Autorità ritiene che debbano essere escluse anche le interruzioni dovute a:
 - i. apertura dei trasformatori MT/MT;
 - ii. disalimentazione delle linee MT partenti dai centri satellite a seguito dello scatto delle linee MT che alimentano i medesimi centri satellite;
 - iii. disinserzione di gruppi elettrogeni precedentemente messi in servizio per il ripristino della continuità del servizio;
- b) nel calcolo del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT (*Nh6BT*), l'Autorità ritiene che debbano essere escluse anche le interruzioni dovute a:
 - i. apertura dei trasformatori MT/BT;
 - ii. guasti sulle prese singole;
 - iii. disinserzione di gruppi elettrogeni precedentemente messi in servizio per il ripristino della continuità del servizio;
 - iv. manovre che coinvolgono la medesima linea BT, necessarie alla ripresa del servizio (es.: interruzione dovuta a guasto monofase seguita da manovra di apertura della linea BT necessaria alla ripresa del servizio; manovra di apertura dell'intera linea BT a seguito di interruzione di una porzione della medesima linea BT per guasto).

In conseguenza di quanto esposto alla precedente lettera a), deve essere eliminata l'indicazione di apertura del trasformatore AT/MT dal registro delle interruzioni ed inserita l'indicazione di non applicabilità del metodo statistico.

Per quanto riguarda le cause di secondo livello, l'Autorità intende introdurre, tra quelle dovute a forza maggiore, gli attacchi intenzionali e i sabotaggi, per equiparare la distribuzione alla trasmissione.

Con riferimento alle interruzioni prolungate o estese, l'Autorità intende estendere la disposizione dell'attuale comma 51.1 del TIQE 2012-15 (aggregazione di due interruzioni che si susseguono

entro un'ora) alle interruzioni con preavviso seguite da interruzioni senza preavviso (e viceversa). In applicazione di ciò lo standard applicabile sarà riferito:

- alle interruzioni con preavviso qualora l'interruzione con preavviso sia seguita da un'interruzione senza preavviso;
- alle interruzioni senza preavviso qualora l'interruzione senza preavviso sia seguita da un'interruzione con preavviso.

Con riferimento alla comunicazione delle informazioni prevista dell'attuale comma 46.2 del TIQE 2012-15, l'Autorità intende aggiungere, tra le informazioni relative ad ogni utente MT, il codice identificativo della semisbarra MT da cui si diparte la linea MT che alimenta l'utente MT (si tratta dello stesso codice identificativo già utilizzato per l'"identificazione installazione" di cui alla specifica tecnica RSE sviluppata in esito al gruppo di lavoro di cui al punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elt 198/11²⁵).

L'Autorità intende infine acquisire le informazioni relative agli indicatori di continuità del servizio utilizzando il modello indicato nella successiva Tabella A7.1, per ambito territoriale, separatamente per:

- numero e durata delle interruzioni con preavviso;
- numero e durata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
- numero delle interruzioni senza preavviso brevi;
- numero delle interruzioni senza preavviso transitorie.

²⁵ Disponibile all'indirizzo <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/12/120802.htm>.

Tabella A7.1 – Comunicazione all’Autorità degli indicatori di continuità del servizio

	BT	MT	AT	IC	RT	SD	SI	
EAC								SE
BME								
EDA								
PES								
DTR								
IR								
GEN								
APL								FM
AUP								
FUR								
FMD								
FMS								
SCP								
DPR								
SAB²⁶								CE
TER								
GUT								
GPR								
LMT								
LMU								AC
TPC								
TCC								
ACA								
CNA								
LAM								
ESE								

²⁶ Nuova causa di 2° livello.

Scheda tecnica 8: Modalità applicative di trattamento dei buchi di tensione

La presente Appendice illustra le modalità applicative di trattamento dei buchi di tensione prospettate dall'Autorità, al fine dell'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT e di una regolazione premi-penalità mirata ad incentivare la riduzione del numero e della gravità dei buchi di tensione sulla rete in media tensione.

Lo spettro di possibili cause di buchi di tensione che hanno origine nelle reti di distribuzione è molto ampio: dai guasti polifase all'inserzione di particolari tipologie di carichi elettrici, etc. A queste si aggiungono gli eventi sulla rete in alta e altissima tensione che determinano disturbi che si propagano alla rete MT. In genere, dunque, il numero di buchi di tensione annuo registrato in corrispondenza delle sbarre MT di cabina primaria può essere rilevante, anche sensibilmente superiore al numero di interruzioni transitorie che interessano gli utenti sottonodi. Tale fatto risulta confermato dai primi risultati delle campagne di monitoraggio svolte dalle imprese distributrici per le due suddette tipologie di eventi.

Ai fini dell'applicazione dello standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT e della regolazione premi-penalità sul numero e sulla gravità dei buchi di tensione, è necessario che le aziende di distribuzione procedano con l'individuare gli utenti effettivamente coinvolti in ciascun buco di tensione.

In tal senso, si osserva che l'attribuzione di ciascun buco di tensione alla totalità degli utenti sottonodi ad una determinata semisbarra/sbarra MT di cabina primaria, benché di immediata attuazione, risulterebbe non pienamente attinente alla realtà. Infatti, ciascun buco di tensione con origine MT misurato dalle apparecchiature di monitoraggio di cui al TIQE 2012-15 interessa generalmente tutti gli utenti sottonodi ad una semisbarra/sbarra MT, ad eccezione degli utenti che, contestualmente al manifestarsi del buco di tensione, sono soggetti ad una interruzione del servizio. Questo è il caso tipico di guasto polifase su una linea di distribuzione: gli utenti sulla linea guasta subiscono un'interruzione a seguito dell'intervento della protezione in partenza alla linea MT, mentre gli utenti connessi alle linee adiacenti avvertono un buco di tensione dovuto alle sovracorrenti che circolano in rete negli istanti precedenti all'estinzione del guasto.

Al fine di evitare di conteggiare due volte lo stesso evento, prima come buco di tensione e poi come interruzione del servizio, è quindi necessario considerare i buchi di tensione che interessano ciascun utente al netto delle interruzioni che coinvolgono l'utente medesimo, qualora i due eventi avvengano contestualmente.

L'intersezione delle informazioni raccolte dalle imprese distributrici attraverso i sistemi per la registrazione delle interruzioni del servizio, e gli apparati per il monitoraggio dei buchi di tensione MT, potrebbe risultare di non immediata realizzazione, in quanto tali sistemi sono stati sviluppati in periodi differenti e con finalità diverse, e perciò non pienamente armonizzati/integrati tra loro.

Il calcolo del numero effettivo di buchi di tensione da assoggettare al meccanismo di regolazione premi-penalità potrebbe quindi, in via transitoria, essere effettuato con approccio convenzionale, ad esempio sulla base di coefficienti determinati in accordo al numero medio di linee MT sottese a ciascuna semisbarra/sbarra MT di cabina primaria (vedi successivo riquadro). Per analogia, tale approccio potrebbe applicarsi anche per la determinazione del numero di buchi di tensione da attribuire a ciascun utente MT ai fini della regolazione individuale della qualità del servizio.

Ad esempio, in relazione ad una possibile regolazione premi-penalità, si supponga che, considerando i soli buchi di tensione (inclusi quelli ricadenti nelle celle D1 e X1 – vedi spunto Q.12):

- il numero medio annuo di buchi di tensione misurato per semisbarra MT sia pari a 130;
- la percentuale di buchi di tensione esterni alla classe 3 di immunità sia pari al 20% del totale dei buchi di tensione misurati;
- la percentuale di buchi con origine AT sul totale dei buchi di tensione misurati sia pari al 30%;
- il numero medio di linee MT per semisbarra MT sia pari a 6.

Sulla base delle suddette ipotesi il numero medio annuo di buchi di tensione con origine MT per semisbarra MT, assoggettabili alla regolazione premi penalità, risulterebbe pari a:

- $130 * 20\% * 70\% = 18,2$ buchi per semisbarra MT

Sulla base di quanto sopra osservato, il numero di buchi di tensione dovrebbe essere opportunamente corretto, al fine di evitare il conteggio dei buchi di tensione seguiti dall'interruzione:

- $18,2 * 5/6 = 15,2$ buchi percepiti da ciascun utente

Considerando la durata (299,82 ms) e la profondità (38,73%) medie rilevate su un campione di buchi di tensione esterni alla classe 3 (dall'esame dei dati relativi all'anno 2014), l'indicatore MVT cumulato annuo per semisbarra MT assumerebbe il valore di 1765,03 p.u.*ms.

Scheda tecnica 9: Regole di accorpamento delle disalimentazioni ai fini dell'identificazione della ENS dei grandi eventi interruttivi e degli incidenti rilevanti

Al fine di identificare correttamente un incidente rilevante²⁷, è necessario definire il perimetro delle disalimentazioni che hanno interessato gli utenti della rete e che devono essere considerate nell'ambito del medesimo evento interruttivo.

Come già definito nell'Allegato A54 al Codice di rete, possono essere raggruppate in un unico *evento interruttivo*:

- a) una o più disalimentazioni aventi inizio anche in istanti diversi, ma avvenute nel corso di uno stesso "*evento meteorologico*", in una o più aree geografiche limitrofe;
- b) una o più disalimentazioni aventi inizio anche in istanti diversi, ma avvenute nel corso di un evento meteorologico prolungato nel tempo, in una o più aree geografiche limitrofe, che impedisce il ripristino delle funzionalità degli elementi di rete guasti;
- c) una o più disalimentazioni distinte aventi inizio in istanti diversi ma tra loro comunque ravvicinati a seguito della stessa perturbazione di rete in una zona elettricamente sincrona.

Il termine "*evento meteorologico*" deve pertanto essere calato nel contesto dell'esercizio delle reti elettriche, considerando i possibili effetti di tale evento su porzioni di rete di trasmissione in alta tensione elettricamente contigue: l'aggregazione di disalimentazioni nell'ambito di un singolo evento interruttivo risulta pertanto motivata dalla interdipendenza delle singole disalimentazioni, associata al perdurare di uno stato di guasto sulla rete di trasmissione in una zona elettricamente contigua, e quindi di estensione limitata. In considerazione di ciò:

- i. con riferimento all'estensione dell'area geografica entro la quale sono presenti gli utenti disalimentati, con la deliberazione 118/2014/R/eel l'Autorità ha già precisato che gli eventi meteorologici eccezionali, all'origine di incidenti rilevanti, hanno generalmente estensione sub-provinciale o sub-regionale²⁸; la limitata estensione di tali aree geografiche limitrofe sottintende la presenza di disalimentazioni nell'ambito di reti elettriche in alta tensione tali da determinare una interdipendenza tra le singole disalimentazioni;
- ii. con riferimento al perdurare dello stato di guasto, occorre considerare un intervallo entro il quale le singole disalimentazioni sono reciprocamente influenzate, determinando pertanto un indebolimento strutturale della rete che giustifica l'accorpamento delle singole disalimentazioni in un unico evento interruttivo; considerando i tempi ragionevolmente necessari al ripristino di porzioni di rete fuori servizio a seguito di significativi eventi meteorologici, un intervallo di 30 ore dall'istante di inizio della prima disalimentazione lunga del primo impianto disalimentato all'istante di inizio dell'ultima disalimentazione lunga dovrebbe essere considerato un tempo congruo entro il quale accorpate le disalimentazioni che avvengono in aree limitrofe.

²⁷ Più disalimentazioni che avvengono in momenti successivi e sono imputabili ad uno stesso evento sono considerate appartenenti al medesimo evento interruttivo; un evento interruttivo con un valore di energia non fornita netta superiore a 250 MWh è definito incidente rilevante.

²⁸ Estensione sub-regionale o sub-provinciale significa che una provincia in cui si trova un utente disalimentato è confinante con tutte le altre province nelle quali si trovano altri utenti disalimentati.