

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
415/2015/R/EEL**

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

Documento per la consultazione

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

6 agosto 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), nell'ambito del quale sono stati pubblicati, tra gli altri, i documenti 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 del procedimento, 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel (di seguito: documento 48/2015/R/eel) contenente un approfondimento tecnico sui temi della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Il presente documento per la consultazione si inquadra nel suddetto procedimento e sviluppa gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione. Tali orientamenti saranno successivamente resi coerenti con gli orientamenti finali relativi ai meccanismi di costo riconosciuto e tariffari nel quinto periodo regolatorio che saranno sviluppati in un documento per la consultazione la cui pubblicazione è prevista nell'autunno 2015.

*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 **7 ottobre 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

1	Introduzione e approccio futuro alla regolazione della qualità del servizio	5
2	Sintesi degli orientamenti finali	8
Parte I – Distribuzione e misura dell’energia elettrica		17
3	Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni	17
4	Regolazione premi-penalità del numero di interruzioni	20
5	Altri approfondimenti in materia di regolazioni premi-penalità	24
6	Regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore	25
7	Regolazione delle interruzioni con preavviso	30
8	Punti di ricarica per auto elettriche	34
9	Regolazione individuale degli utenti in media tensione: continuità del servizio e buchi di tensione	35
10	Registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione	45
11	Altri orientamenti in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica	47
12	Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica	51
13	Qualità del servizio di misura	57
Parte II – Trasmissione dell’energia elettrica		59
14	Regolazione premi-penalità	59
15	Regolazione individuale degli utenti AT	63
16	Tensione di alimentazione degli utenti connessi alla rete rilevante	67
Parte III – Vulnerabilità del sistema elettrico		69
17	Prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute a eventi severi e persistenti	69
Appendice 1: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica aggiornati al 2014		72
Appendice 2: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, aggiornati al 2014		82
Appendice 3: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, aggiornati al 2014		89
Appendice 4: Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni – Esempi di calcolo del parametro $DRECi,j$		94

1 Introduzione e approccio futuro alla regolazione della qualità del servizio

- 1.1 Il nuovo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica sarà caratterizzato da un processo di graduale evoluzione della regolazione, sia in relazione alle tariffe che alla qualità del servizio.
- 1.2 Nel documento 5/2015/R/eel l'Autorità ha valutato l'ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (che comprende costi operativi e investimenti), al fine di superare i problemi connessi alle politiche di capitalizzazione delle imprese e di produrre effetti positivi anche in relazione alle ipotesi di ammodernamento e "smartizzazione" delle reti.
- 1.3 In particolare, come indicato nel paragrafo 29.2 del documento per la consultazione 335/2015/R/eel *"La logica di riconoscimento basato sulla spesa totale favorisce la responsabilizzazione delle imprese e risponde alla fondamentale esigenza di incidere sulle finalità della spesa, ovvero il soddisfacimento della domanda (nei suoi vari aspetti) attraverso la produzione efficiente di output adeguati alle ragionevoli esigenze degli utenti delle reti (...). Le imprese sono tenute a spiegare al regolatore le loro valutazioni sulla domanda del servizio da esse fornito (in termini non solo di quantità ma anche di livelli qualitativi attesi), precisare gli obiettivi perseguiti, e dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi"*.
- 1.4 In questo contesto la regolazione della qualità del servizio, nella prospettiva di sviluppo di schemi di regolazione fondati sulle logiche di riconoscimento della spesa totale, andrà progressivamente ad integrarsi nei processi di valutazione della medesima spesa e costituirà una componente fondamentale nell'ambito della definizione degli *output* che le imprese si impegneranno a fornire nell'ambito del contratto regolatorio.
- 1.5 Occorre anche osservare che la regolazione della qualità nei precedenti periodi regolatori (2000-2015) si è sviluppata secondo meccanismi di gradualità e verso una crescente molteplicità di argomenti. In materia di continuità del servizio, le regolazioni premi-penalità della durata e del numero di interruzioni nel periodo 2000-2013 hanno finanziato il settore della distribuzione per circa 1.400 €milioni (circa 100 €milioni l'anno - cfr tavola A1.12 del documento 48/2015/R/eel). Le imprese di distribuzione, cogliendo i segnali della regolazione, hanno effettuato specifici investimenti, consentendo al Paese di raggiungere livelli di continuità di rilievo, che hanno in parte colmato il gap con il resto d'Europa.
- 1.6 Anche per la regolazione della qualità, così come prospettato per la regolazione tariffaria nel richiamato documento 335/2015/R/eel, il quinto periodo regolatorio si presenta come periodo di transizione nell'attesa dello sviluppo delle logiche *totex*. Considerati i livelli di qualità raggiunti o che verranno gradualmente

raggiunti dalle imprese, l’Autorità ha ragione di ritenere che il quadro regolatorio della qualità del servizio, nel corso del nuovo periodo di regolazione, possa giungere ad una effettiva stabilizzazione e, di conseguenza, richiedere agli operatori della distribuzione e della trasmissione il mantenimento di livelli di qualità “ottimali”¹ (il caso più immediato è quello relativo alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni, che arriva a compimento al termine del 2015).

- 1.7 Nella prospettiva di ulteriore integrazione tra la regolazione tariffaria e la regolazione della qualità, si può ipotizzare dal lato tariffario che i livelli di riconoscimento dei costi siano fissati con riferimento a livelli di qualità ottimali e siano tali da attivare specifici meccanismi di penalizzazione per il mancato rispetto di tali livelli ottimali. L’Autorità ritiene tuttavia che debbano essere considerate anche forme di premialità ridotta per i miglioramenti ulteriori rispetto ai livelli ottimali di qualità, soprattutto nella fase di transizione che si prospetta.
- 1.8 Questo nuovo approccio potrà essere sviluppato in modo equilibrato e potrà comportare anche una revisione dei livelli di rischiosità degli investimenti che saranno sviluppati nel documento di orientamenti finali relativo ai criteri per la fissazione del costo riconosciuto nel quinto periodo regolatorio, la cui pubblicazione è prevista nell’autunno 2015. In particolare i livelli di responsabilizzazione degli operatori potranno essere bilanciati in funzione degli elementi di contenimento del rischio contenuti nella regolazione vigente della qualità, quali i tetti massimi a premi, penalità, indennizzi, etc., che l’Autorità, in linea generale, è orientata a confermare.
- 1.9 L’integrazione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità può anche essere sviluppata mediante la gestione di *menu regolatori*, con i quali si offrono alle imprese diverse opzioni caratterizzate da diverso grado di rischiosità e conseguente diverso grado dei livelli di remunerazione del capitale investito. Questi aspetti saranno affrontati nel documento in materia di tariffe e vincoli ai ricavi, che tratterà anche il tema della revisione dei meccanismi di garanzia dei ricavi, la cui pubblicazione è prevista per il prossimo mese di settembre. In questo contesto si inquadrano anche alcune regolazioni opzionali della qualità sviluppate nel presente documento, alle quali le imprese distributrici e Terna potranno accedere.
- 1.10 In tema di integrazione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità, il documento 335/2015/R/eel (punti da 25.9 a 25.14), in relazione alla determinazione del capitale investito riconosciuto e degli ammortamenti, prevede che le imprese di dimensione medio-piccola che sceglieranno il

¹ Ad esempio, i livelli obiettivo di lungo termine relativi alle regolazioni premi-penalità della durata e del numero di interruzioni; oppure gli standard sul numero massimo annuo di interruzioni per gli utenti MT; oppure gli standard sulla durata massima delle interruzioni per gli utenti MT e BT.

meccanismo di riconoscimento puntuale degli investimenti effettuati saranno tenute a partecipare a meccanismi di verifica di alcuni indicatori di qualità tecnica e commerciale.

- 1.11 Parallelemente allo sviluppo della regolazione della qualità come sopra illustrato, appare necessario affrontare senza indugio il tema della vulnerabilità del sistema elettrico, in particolare in relazione alla prevenzione delle interruzioni conseguenti ad eventi meteorologici che nel corso degli anni si manifestano in modi sempre più severi e persistenti (irrobustimento meccanico ed elettrico delle reti), anche in esito all'indagine conoscitiva avviata con la deliberazione 10 marzo 2015, 96/2015/R/eel recante "Avvio di un'indagine conoscitiva in relazione alle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia".
- 1.12 Il presente documento per la consultazione, inquadrato nel contesto più generale sopra delineato, contiene dunque gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel nuovo periodo di regolazione, e tiene conto dei contributi pervenuti in risposta ai documenti 5/2015/R/eel e 48/2015/R/eel, degli esiti dei successivi incontri tematici, nonché degli esiti dell'indagine demoscopica realizzata presso un campione di utenti domestici e non domestici su alcuni aspetti della regolazione della qualità del servizio.
- 1.13 Infine, occorre ricordare che il documento 255/2015/R/eel "*Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica*" offre alcuni spunti correlabili alla regolazione della qualità del servizio, tra i quali:
 - a) la regolazione della tensione a livello di reti in media tensione (MT), che dipende anche dai valori effettivi di tensione assicurati da Terna in corrispondenza delle cabine primarie;
 - b) il funzionamento in isola intenzionale, che potrebbe fornire supporto alla gestione di emergenze, segnatamente quelle dovute ad eventi meteorologici severi e persistenti;
 - c) l'esercizio avanzato della rete MT, che dovrebbe consentire il mantenimento in sicurezza dei livelli obiettivo della durata delle interruzioni e fornire supporto alla gestione delle emergenze (cfr lettera precedente).
- 1.14 Le Appendici da A1 ad A3 riportano grafici e tabelle già pubblicati nel documento 48/2015/R/eel, con dati aggiornati al 2014.
- 1.15 Per quanto non espressamente indicato nel presente documento, l'Autorità è orientata a confermare nel nuovo periodo la regolazione vigente:
 - a) deliberazione ARG/elt 198/11 per la distribuzione (di seguito: TIQE);

- b) deliberazione ARG/elt 197/11 per la trasmissione.

2 Sintesi degli orientamenti finali

2.1 Nel presente capitolo viene riportata una sintesi dei principali orientamenti dell'Autorità, alla luce degli obiettivi elencati al punto 1.6 del documento 48/2015/R/eel che, per comodità, vengono riportati integralmente:

- a) per quanto riguarda la qualità del servizio di distribuzione:
 - 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:
 - 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):
 - 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 (il successivo punto 2.3 indica l'indirizzo generale dell'Autorità sul tema della vulnerabilità del sistema elettrico e le parti del presente documento nelle quali vengono sviluppati gli specifici interventi, anche in relazione all'indagine conoscitiva avviata in seguito agli eventi meteorologici accaduti nel febbraio 2015 in Emilia Romagna e Lombardia);

- 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.
- 2.2 Per alcune regolazioni di maggiore complessità, quali quelle riguardanti la vulnerabilità del sistema elettrico, le interruzioni attribuibili a forza maggiore, le forme contrattuali speciali e la riferibilità degli standard individuali per gli utenti MT a zone "industrializzate", sarà necessario approfondire nel corso del nuovo periodo di regolazione, anche attraverso un apposito tavolo di lavoro, alcuni aspetti complessi non sviluppabili in questa fase.
- 2.3 In materia di vulnerabilità del sistema elettrico, l'Autorità ritiene necessario pervenire alla conclusione dell'indagine conoscitiva avviata con la deliberazione 96/2015/R/eel, al fine di rendere maggiormente efficace il proprio indirizzo su di un argomento molto critico e di estrema complessità. Per tale materia appare necessario sviluppare soluzioni mirate:
- a) da un lato alla prevenzione delle interruzioni conseguenti ad eventi meteorologici severi e persistenti (irrobustimento meccanico ed elettrico delle reti, vd punto 1.11 e successivi punto 2.15 e capitolo 17);
 - b) dall'altro ad incentivare gli operatori di rete ad una ripresa più rapida del servizio una volta accadute le interruzioni (vd successivi punti 2.8 - 2.10 e capitolo 6).

Distribuzione – regolazioni premi-penalità

- 2.4 L'Autorità intende dare **continuità ai meccanismi che incentivano la riduzione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso**. Secondo le simulazioni effettuate dall'Autorità, nell'ipotesi che si registrino significativi miglioramenti nel periodo 2016 - 2021, è attesa l'erogazione di premi fino ad un massimo di 450 M€
- 2.5 In parallelo l'Autorità intende introdurre **due meccanismi innovativi, a carattere opzionale e sperimentale**, che incentivano le imprese a **ridurre la**

durata delle interruzioni dovute a forza maggiore e delle interruzioni con preavviso.

Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni (cap. 3)

- 2.6 A conclusione del ciclo di 12 anni di regolazione incentivante della durata delle interruzioni, mirato a far convergere i livelli effettivi verso i livelli obiettivo, l'Autorità ritiene opportuno prevedere un **meccanismo di mantenimento dell'indicatore di durata delle interruzioni senza preavviso lunghe al di sotto del livello obiettivo**, con applicazione di penalità nel caso in cui assuma valori peggiori del livello obiettivo (le penalità sono minori se l'impresa decide di includere nell'indicatore le interruzioni dovute a danni da terzi). In coerenza con quanto indicato al punto 1.7, ed accogliendo le osservazioni pervenute dalla pluralità dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione, l'Autorità intende prevedere **l'erogazione di premi per il mantenimento dell'indicatore al di sotto del livello obiettivo, sino alla metà del livello obiettivo.**

Regolazione premi-penalità del numero di interruzioni (cap. 4)

- 2.7 L'Autorità intende **confermare il meccanismo vigente, ma con traslazione dal 2019 al 2021 dell'orizzonte temporale per il raggiungimento dei livelli obiettivo** da parte di tutti gli ambiti territoriali, per effetto del possibile prolungamento della durata del nuovo periodo di regolazione. Per favorire il raggiungimento dei livelli obiettivo entro l'orizzonte temporale del 2021, l'Autorità intende **prevedere una regolazione speciale per gli ambiti con numero di interruzioni superiore a 1,33 volte il livello obiettivo all'inizio del nuovo periodo di regolazione che lo raggiungeranno entro il 2021.** Considerato che gli interventi indotti da questo tipo di regolazione sono connessi all'irrobustimento della infrastruttura di rete, l'Autorità non intende dare seguito all'orientamento di riduzione dell'incentivazione per gli ambiti che per ogni anno del periodo 2012-2015 hanno riportato un numero di interruzioni inferiore al livello obiettivo. Dalle simulazioni effettuate dall'Autorità non si evidenziano presupposti per l'introduzione di un nuovo grado di concentrazione di altissima concentrazione, caratterizzato da un proprio livello obiettivo distinto da quello attualmente applicato per gli ambiti di alta concentrazione, comprendente ambiti territoriali urbani con elevato numero di utenti. Il tema delle grandi aree urbane è oggetto della consultazione in tema di *smart distribution system* (documento di consultazione 255/2015/R/eel) e l'Autorità intende riesaminarlo in occasione della pubblicazione degli orientamenti finali, prevista per novembre, in esito anche ai contributi che perverranno alla richiamata consultazione.

Regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore (cap. 6)

- 2.8 **La ripresa del servizio in tempi rapidi**, una volta accadute interruzioni dovute ad eventi meteorologici di particolare severità e persistenza, è un tema afferente alla vulnerabilità del sistema elettrico, cui l’Autorità intende porre grande attenzione.
- 2.9 Allo scopo l’Autorità è orientata a intervenire su **due fronti**. In primo luogo, a tutela dei consumatori, l’Autorità intende valutare l’**aggiornamento degli standard sulle interruzioni senza preavviso di lunga durata di qualsiasi causa**, sia per gli utenti in bassa tensione (BT) che MT, **fissandoli a valori indipendenti dal grado di concentrazione, e pari a quelli attualmente relativi all’alta concentrazione** (8 ore gli utenti BT e 4 ore per gli utenti MT), **con decorrenza 2016** (punti da 6.5 a 6.8). Ciò comporta rilevanti effetti tariffari che devono essere approfonditi con la presente consultazione.
- 2.10 Il secondo intervento tende a responsabilizzare le imprese distributrici ad una rapida ripresa del servizio anche in condizioni di forza maggiore. L’Autorità intende introdurre un **meccanismo incentivante opzionale**, del quale vengono presentati i primi elementi applicativi, da finalizzare nel corso del biennio 2016-2017 e da sperimentare nel quadriennio 2018-2021. L’obiettivo di tale regolazione **ridurre progressivamente la quota di durata delle interruzioni, di qualsiasi causa e origine, che eccede X ore**. Rimane da approfondire se tale meccanismo possa sovrapporsi a quello della regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni o possa costituire un meccanismo incentivante a se stante (punti da 6.11 a 6.19).

Regolazione delle interruzioni con preavviso (cap. 7)

- 2.11 Dalla consultazione è emersa una criticità rispetto all’orientamento iniziale dell’Autorità, per via dell’impossibilità da parte delle imprese distributrici di fornire dati di costo disaggregati utili per il corretto dimensionamento dei parametri della regolazione ipotizzato nel documento 48/2015/R/eel². Per tale motivo l’Autorità modifica il proprio approccio a tale regolazione rispetto a quanto prospettato nel documento 48/2015/R/eel, ed intende:
- a) **per gli utenti BT, sperimentare nel biennio 2017-2018 una regolazione opzionale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso che dimensiona i premi per le imprese distributrici in funzione dei costi evitati all’utenza dovuti alla riduzione della durata delle interruzioni**. Il meccanismo regolatorio verrà completato per gli aspetti applicativi nel corso del 2016 (punti da 7.2 a 7.11);

² Nel documento 48/2015/R/eel l’Autorità ha proposto una regolazione premiante e opzionale che utilizzi un indicatore di durata o numero delle interruzioni che possa neutralizzare gli effetti dei mancati investimenti in manutenzione della rete in media e bassa tensione.

- b) per gli utenti MT, aumentare a cinque giorni lavorativi il tempo di preavviso e prevedere che lo spostamento dell'interruzione in orari diversi da quelli comunicati dall'impresa, ma concordati con l'utente MT, non debbano comportare oneri aggiuntivi a carico di quest'ultimo (punti 7.12 e 7.13).

Regolazioni opzionali della continuità del servizio (in vista della attivazione di menu regolatori³)

- 2.12 In materia di continuità del servizio di distribuzione sono previste le seguenti regolazioni opzionali:
- a) partecipazione alle regolazioni premi-penalità da parte delle imprese di piccole dimensioni, anche in forma aggregata;
 - b) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a cause esterne;
 - c) partecipazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni con preavviso;
 - d) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a forza maggiore.

Trasmissione – regolazione premi-penalità (cap. 14)

- 2.13 L'Autorità è orientata a **confermare il meccanismo premi-penalità mirato a ridurre l'Energia non fornita di riferimento (ENSR)**, depurata della quota attribuibile agli utenti AT, applicato in **modo uniforme all'intera rete di trasmissione nazionale (RTN storica e RTN Telat)**. Il miglioramento percentuale annuo ai fini della determinazione dei livelli obiettivo della ENSR è proposto pari al 3,5%. Da tale regolazione è **esclusa l'energia non servita relativa alla rete rilevante attualmente non RTN**, per la quale, confermando la regolazione vigente, ne sarà disposto il solo monitoraggio (es.: Rete Ferroviaria Italiana).
- 2.14 L'Autorità intende inoltre **confermare la regolazione dei servizi di mitigazione**, vale a dire delle controalimentazioni in media tensione eseguite dalle imprese distributrici in occasione di guasti originatisi sulla rete di alta tensione.

³ Cfr punto 1.9.

Vulnerabilità del sistema elettrico (cap. 17)

- 2.15 L'Autorità ritiene che **Terna e le imprese distributrici** che operano nelle aree più esposte ad eventi di particolare severità **debbano predisporre un piano di lavoro finalizzato all'incremento di resilienza del sistema**. Tali piani, oltre ad una disamina tecnica, dovranno contenere elementi di costo e di beneficio tali da poter **indirizzare efficacemente l'azione dell'Autorità**. Il tavolo di lavoro sulla qualità del servizio verrà utilizzato per approfondire il confronto con i gestori di rete e per finalizzare al meglio gli orientamenti finali dell'Autorità, anche in esito alla indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 96/2015/R/eel.

Distribuzione e trasmissione – altri orientamenti

- 2.16 Il documento, inoltre, delinea **ulteriori ambiti di possibile intervento**, sia in relazione al servizio di distribuzione che a quello di trasmissione dell'energia elettrica, finalizzati al **rafforzamento di regolazioni vigenti** (individuale utenti MT, qualità commerciale distribuzione e misura, tensione di alimentazione utenti connessi alla rete rilevante) e all'**individuazione di nuovi fronti in merito ai quali l'Autorità ritiene opportuno intervenire** (qualità tensione BT, individuale clienti AT).

Regolazione individuale degli utenti in media tensione: continuità del servizio e buchi di tensione (cap. 9)

- 2.17 In esito alla consultazione l'Autorità è orientata ad accomunare lo standard sul numero massimo di interruzioni transitorie a quello sul numero massimo di buchi di tensione⁴, e a mantenere la pubblicazione comparativa, tra imprese distributrici, delle interruzioni, in attesa che venga fissato il predetto standard che, orientativamente, entrerà in vigore nel 2019, una volta disponibili ed elaborati i dati sui buchi di tensione relativi al periodo 2015-2017 (punti da 9.8 a 9.10).
- 2.18 Per quanto riguarda i buchi di tensione, l'Autorità conferma l'iniziativa di responsabilizzazione degli utenti MT in riferimento ai buchi di tensione ricadenti nelle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160, mentre, per le imprese distributrici i buchi oggetto di regolazione saranno quelli di origine MT ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2, C1, D1 e X1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160 (punto 9.10).
- 2.19 L'Autorità intende dare seguito alla proposta originaria di riferire gli standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti MT anche ad un nuovo grado di concentrazione che tenga conto del livello di

⁴ Le interruzioni transitorie e i buchi di tensione sono due fenomeni elettrici molto diversi tra loro, ma caratterizzati da conseguenze paragonabili sui processi produttivi dei clienti; per tale motivo vengono spesso accomunati ed identificati come "microinterruzioni".

industrializzazione nel territorio. Allo scopo vengono presentate due simulazioni, preliminari allo sviluppo di tale regolazione, che verranno portate allo studio del tavolo di lavoro della qualità del servizio. In conseguenza di ciò, la vigente regolazione che incentiva la riduzione del numero di utenti MT che subiscono un numero di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità, non viene confermata (punti da 9.11 a 9.21).

- 2.20 Per quanto riguarda gli impianti di utenza, viene dato spazio ad una ulteriore campagna informativa nei confronti degli utenti MT con impianti non adeguati circa la convenienza all'adeguamento. Tra le informazioni da trasferire all'utente viene incluso l'ammontare complessivo del Corrispettivo Tariffario Specifico che l'utente ha versato nel corso degli anni. Rimane sempre la possibilità per l'impresa distributrice di installare un interruttore con registrazione della continuità del servizio sul punto di consegna degli utenti MT con impianti non adeguati, al fine di evitare la propagazione in rete di interruzioni originatesi all'interno degli impianti di tali utenti (punti 9.22 e 9.23).

Qualità della tensione nelle reti in bassa tensione (cap. 11)

- 2.21 L'Autorità conferma il proprio interesse al monitoraggio del valore efficace della tensione di alimentazione tramite i misuratori elettronici, che deve essere finalizzato al ripristino dei valori della tensione per i casi di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160. Allo scopo l'Autorità ritiene che le imprese debbano predisporre un piano di lavoro pluriennale dal quale risultino almeno la frequenza del monitoraggio a campione, il tempo massimo entro il quale tutta la rete BT servita viene sottoposta a monitoraggio a campione, nonché i tempi di ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione per i casi di più grave non conformità.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura (cap. 12)

- 2.22 In esito alla consultazione ed alla indagine demoscopica effettuata presso gli utenti domestici e non domestici BT e MT è emerso che i tempi massimi percepiti come maggiormente critici dai clienti sono quelli relativi alla preventivazione ed esecuzione dei lavori. Presa inoltre visione dei tempi medi effettivi registrati nel biennio 2013-2014 su scala nazionale (vedi tavole da A2.2 a A2.6), l'Autorità intende (punti da 12.3 a 12.8):
- a) trasformare da generale a specifico lo standard sul tempo massimo di esecuzione di lavori complessi e, contestualmente, ridurlo da 60 a 50 giorni lavorativi per ogni tipo di lavoro, sia per i clienti MT che per i clienti BT;

- b) ridurre il tempo massimo per la preventivazione di lavori sulla rete, da 20 a 15 giorni lavorativi per la rete BT e da 40 a 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- c) ridurre il tempo massimo per l'esecuzione di lavori semplici, da 15 a 10 giorni lavorativi per gli utenti BT e da 30 a 20 giorni lavorativi per gli utenti MT.

Vengono inoltre proposte alcune nuove prestazioni assoggettabili alla preventivazione rapida.

- 2.23 Per quanto riguarda le connessioni massive l'Autorità è orientata a indicare alcuni criteri alla base della stipula di accordi tra le imprese distributrici e i richiedenti, di norma soggetti caratterizzati da elevato potere contrattuale (punti da 12.9 a 12.14).

Regolazione individuale dei clienti finali AT (cap. 15)

- 2.24 Per tutti i clienti finali in alta tensione (AT) l'Autorità, in attuazione di quanto già previsto dalla regolazione vigente, intende introdurre standard ed indennizzi automatici sul numero massimo di interruzioni lunghe o brevi di responsabilità di Terna, differenziati per livello di tensione e per tipologia di rete AT (magliata o radiale), con decorrenza 2016 (punti da 15.3 a 15.10).
- 2.25 Per i clienti finali AT interessati sono poste le basi per la partecipazione alla regolazione individuale del numero massimo di interruzioni transitorie di responsabilità di Terna e dei buchi di tensione ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2, C1, D1 e X1 della tabella 8 della norma CEI EN 50160. Tale regolazione non potrà essere avviata prima del 2021, sulla base dei dati disponibili per il periodo luglio 2017 – giugno 2019 (punti 15.11 e 15.12).

Tensione di alimentazione degli utenti connessi alla rete rilevante (cap. 16)

- 2.26 L'Autorità intende prevedere che Terna pubblichi annualmente, per ogni utente connesso alla rete rilevante (clienti finali AT, cabine primarie e produttori), i valori minimo e massimo della tensione efficace, attesi ed effettivi. Allo scopo l'Autorità intende pervenire alla definizione di parametri di misura e di criteri per il trattamento dei dati relativi anche a condizioni atipiche di esercizio.

Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio

- 2.27 L'Autorità intende istituire sin dalla primavera 2016 un tavolo di lavoro con le imprese distributrici e Terna destinato ad approfondire alcuni temi di particolare complessità, prima della loro entrata in vigore, tra i quali:

- a) vulnerabilità del sistema elettrico (prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute ad eventi severi);
- b) regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a forza maggiore (incentivazione ad una rapida ripresa del servizio);
- c) riferibilità degli standard individuali per gli utenti MT a zone industrializzate;
- d) forma contrattuale speciale per gli utenti MT.

Parte I – Distribuzione e misura dell'energia elettrica

3 Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni

3.1 Nel documento 48/2015/R/eel l'Autorità ha proposto un meccanismo di mantenimento dell'indicatore di riferimento al di sotto del livello obiettivo, con previsione di sole penali in caso di valore annuo dell'indicatore di riferimento al di sopra del livello obiettivo. Più in dettaglio l'Autorità ha proposto:

- a) conferma dei livelli obiettivo vigenti, fissati nel 2003, da raggiungere entro il 2015, differenziati per grado di concentrazione e in funzione dell'inclusione o meno nell'indicatore di riferimento delle interruzioni 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) nessuna forma di premialità nel caso in cui il valore effettivo annuale dell'indicatore di riferimento sia migliore del livello obiettivo, ma, in esito alla consultazione, valutazione della applicabilità di premi per il mantenimento del valore annuale dell'indicatore di riferimento in una fascia da individuare al di sotto del livello obiettivo;
- e) rimozione del differimento delle penalità, in coerenza con la previsione di un livello tendenziale "piatto", pari al livello obiettivo, per ogni anno del nuovo periodo di regolazione;
- f) previsione di una franchigia minima per il confronto tra il livello effettivo e il livello obiettivo, orientativamente pari ad un minuto;
- g) conferma dell'adesione volontaria al meccanismo di riduzione della durata delle interruzioni dovute a cause esterne⁵;
- h) valutazione di ulteriori disincentivazioni all'esclusione dall'indicatore di riferimento della durata delle interruzioni dovute a cause esterne.

⁵ Per le imprese che aderiscono al meccanismo di riduzione della durata delle interruzioni dovute a cause esterne, i parametri C relativi alla regolazione premi-penalità del numero di interruzioni sono maggiorati.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici auspicano una traslazione al 2019 del termine fissato per il raggiungimento dei livelli obiettivo, eventualmente ridisegnando il percorso per gli ambiti ancora lontani dagli obiettivi, e il mantenimento di forme di premialità per gli ambiti con valore effettivo dell'indicatore di riferimento migliore del livello obiettivo, al fine di evitare il decadimento della qualità raggiunta.

Una associazione di imprese distributrici valuta negativamente il mantenimento di una regolazione solo penalizzante, proponendo il mantenimento dell'attuale meccanismo premi-penalità con un intervallo massimo tra livello obiettivo ed effettivo.

Il mantenimento di forme di premialità è stato auspicato anche da associazioni di consumatori, di produttori di energia elettrica e di costruttori di apparecchiature elettriche.

In relazione alle soglie di franchigia, un distributore propone una franchigia in aumento al livello obiettivo pari a cinque minuti nelle aree ad alta concentrazione mentre un diverso distributore ritiene che l'introduzione della franchigia minima pari a 1 minuto per la durata non sia congruente con i principi della regolazione proposta.

Un'associazione di imprese distributrici non condivide la riduzione della franchigia, in particolare per la previsione di utilizzo del dato annuale anziché biennale.

Le imprese distributrici ritengono che l'adesione al meccanismo di riduzione della durata delle interruzioni dovute a cause esterne dovrebbe rimanere facoltativa, proponendo l'aumento, in caso di adesione, del livello obiettivo oppure del premio, al fine di incentivare l'adesione al meccanismo, anche considerando l'aumento della rischiosità dell'attività di distribuzione che tale adesione comporta.

Alcune imprese distributrici non condividono eventuali forme di penalizzazione per i distributori che non intendono accedere al meccanismo.

- 3.2 Le osservazioni pervenute dalla pluralità dei soggetti intervenuti in consultazione hanno sottolineato la necessità di continuare a garantire forme di premialità per gli ambiti con valore dell'indicatore di riferimento al di sotto del livello obiettivo, al fine di evitare un deterioramento della qualità raggiunta nel succedersi dei periodi di regolazione, sono condivisibili. D'altra parte la previsione di forme di premialità per il raggiungimento di livelli di qualità migliori dei livelli di qualità ottimali risponde all'indirizzo generale espresso al punto 1.7 del presente documento.
- 3.3 Per quanto riguarda le fasce di franchigia, invece, le osservazioni emerse dalla consultazione sono solo parzialmente condivisibili, anche in relazione al modificato orientamento sul periodo di calcolo dell'indicatore di riferimento (cfr punto 3.5).
- 3.4 Nella seguente tabella 1 è riassunta la posizione finale dell'Autorità in materia di livelli obiettivo, fasce di franchigia, fasce di penalizzazione/premialità e dimensionamento dei premi e delle penalità (parametri C applicabili), sia per i

casi in cui l'indicatore di riferimento non includa la quota di durata delle interruzioni dovute a cause esterne sia per i casi in cui l'indicatore di riferimento li includa.

Tabella 1 – Sintesi degli orientamenti finali in materia di regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni⁶

	Alta conc.	Media conc.	Bassa conc.
	Interruzioni dovute a cause esterne <u>escluse</u> dall'indicatore di riferimento		
Parametri C applicabili per le penalità	seconda riga di tabella 5 del TIQE, maggiorati del 33%		
Franchigia in aumento al LO	25-27,5 min.	40-44 min.	60-66 min.
Livello obiettivo (LO)	25 min.	40 min.	60 min.
Franchigia in diminuzione al LO	25-22,5 min.	40-36 min.	60-54 min.
Fascia di premialità	22,5-12,5 min.	36-20 min.	54-30 min.
Parametri C applicabili per i premi	prima riga di tabella 5 del TIQE ridotti del 33%		
	Interruzioni dovute a cause esterne <u>incluse</u> nell'indicatore di riferimento		
Parametri C applicabili per le penalità	seconda riga di tabella 5 del TIQE		
Franchigia in aumento al LO	28-30,5 min.	45-49 min.	68-74 min.
Livello obiettivo (LO)	28 min.	45 min.	68 min.
Franchigia in diminuzione al LO	28-25,5 min.	45-41 min.	68-62 min.
Fascia di premialità	25,5-12,5 min.	41-20 min.	62-30 min.
Parametri C applicabili per i premi	prima riga di tabella 5 del TIQE, ridotti del 33%		

3.5 L'Autorità conferma il proprio orientamento iniziale in relazione alla soppressione del meccanismo di differimento delle penalità in conseguenza dell'introduzione del nuovo meccanismo sopra illustrato, non più basato sulla determinazione *ex-ante* di livelli tendenziali, ma sul mantenimento dei livelli obiettivo di lungo termine. Per quanto riguarda il meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne, l'Autorità è orientata a confermare l'adesione facoltativa (opzione già vigente). Quanto all'utilizzo del valore annuale dell'indicatore di riferimento, l'Autorità accoglie le osservazioni pervenute, e propone anche per il nuovo periodo l'utilizzo del valore biennale.

⁶ Nella Appendice 4 sono riportati alcuni esempi di calcolo del parametro $DRE C_{i,j}$ (recupero di continuità della durata delle interruzioni).

- 3.6 In riferimento alle proposte di traslazione di un quadriennio per il raggiungimento dei livelli obiettivo e di replica dell'incentivazione speciale per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo, l'Autorità ritiene che i segnali forniti dalla regolazione dal 2000 ad oggi siano stati adeguatamente premianti e tali da incentivare interventi realizzabili entro gli orizzonti temporali della suddetta regolazione, finalizzati principalmente all'automazione della rete. L'Autorità non ritiene quindi opportuno accogliere i segnali emersi dalla consultazione riferibili alla traslazione dell'orizzonte temporale per il raggiungimento dei livelli obiettivo di lungo termine o al disegno di un nuovo percorso per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo.
- 3.7 Infine, dalle simulazioni effettuate dall'Autorità l'ammontare dei premi per la durata delle interruzioni nel periodo 2016-2021, al netto delle penalità, è atteso collocarsi nella forchetta 100-130 M€ a fronte di un miglioramento previsto dell'indicatore di riferimento a livello nazionale da 37 minuti a 30-26 minuti nello stesso periodo, nell'ipotesi che i minuti persi del 2015 siano uguali a quelli del 2014.

4 Regolazione premi-penalità del numero di interruzioni

- 4.1 Nel documento 48/2015/R/eel l'Autorità ha proposto:
- a) la traslazione dal 2019 al 2021 degli obiettivi di lungo termine, in corrispondenza del termine del quinto periodo di regolazione, qualora esteso a sei anni;
 - b) l'introduzione di una regolazione speciale mirata ad incentivare il raggiungimento dei livelli obiettivo, entro il 2021, da parte degli ambiti con 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;
 - c) la decelerazione (riduzione) 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici valutano positivamente la traslazione al 2021 del termine fissato per il raggiungimento dei livelli obiettivo, ma sottolineano la necessità di dover dare luogo ad attività caratterizzate da costi elevati rispetto agli effettivi benefici.

E' stato segnalato, in particolare, che le interruzioni hanno raggiunto un livello minimo difficilmente riducibile, con la conseguenza che il raggiungimento dei livelli obiettivo sarebbe possibile solo con interventi particolarmente consistenti sulla struttura della rete. A tal proposito, una impresa distributtrice ritiene opportuno mitigare gli obiettivi, ad esempio escludendo le interruzioni brevi dalla regolazione premi/penalità, e sottolinea che per alcune tipologie di origini delle interruzioni (in particolare quelle con origine BT) non esistono tecnologie mitiganti, e che i guasti sul trasformatore AT/MT possono influenzare significativamente l'indicatore relativo al numero di interruzioni.

Una impresa distributtrice propone un nuovo percorso regolatorio per gli ambiti ancora distanti dal livello obiettivo.

Un'altra impresa distributtrice propone l'innalzamento ad 1,2 interruzioni per utente del livello obiettivo per gli ambiti territoriali ad alta concentrazione oggi caratterizzati da un livello obiettivo pari ad 1.

Una associazione di imprese distributrici non concorda con la decelerazione dell'incentivazione per gli ambiti rimasti sotto i livelli obiettivo nel periodo 2012-2015, che dovrebbe essere opportunamente dimensionata affinché continui a rappresentare una fonte di finanziamento delle imprese.

- 4.2 La lettura dei dati relativi all'anno 2014 (Tavole A1.9-A1.11), ancora in miglioramento rispetto al 2013, suggerisce prudenza nel modificare il quadro regolatorio, come richiesto da alcuni soggetti, con particolare riferimento alla soppressione delle interruzioni brevi dall'indicatore di riferimento ed all'innalzamento dei livelli obiettivo, in particolare di alta concentrazione. La soppressione delle interruzioni brevi dall'indicatore di riferimento e/o l'innalzamento dei livelli obiettivo, in particolare di alta concentrazione, non sembrano rappresentare una risposta efficace alle istanze emerse dalla consultazione, considerato che la traiettoria di miglioramento obbligatorio non ha ancora raggiunto la metà del suo percorso.
- 4.3 Inoltre, in risposta a quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità ha effettuato una simulazione per accertare l'eventuale sussistenza di presupposti tali da giustificare l'introduzione di un nuovo grado di concentrazione, di altissima concentrazione, costituito da ambiti territoriali già in alta concentrazione e con elevato numero di utenti (superiore a 250.000) e caratterizzato da un proprio livello obiettivo, in relazione alla regolazione premi-penalità del numero interruzioni.
- 4.4 Sono stati individuati 8 ambiti su un totale di 89 in alta concentrazione che servono circa 4,8 milioni di utenti su un totale di circa 10,3 milioni di utenti

(47% circa) serviti in alta concentrazione e per tali ambiti è stato estratto il numero di interruzioni lunghe e brevi soggetto a regolazione premi-penalità (N1) per il triennio 2012-2014. Tali dati sono riassunti nella seguente tabella 2.

Tabella 2 – Numero di interruzioni lunghe e brevi soggette alla regolazione premi-penalità per ambiti territoriali già in alta concentrazione e con numero di utenti superiore a 250.000 nel triennio 2012-2014

Ambito	Numero utenti	N1-2012	N1-2013	N1-2014
Comune di Roma	1.314.395	1,76	1,69	1,44
Comune di Milano	860.552	1,30	1,29	1,10
Provincia di Napoli	780.828	2,48	2,34	2,17
Comune di Torino	561.575	0,96	1,11	0,98
Provincia di Genova	377.617	1,73	1,71	1,30
Provincia di Palermo	361.309	4,64	4,65	4,10
Provincia di Firenze	276.664	1,20	1,23	1,03
Provincia di Bari	262.318	2,84	2,81	2,73

4.5 E' stato poi effettuato un confronto tra il numero di interruzioni lunghe e brevi soggetto alla regolazione premi-penalità di tali ambiti e dei restanti in alta concentrazione per il triennio 2012-2014, illustrato nella seguente tabella 3.

Tabella 3 - Numero di interruzioni lunghe e brevi soggette alla regolazione premi-penalità in alta concentrazione: confronto tra ambiti con numero di utenti superiore a 250.000 e con numero di utenti inferiore a 250.000 nel triennio 2012-2014

Ambiti in alta concentrazione	N1-2012	N1-2013	N1-2014
> 250.000 utenti	1,94	1,91	1,68
< 250.000 utenti	2,12	1,99	1,87
Italia – alta conc.	2,03	1,95	1,78

4.6 Dall'esame di tali dati non sussistono evidenze tali da giustificare l'introduzione di un nuovo grado di altissima concentrazione, dal momento che gli ambiti con numero di utenti superiore a 250.000 si comportano addirittura meglio degli altri di pari grado di concentrazione in relazione al numero di interruzioni per utente per ogni anno del triennio preso in considerazione.

4.7 Ulteriori simulazioni effettuate dell'Autorità mostrano che, per l'alta concentrazione:

- a) i valori più elevati di numero di interruzione per utente sono riscontrabili principalmente nell'Italia del Sud, indipendentemente dalla dimensione degli ambiti;
 - b) 34 ambiti su 89, principalmente localizzati nell'Italia del Nord, hanno già raggiunto il livello obiettivo al termine del 2014.
- 4.8 Alla luce di quanto emerso dalla consultazione e di quanto sopra discusso, l'Autorità conferma come prioritario il raggiungimento dei livelli obiettivo di lungo termine al 2021, istituiti nel 2007. Tuttavia, tenuto conto che gli interventi indotti da questa regolazione sono connessi all'irrobustimento della infrastruttura di rete, l'Autorità ritiene opportuno modificare il proprio orientamento iniziale come di seguito indicato:
- a) applicazione dell'incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con il livello di partenza per il nuovo periodo regolatorio superiore a 1,33 volte il livello obiettivo invece che 1,5 volte il livello obiettivo; nell'ipotesi di mutuare a tale regime di incentivazione speciale le regole adottate per l'analogo regime relativo alla durata delle interruzioni (art. 26 del TIQE - nel caso in questione si traduce nell'adottare i parametri C di cui alla fascia centrale della tabella 6 del TIQE moltiplicati per 0,75), di adottare le regole di cui al punto 4.1, lettera b) del presente documento, e nell'ipotesi che la totalità di tali ambiti raggiunga il livello obiettivo entro il 2021, l'extra premio complessivo, erogabile a fine periodo, ammonterebbe a circa 46,5M€
 - b) non dare seguito alla decelerazione (riduzione) dell'incentivazione al di sotto del livello obiettivo;
 - c) conferma dei parametri C di cui alle tabelle 6-7 del TIQE.
- 4.9 L'Autorità completa il proprio orientamento prevedendo, in analogia a quanto previsto per la durata delle interruzioni, la rimozione del meccanismo di differimento delle penalità anche per tale regolazione.
- 4.10 L'Autorità intende portare a compimento la regolazione premi-penalità del numero di interruzioni con le integrazioni sopra illustrate. Eventuali diverse pesature delle interruzioni brevi rispetto alle interruzioni lunghe, per particolari cause di guasto, potranno essere prese in considerazione solo successivamente, nella fase di mantenimento dei livelli obiettivo.
- 4.11 Dalle simulazioni effettuate dall'Autorità l'ammontare dei premi per il numero di interruzioni nel periodo 2016-2021, al netto delle penalità e della extra-premialità di cui al punto 4.8, lettera a), è atteso collocarsi nella forchetta 110-270 M€ a fronte di un miglioramento previsto dell'indicatore di riferimento a livello nazionale da 3,11 interruzioni per utente a 2,34-1,94 interruzioni per utente nello stesso periodo, nell'ipotesi che il numero di interruzioni per utente del 2015 sia uguale a quello del 2014.

5 Altri approfondimenti in materia di regolazioni premi-penalità

- 5.1 In materia di regolazione premi-penalità, l'Autorità ha inoltre posto in consultazione i seguenti temi:
- a) la partecipazione obbligatoria per le imprese che hanno almeno una sbarra MT di cabina primaria nella loro disponibilità, indipendentemente dal numero di clienti finali serviti;
 - b) 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 Sistema di Registrazione (ISR) disciplinato dal TIQE sia inferiore ad una determinata soglia percentuale;
 - c) la revisione degli effetti degli indici di validità dei dati di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni, qualora venga confermata l'ipotesi di non erogare alcun premio se il valore effettivo dell'indicatore di riferimento per la durata delle interruzioni è inferiore al livello obiettivo.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Una associazione di imprese distributrici non ritiene necessaria la partecipazione obbligatoria alla regolazione premi-penalità per le imprese che hanno almeno una sbarra MT di cabina primaria nella loro disponibilità, in quanto il perimetro di applicazione della regolazione non verrebbe significativamente modificato mentre le singole imprese interessate verrebbero gravate di nuovi e imprevisi obblighi di servizio, proponendo di introdurre eventuali forme di gradualità per la loro ricomprensione.

Una associazione di produttori di energia elettrica ritiene siano accettabili esclusivamente variazioni contenute della soglia percentuale relativa all'indice ISR mentre una associazione dei consumatori ritiene che le ulteriori proposte dell'Autorità in materia di regolazione premi-penalità comporterebbero la scomparsa delle realtà minori (quali ex municipalizzate) che non risultano in possesso degli strumenti necessari a raggiungere standard di efficienza elevati, e risulterebbero costrette ad accorparsi ad aziende di dimensioni maggiori.

Una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche concorda con le ulteriori proposte dell'Autorità in materia di regolazione premi-penalità.

- 5.2 Con riferimento alla precedente lettera a), l'Autorità conferma il proprio orientamento iniziale, per le stesse motivazioni addotte nel documento 48/2015/R/eel. In conseguenza di tale orientamento, le nuove imprese partecipanti alla regolazione premi-penalità sarebbero: Stet (TN), Azienda Servizi di Bressanone (BZ), Assem S. Severino Marche (MC), Assm Tolentino

(MC) e Secab (UD). Per tutte le altre imprese di piccola dimensione l'adesione rimarrebbe facoltativa.

- 5.3 Anche per quanto riguarda la precedente lettera b), l'Autorità conferma il proprio orientamento iniziale. Allo scopo la penalizzazione applicabile potrebbe essere dimensionata in base al numero di utenti BT serviti ed alla gravità della non conformità:
- a) 3 €/utente BT se l'ISR è compreso tra 0,8 e 0,93;
 - b) 5 €/utente BT se l'ISR è inferiore a 0,8,
e comunque non inferiore a 2.500€
- 5.4 Da alcune verifiche ispettive eseguite presso imprese di piccole dimensioni è emersa una grave non conformità in relazione all'obbligo di registrazione automatica delle interruzioni. Per tale motivo l'Autorità ritiene che tali imprese, con la comunicazione del marzo 2016, debbano inviare una dichiarazione all'Autorità, ai sensi del Dpr 445/2001, nella quale dichiarino l'ottemperanza agli obblighi di registrazione automatica delle interruzioni (tutti i punti previsti dall'art. 3 del TIQE) e di registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento (comma 13.3, lettera b) del TIQE). Inoltre, le imprese di piccole dimensioni che optano per il meccanismo di riconoscimento puntuale degli investimenti effettuati, saranno tenute a partecipare a meccanismi di verifica di alcuni indicatori di qualità tecnica e commerciale, come ricordato al punto 1.10 del presente documento.
- 5.5 Infine, la modifica dell'orientamento dell'Autorità in relazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni (cfr capitolo 3) comporta la non applicabilità della proposta di cui alla precedente lettera c).

6 Regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore

- 6.1 Nel documento 48/2015/R/eel, in materia di interruzioni attribuibili a forza maggiore, l'Autorità ha proposto:
- 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; tale soluzione potrebbe essere adottata sin dall'inizio del nuovo periodo di regolazione;
 - b) alcuni criteri di possibili meccanismi di incentivazione alla riduzione della quota di interruzioni eccezionali su base statistica e su base puntuale, da approfondire nel corso del nuovo periodo di regolazione, cui dare seguito su

base sperimentale per almeno un biennio nel corso del nuovo periodo di regolazione.

- 6.2 L'Autorità ha inoltre espresso l'intenzione di 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Terna e le imprese distributrici non ritengono condivisibile la proposta di rimozione del tetto massimo ai rimborsi automatici per le interruzioni prolungate o estese qualora si ponessero tali rimborsi in capo alle imprese stesse. In particolare una impresa distributtrice segnala di non poter economicamente e giuridicamente farsi carico delle cause connesse alla forza maggiore ed in generale le imprese segnalano che tale aspetto assume rilievo ai fini della determinazione della rischiosità sistematica dell'attività di distribuzione.

Anche un'associazione di produttori di energia elettrica sottolinea come i distributori non dispongano delle leve necessarie a ridurre in modo significativo il numero di interruzioni dovute a forza maggiore proponendo un tavolo di lavoro ad-hoc per effettuare ulteriori approfondimenti.

Un'associazione di consumatori condivide la rimozione del tetto massimo ai rimborsi automatici in quanto forma di incentivazione alle imprese a ridurre gli effetti di tali interruzioni; inoltre ritiene che l'indennizzo debba essere previsto dopo le 8 ore di disalimentazione indipendentemente dalla densità demografica, con aumenti progressivi.

Le imprese distributrici ritengono possibile una eventuale sperimentazione relativa alla sola durata e non al numero delle interruzioni attribuibili a forza maggiore, eventualmente su base volontaria e solo premiante.

- 6.3 Il tema della regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore deve essere affrontato nell'ambito del più vasto e complesso tema della vulnerabilità del sistema elettrico, di cui si dà conto nella Parte III del presente documento, laddove viene curato maggiormente l'aspetto legato alla prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni conseguenti ad eventi meteorologici severi e persistenti.
- 6.4 Nel presente capitolo viene affrontato il tema della ripresa del servizio, una volta verificatisi gli eventi interruttivi, e vengono illustrate alcune ipotesi di regolazione delle interruzioni attribuibili a forza maggiore mirate ad incentivare il ripristino dell'alimentazione in tempi rapidi.
- 6.5 In relazione alla proposta di cui alla precedente lettera a), tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità modifica il proprio orientamento, illustrando un nuovo orientamento in materia di standard e indennizzi automatici connessi alle interruzioni di lunga durata, visti i sempre più frequenti e gravi episodi interruttivi causati da eventi meteorologici severi e persistenti.

- 6.6 Per le interruzioni di lunga durata senza preavviso l’Autorità intende valutare l’aggiornamento dello standard a 8 ore per gli utenti BT per ogni grado di concentrazione, e a 4 ore per gli utenti MT per ogni grado di concentrazione⁷. Verrebbe in tal modo eliminata una diversità di trattamento tra utenti appartenenti a diversi gradi di concentrazione che subiscono interruzioni di lunga durata che appare discriminatoria. Tale aggiornamento potrebbe essere applicato non solo alle interruzioni senza preavviso di lunga durata dovute a forza maggiore, ma anche a quelle di lunga durata dovute a responsabilità dell’impresa distributrice e a cause esterne.
- 6.7 Tale aggiornamento comporta un costo complessivo, in gran parte socializzato tramite il Fondo eventi eccezionali, che deve essere analizzato con attenzione. Infatti:
- a) da una simulazione effettuata dall’Autorità sui dati di continuità relativi all’anno 2013 della maggiore impresa di distribuzione, a seguito dell’aggiornamento degli standard come sopra illustrato, l’ammontare complessivo degli indennizzi automatici per le interruzioni di lunga durata tende a raddoppiare;
 - b) da una ulteriore analisi dei dati disponibili, va evidenziato che nel quadriennio 2011-2014 il Fondo eventi eccezionali ha contribuito al versamento di indennizzi automatici (per interruzioni di lunga durata dovute a forza maggiore) per un importo medio annuo pari a 39M€ a fronte di un introito medio annuo da utenti, imprese distributrici e Terna pari a circa 25M€, in altre parole, con gli standard e le aliquote di contribuzione vigenti il Fondo eventi eccezionali già oggi raccoglie, in media annua, una somma insufficiente a finanziare gli indennizzi automatici;
 - c) inoltre, l’importo complessivo annuo di tali indennizzi automatici tende ad aumentare col passare degli anni, a riprova dei sempre crescenti effetti di eventi meteorologici severi e persistenti sulle reti elettriche.
- 6.8 In ragione della suddetta proposta, il fabbisogno medio annuo per il pagamento degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali dovrebbe dunque aumentare fino a 70-80 M€ ipotizzando di lasciare inalterati i contributi al Fondo eventi eccezionali a carico delle imprese distributrici e di Terna, già responsabilizzate per effetto della riduzione degli standard per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (prendendo a riferimento i dati 2013, tale maggiore esborso a carico delle imprese distributrici e di Terna sarebbe stato pari a circa 8 M€), al fine di mantenere in equilibrio il Fondo eventi eccezionali, le aliquote a carico degli utenti dovrebbero essere quadruplicate e fissate a:

⁷ Attualmente il TIQE prevede standard differenziati in funzione del grado di concentrazione: per gli utenti BT 8, 12 e 16 ore rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione; per gli utenti MT 4, 6 e 8 ore rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione.

- a) 1,4 €utente domestico/anno (dagli attuali 0,35 €utente/anno);
 - b) 4 €utente BT non domestico/anno (dall'attuale 1 €utente/anno);
 - c) 40 €utente MT/anno (dagli attuali 10 €utente/anno).
- 6.9 Inoltre, per gli utenti BT non domestici con potenza fino a 6 kW, che tipicamente rappresentano utenze relative a parti comuni condominiali (es.: ascensore, illuminazione, etc.) l'Autorità propone il trattamento equiparato a quello degli utenti domestici, sia in relazione agli indennizzi automatici che in relazione alla contribuzione al Fondo eventi eccezionali.
- 6.10 L'Autorità conferma l'intenzione di introdurre un tetto massimo al numero di indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali, erogabili al medesimo utente in un anno (gennaio-dicembre del medesimo anno), pari a due.
- 6.11 Per quanto riguarda l'introduzione di meccanismi incentivanti la riduzione delle interruzioni dovute a forza maggiore (punto 6.1, lettera b)), l'Autorità intende promuovere un meccanismo sperimentale facoltativo che stimoli una più veloce ripresa del servizio.
- 6.12 Allo scopo l'Autorità ha valutato l'inclusione nell'indicatore di riferimento della durata delle interruzioni la quota di durata delle interruzioni di qualsiasi origine e causa eccedenti X ore. Per le imprese che partecipano alla riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne le quote di interruzioni eccedenti le X ore sarebbero esclusivamente riferibili a forza maggiore, mentre per le altre imprese tali quote di interruzione sarebbero riferibili anche alle interruzioni attribuibili a cause esterne.
- 6.13 L'Autorità ha effettuato una simulazione sui dati del biennio 2013-2014, prendendo a riferimento i dati di continuità della maggiore impresa di distribuzione (73 ambiti in alta concentrazione, 107 in media e 105 in bassa, per un totale di 285 ambiti), escludendo i contributi delle interruzioni dovute ai furti e delle sospensioni, e fissando la soglia X a 36 ore. Da tale simulazione emerge che:
- a) nel 2013 il contributo di tali interruzioni è pari complessivamente a 1,56 minuti persi (0,18 in alta concentrazione, 1,02 in media concentrazione e 3,91 in bassa concentrazione – 1,56 al Nord, 0,56 al Centro e 2,04 al Sud) e riguarda 44 ambiti in cui tale contributo è superiore al minuto (2 ambiti di alta concentrazione, 15 di media e 26 di bassa); per alcuni ambiti tale contributo arriva sino ad oltre 100 minuti persi (127 minuti persi per l'ambito di Verbania in bassa concentrazione);
 - b) nel 2014 il contributo di tali interruzioni è pari complessivamente a: 2,05 minuti persi (0,92 in alta concentrazione, 1,68 in media concentrazione e 3,80 in bassa concentrazione – 2,14 al Nord, 0,03 al Centro e 2,89 al Sud), e riguarda 34 ambiti in cui tale contributo è superiore al minuto (2 di alta concentrazione, 18 di media e 14 di bassa); per alcuni ambiti tale contributo

arriva sino a oltre 300 minuti persi (314 minuti persi per l'ambito di Agrigento in alta concentrazione).

- 6.14 Ulteriori simulazioni effettuate dall'Autorità mettono in luce che:
- a) fissando la soglia X a 24 ore, il contributo delle suddette interruzioni è pari a:
 - i. 3,04 minuti nel 2013 (0,20 in alta concentrazione, 1,42 minuti in media concentrazione e 8,91 minuti in bassa concentrazione);
 - ii. 2,73 minuti nel 2014 (1,09 in alta concentrazione, 1,89 minuti in media concentrazione e 5,91 minuti in bassa concentrazione);
 - b) fissando la soglia X a 12 ore, il contributo delle suddette interruzioni è pari a:
 - i. 6,86 minuti nel 2013 (1,87 in alta concentrazione, 3,21 minuti in media concentrazione e 18,94 minuti in bassa concentrazione);
 - ii. 4,39 minuti nel 2014 (1,70 in alta concentrazione, 2,80 minuti in media concentrazione e 10,06 minuti in bassa concentrazione).
- 6.15 Rimane da approfondire se tale meccanismo possa sovrapporsi a quello della regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni o possa costituire un meccanismo incentivante a se stante.
- 6.16 Nel primo caso sarà necessario prevedere, in analogia al meccanismo di riduzione delle cause esterne, una opportuna maggiorazione dei livelli obiettivo, determinabili sulla base dei dati relativi al triennio 2014-2016 circa la quota di durata delle interruzioni per forza maggiore eccedente una soglia di X ore. I dati relativi al biennio 2014-15 verrebbero richiesti alle imprese distributrici con una specifica richiesta di informazioni, mentre quelli relativi al 2016 verrebbero richiesti con le ordinarie raccolte dati della continuità del servizio.
- 6.17 Per tale regolazione l'Autorità ritiene che possano essere applicabili i parametri C relativi alla durata delle interruzioni dal momento che il predetto innalzamento dei livelli obiettivo costituisce già l'elemento premiante.
- 6.18 Nel secondo dei due casi prospettati (meccanismo incentivante separato dalla ordinaria regolazione della durata di interruzione per cliente) sarà necessario disegnare un meccanismo premiante *ad-hoc* finalizzato a ridurre le interruzioni eccedenti le X ore, che preveda la fissazione di livelli obiettivo e/o di percorsi di miglioramento. In questo caso occorrerà valutare anche se la dimensione dell'ambito territoriale sia quella più adatta, o se piuttosto per tale regolazione innovativa vada ricercata un'aggregazione territoriale più ampia (ad esempio regionale) per tenere conto dell'intrinseca volatilità di questi fenomeni da un anno all'altro.
- 6.19 L'Autorità intende approfondire tale materia nel corso del biennio 2016-2017 nell'ambito del tavolo di lavoro che verrà istituito sulle tematiche della qualità del servizio. In linea di principio tale regolazione potrà essere adottata su base facoltativa e in modo sperimentale nel quadriennio 2018-2021.

Interruzioni dovute a furti

6.20 L'Autorità intende accantonare tale tematica, non essendo emersi dalla consultazione elementi di interesse finalizzabili ad una loro regolazione di tipo *output-based*.

7 Regolazione delle interruzioni con preavviso

7.1 Considerato lo scarso ricorso alle richieste di autorizzazioni per l'esecuzione dei lavori sotto tensione da parte delle imprese distributrici (cfr articolo 4 del decreto 4 febbraio 2011 del Ministero del lavoro e delle politiche sociali), l'Autorità ha manifestato l'intenzione di valutare:

- a) l'introduzione, nel corso del prossimo periodo di regolazione, di un meccanismo di incentivazione della riduzione delle interruzioni con preavviso attraverso due soluzioni tra loro alternative: la prima prevederebbe l'utilizzo di un indicatore che neutralizzi gli effetti dei mancati investimenti in manutenzione della rete in media e bassa tensione; la seconda prevederebbe l'utilizzo dell'indicatore SAIDI o SAIFI⁸ con preavviso;
- b) 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici e una associazione di consumatori da un lato evidenziano come l'effettuazione dei lavori sotto tensione sia necessaria per la limitazione delle interruzioni con preavviso, dall'altro rilevano il possibile aumento dei costi corrispondenti alle attività necessarie a garantire comunque l'alimentazione elettrica agli utenti, quali l'installazione di gruppi elettrogeni sulla bassa tensione o l'effettuazione di lavori sotto tensione.

In particolare, una impresa distributtrice sottolinea che un'eventuale regolazione dovrebbe essere di tipo premiante, assecondando maggiormente, se possibile, le esigenze degli utenti in termini di durata massima delle interruzioni e di periodo della giornata nel quale effettuare gli interventi, considerando anche la necessità di differenziare gli obiettivi per ciascuna impresa distributtrice alla luce delle differenti tipologie costruttive degli impianti (cavo, aereo) e aree servite (boschiva, urbana). Gli eventuali incentivi da riconoscere agli operatori che riducono le interruzioni con preavviso non potranno essere provvedimenti "una tantum" nell'anno del

⁸ SAIDI: System Average Interruption Duration Index. SAIFI: System Average Interruption Frequency Index.

miglioramento ma dovranno fornire una adeguata remunerazione pluriennale per il mantenimento di livelli migliori rispetto allo standard consolidato.

Una associazione di imprese distributrici non condivide le proposte dell'Autorità, considerandole una riduzione dei margini di manovra delle stesse imprese e ritenendo impossibile correlare in modo oggettivo gli investimenti in manutenzione sulla rete con gli indicatori SAIDI e SAIFI e disporre dell'informazione circa gli ammontari degli investimenti destinati alla manutenzione delle reti MT e BT. La stessa associazione non condivide l'innalzamento a 5 giorni lavorativi del tempo di preavviso per gli utenti MT, per via degli aggravii gestionali per le stesse imprese e l'apparente scarso beneficio per gli utenti, segnalando inoltre che l'eventuale utilizzo del gruppo elettrogeno non è sempre possibile, motivando pertanto il mantenimento in vigore dello standard attuale.

Una associazione di produttori di energia elettrica ritiene che la riduzione dei tempi di intervento potrebbe minare la qualità del servizio e ritiene sufficiente, per gli utenti MT, un preavviso di 3 giorni lavorativi.

Una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche condivide le proposte dell'Autorità, proponendo di considerare una regolazione per ambito territoriale.

E' stato segnalato inoltre che il ricorso ai lavori sotto tensione aumenterebbe i rischi per il personale ed i costi per la formazione del medesimo.

- 7.2 Dalla consultazione è emersa una criticità rispetto all'orientamento iniziale dell'Autorità, per via dell'impossibilità da parte delle imprese distributrici di fornire dati di costo disaggregati utili per il corretto dimensionamento dei parametri della regolazione ipotizzato nel documento 48/2015/R/eel, nel quale l'Autorità ha proposto una regolazione premiante e opzionale che utilizzi un indicatore di durata o numero delle interruzioni (SAIDI o SAIFI) che possa neutralizzare gli effetti dei mancati investimenti in manutenzione della rete in media e bassa tensione.
- 7.3 Dall'indagine demoscopica presso gli utenti domestici e non domestici è inoltre emerso che non vi è preferenza di riduzione del numero delle interruzioni con preavviso rispetto alla durata delle interruzioni con preavviso.
- 7.4 L'Autorità intende pertanto esplorare un nuovo approccio regolatorio finalizzato alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso per l'utenza BT. Per quando riguarda l'utenza MT si veda il successivo punto 7.12.
- 7.5 Da dati forniti dalle imprese distributrici⁹, gli extra-costi che, rispetto alla situazione attuale, una impresa dovrebbe sostenere per ridurre la durata delle interruzioni con preavviso con origine sulla rete BT, attraverso l'installazione di gruppi elettrogeni, appaiono inferiori ai costi evitati all'utenza per effetto di tale riduzione. I suddetti valori di costo, nell'ipotesi di ridurre idealmente a zero minuti persi i circa 60 minuti persi mediamente a livello nazionale per le

⁹ I dati quantitativi di costo forniti dalle imprese distributrici sono risultati tra loro altamente eterogenei.

interruzioni con preavviso per i circa 29 milioni di utenti domestici e 7,7 milioni di utenti non domestici, ammonterebbero:

- a) ad un valore, su scala nazionale, che nel peggiore dei casi è pari a circa 190 M€ di extra-costi, a carico delle imprese distributrici;
- b) a circa 340 M€ di costi annui evitati per l'utenza BT nell'ipotesi di:
 - i. valorizzare l'energia non servita a 7,50 €/kWh non fornito) per gli utenti domestici e 33,75 €/kWh non fornito) per gli utenti non domestici¹⁰;
 - ii. valorizzare la potenza media a 0,24 kW per gli utenti domestici, sulla base dell'energia domestica distribuita in un anno (tra 0,212 e 0,245 kW in funzione del grado di concentrazione);
 - iii. valorizzare la potenza media a 1,11 kW per gli utenti non domestici, sulla base dell'energia non domestica BT distribuita in un anno (tra 0,98 e 1,67 kW in funzione del grado di concentrazione).

7.6 Sotto il profilo dell'analisi costi/benefici sembrerebbe esservi convenienza nell'adottare un meccanismo che, a fronte di un costo, possa comportare benefici superiori al costo stesso, nel peggiore dei casi in un rapporto pari a 1,79 (= 340 M€/ 190 M€).

7.7 L'Autorità esprime pertanto il proprio forte interesse nello sperimentare un meccanismo incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso che potrebbe essere così congegnato:

- a) sperimentazione nel biennio 2017-2018;
- b) utilizzo dell'indicatore SAIDI, su base annua, composto dalle interruzioni con preavviso di origine MT e BT di responsabilità dell'impresa distributtrice;
- c) applicazione per ambito territoriale e per grado di concentrazione;
- d) previsione di sola premialità;
- e) definizione dei "minuti persi di riferimento" nazionali, differenziati per alta, media e bassa concentrazione, per il biennio 2017-2018, pari a 27 minuti per l'alta concentrazione, 58 minuti per la media concentrazione e 86 minuti per la bassa concentrazione, calcolati come media ponderata della durata delle interruzioni relativa agli anni 2012, 2013 e 2014;

¹⁰ Si è ipotizzato di utilizzare i valori di costo di 10 €/kWh non fornito per i clienti domestici e di 45 €/kWh non fornito per i clienti non domestici per le interruzioni senza preavviso, emersi dall'indagine sui costi delle interruzioni e *willingness to pay/accept*, effettuata dall'Autorità nel 2003, secondo metodologie internazionalmente riconosciute, ridotti di un quarto (cfr documento per la consultazione 19 giugno 2003). Si veda anche la Relazione Annuale del 2005, Sezione 2, Capitolo 5, pagine 307 e 308.

- f) considerate le differenze di costo per le imprese tra i diversi gradi di concentrazione per la riduzione delle interruzioni con preavviso (più alti nelle zone rurali in bassa e media concentrazione rispetto alle zone a maggiore densità abitativa in alta concentrazione), monte-premi annuo¹¹ pari a:
- i. costi evitati per l'utenza per la bassa concentrazione;
 - ii. costi evitati moltiplicati per 0,9 per la media concentrazione;
 - iii. costi evitati moltiplicati per 0,8 per l'alta concentrazione,
- calcolando i costi evitati all'utenza sulla base del confronto tra i minuti persi di riferimento nazionali applicabili ed il livello effettivo di ambito di pari grado di concentrazione;
- g) ripartizione del monte-premi annuo tra gli ambiti di pari grado di concentrazione sulla base della percentuale dei costi evitati rispetto al totale, sempre in riferimento al medesimo grado di concentrazione;
- h) annullamento dell'eventuale premio nel caso in cui l'indicatore di riferimento annuale della durata delle interruzioni senza preavviso del medesimo ambito sia al di sopra del livello obiettivo, tenuto conto della franchigia applicabile;
- i) partecipazione facoltativa, limitata alle imprese partecipanti alla regolazione premi penalità della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso.

7.8 Dalle simulazioni effettuate dall'Autorità, il miglioramento di un minuto perso su scala nazionale comporterebbe, sulla base delle suddette ipotesi, un monte-premi annuo complessivo pari a circa 1,22 M€ per l'alta concentrazione, 2,41 M€ per la media concentrazione e 1,28 M€ per la bassa concentrazione, con un rapporto costi evitati all'utenza BT/monte-premi per le imprese pari a circa 1,12. Per gli utenti BT, i costi aggiuntivi in tariffa corrispondenti alle attività di riduzione delle interruzioni con preavviso da parte delle imprese distributrici sarebbero più che compensati dai minori costi dovuti alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso.

7.9 L'entità del premio come sopra indicato tiene conto dell'efficienza già conseguita dall'impresa distributtrice a ridosso del biennio di regolazione in termini di minuti persi per le interruzioni con preavviso, dipende dalla dimensione dell'impresa e, anno per anno, dal risultato ottenuto. Inoltre, il risultato di una impresa distributtrice non dipende dal risultato delle altre imprese.

¹¹ La copertura di tale monte-premi potrà avvenire anche attraverso un apposito conto istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico, in analogia a quanto già oggi avviene per la regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni, che si appoggia sul conto "Qualità dei servizi elettrici".

- 7.10 Il carattere *output-based* della suddetta regolazione incentivante dovrebbe fornire alle imprese distributrici elementi per valutare iniziative di riduzione della durata delle interruzioni con preavviso tramite azioni non necessariamente legate all'utilizzo dei gruppi elettrogeni, quali ad esempio lo sviluppo dei lavori sotto-tensione.
- 7.11 Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende pervenire alla acquisizione di elementi utili a circostanziare con accuratezza tale regolazione affinché possa decorrere dal 2017.
- 7.12 Per quanto riguarda l'utenza MT l'Autorità ritiene che siano di altro tipo le possibili iniziative volte a ridurre i disagi derivanti dalle interruzioni con preavviso. In primo luogo l'Autorità conferma l'intenzione di innalzare a cinque giorni lavorativi il tempo di preavviso (in caso di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze si confermerebbe il tempo di preavviso pari ad almeno 24 ore). Ciò dovrebbe dare modo all'utenza MT di organizzare al meglio le proprie attività per affrontare la mancanza di alimentazione programmata. In secondo luogo, l'Autorità ritiene che l'impresa distributtrice e l'utente MT possano accordarsi affinché l'interruzione con preavviso possa essere effettuata con tempistiche diverse da quelle preannunciate, senza costi aggiuntivi per l'utente MT.
- 7.13 Al fine di evitare un utilizzo improprio delle interruzioni con preavviso da parte delle imprese distributrici e di trasferire il massimo beneficio agli utenti da tale regolazione, l'Autorità monitorerà a campione la differenza tra i tempi di interruzione con preavviso comunicati all'utenza e quelli effettivi.

8 Punti di ricarica per auto elettriche

- 8.1 L'Autorità ha proposto:
- a) la ricomprensione dei punti di ricarica per auto elettriche nel conteggio del numero di utenti non domestici serviti dalla singola impresa distributtrice;
 - b) l'invio da parte delle imprese distributrici ai gestori delle infrastrutture di ricarica, di informazioni in tempo reale sullo stato di alimentato/non alimentato dei punti di ricarica elettrica connessi alle proprie reti di distribuzione, sia per interruzioni non programmate che per interruzioni programmate.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Una impresa distributrice rileva che il modello da essa implementato già comprende l'informativa prevista dall'Autorità. La sua implementazione sarà da considerarsi nell'ambito del tavolo tecnico inerente al piano infrastrutturale, attualmente operativo con l'Autorità ed il MiSE.

Una associazione di imprese distributrici rileva invece che gli obblighi informativi ipotizzati dall'Autorità non rientrano tra quelli in capo all'impresa distributrice, la quale è già oggi in grado di informare gli utenti circa le problematiche di rete che potrebbero rendere indisponibile il punto di ricarica.

- 8.2 Considerati i contributi pervenuti, l'Autorità intende confermare il proprio orientamento su entrambi i punti. In riferimento a quanto proposto alla lettera b), l'Autorità ritiene che le imprese distributrici debbano rendere disponibile tali informazioni ai gestori delle infrastrutture di ricarica tramite il proprio sito internet o altra modalità, fornendo:
- a) per ogni interruzione con preavviso, con un anticipo almeno pari al tempo di preavviso, il periodo di sospensione della fornitura (data, ora e minuti di inizio e fine interruzione) e i punti di ricarica coinvolti;
 - b) in tempo reale, l'elenco dei punti di ricarica coinvolti in interruzione lunghe, con o senza preavviso, e, per ognuno di essi, il tempo atteso di ripristino dell'alimentazione.
- 8.3 Tali informazioni potranno poi essere utilizzate dai gestori delle infrastrutture di ricarica per renderle fruibili dall'utenza interessata (es.: tramite APP).

9 Regolazione individuale degli utenti in media tensione: continuità del servizio e buchi di tensione

- 9.1 Nel documento 48/2015/R/eel l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in materia di regolazione individuale per gli utenti alimentati in media tensione, sia in relazione alla continuità del servizio (cap. 6) sia in relazione alla qualità della tensione, segnatamente i buchi di tensione (cap. 7). Per ragioni di opportunità le due tematiche vengono di seguito discusse congiuntamente.
- 9.2 In materia di interruzioni transitorie sono state proposte le seguenti alternative:
- 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, mantenendo nel frattempo la sola pubblicazione comparativa,
- ritenendo comunque preferibili le opzioni b) e d).
- 9.3 Con un secondo tema in materia di continuità del servizio, l'Autorità ha approfondito 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).
- 9.4 Un terzo tema identificato dall'Autorità riguarda la possibilità, per l'impresa distributrice, di dotare di interruttore automatico e sistema di protezione i punti di consegna dei propri utenti MT con impianti non adeguati, con sistema di registrazione della continuità.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici e una associazione di produttori di energia elettrica ritengono opportuno considerare la regolazione delle interruzioni transitorie unitamente a quella buchi di tensione; a tal proposito le imprese distributrici propongono la sola pubblicazione comparativa delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione.

Alcune imprese sottolineano che sono intervenute sulle proprie reti per trasformare le possibili interruzioni brevi in interruzioni transitorie.

Una associazione di consumatori ritiene congruo introdurre uno standard per numero massimo di transitorie separato dalle lunghe e brevi, dal 2017 mentre l'associazione di costruttori di apparecchiature elettriche propone l'introduzione di tale standard, separato dalle lunghe e brevi già dal 2016.

Alcune imprese distributrici e una associazione di produttori di energia elettrica condividono l'introduzione di una regolazione riferita agli utenti MT attraverso l'individuazione di ambiti di concentrazione di utenti MT (es. aree industriali) maggiormente sensibili alla qualità del servizio, oppure riferita alla densità di utenti MT per linea MT tenendo conto delle peculiarità della singola impresa. Viceversa una impresa distributrice non ritiene che i gradi di concentrazione debbano essere rivisti per via dei possibili rilevanti oneri derivanti da una nuova classificazione.

Per quanto riguarda l'installazione, da parte del singolo distributore, di un interruttore automatico in corrispondenza dei punti di consegna di utenti MT con impianti non adeguati, le imprese distributrici e una associazione di produttori non condividono tale proposta, evidenziando la difficoltà di individuare l'utente particolarmente disturbante essendo i fenomeni in oggetto del tutto aleatori. Inoltre diversi soggetti propongono un inasprimento del CTS.

Una associazione di imprese distributrici ritiene che qualora si rendesse necessaria l'installazione di apparecchiature entro i confini di proprietà del cliente finale, con interventi sull'impianto d'utenza, si presenterebbero profili di criticità, di carattere legale.

Una associazione di consumatori è favorevole all'installazione di un interruttore automatico in corrispondenza dei punti di consegna di utenti MT con impianti non adeguati, mentre l'associazione di costruttori di apparecchiature elettriche ritiene che tale intervento debba essere posto a carico dell'utente oltre all'aumento del CTS.

- 9.5 Con riferimento ai buchi di tensione l'Autorità ha proposto l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT ed indennizzi automatici in caso di superamento dello standard individuale, ponendo 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, 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.
- 9.6 Allo scopo, l'Autorità ritiene inoltre che l'erogazione degli indennizzi automatici:
- a) debba essere condizionata dallo stato di adeguatezza degli impianti;
 - b) debba essere riconosciuta ai soli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensioni, individuati o (i) perché appartenenti a specifiche categorie merceologiche o (ii) prevedendo l'invio all'impresa distributtrice 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 C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160¹².
- 9.7 L'Autorità ha infine manifestato l'intenzione di porre allo studio una forma contrattuale "speciale", dedicata agli utenti MT con processi produttivi più

¹² Come ricordato al punto 7.19 del documento 48/2015/R/eel, l'Autorità ritiene che le azioni di mitigazione dei buchi di tensione ricadenti nelle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160, debbano essere a carico degli utenti attraverso l'impiego di apparecchiature immuni ai disturbi in accordo alla classe 3 di immunità.

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. L'Autorità ha affermato che tale forma contrattuale "speciale" dovrebbe applicarsi anche alla continuità del servizio, ed in particolare agli standard individuali sul numero massimo di interruzioni lunghe e brevi.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici ed una associazione di produttori di energia elettrica ritengono prematuro qualsiasi meccanismo regolatorio in materia di qualità della tensione, per via delle criticità ancora in essere in merito alla individuazione dell'origine dei buchi di tensione.

Una impresa distributtrice sottolinea la necessità di focalizzare l'attenzione sui clienti effettivamente sensibili, attraverso l'adozione di un'apposita norma tecnica che definisca gli obblighi di desensibilizzazione dei clienti MT ai buchi di tensione.

Una associazione di imprese distributrici evidenzia il rischio di vanificare, almeno parzialmente, gli sforzi messi in capo dai medesimi per trasformare le interruzioni brevi in transitorie; inoltre occorrerebbe tener conto della struttura tecnica della rete, che influenza l'entità e i costi degli interventi per la riduzione di numero e severità dei buchi. Inoltre ritiene che una maggiorazione dei corrispettivi di trasporto a fronte di migliore qualità presupporrebbe una modifica dei sistemi di fatturazione e che la qualità della tensione associata alle caratteristiche della rete determina l'impossibilità di individuare un unico corrispettivo.

Tutti i soggetti ritengono di condizionare gli standard sui buchi di tensione alla sensibilità degli utenti MT connessi prevedendone una regolazione subordinata allo stato di immunità degli impianti.

Una associazione di produttori di energia elettrica ritiene opportuno attendere sia la conclusione del tavolo di lavoro istituito dall'Autorità inerente il monitoraggio dei buchi di tensione sia, ai fini della classificazione degli utenti in base alla loro sensibilità ai buchi di tensione secondo le classi merceologiche di appartenenza, la conclusione del tavolo tecnico finalizzato all'applicazione dei codici ATECUE (classificazione delle attività economiche delle utenze elettriche).

Una impresa operante nel settore delle telecomunicazioni valuta positivamente possibili forme contrattuali speciali per garantire livelli di qualità superiore a fronte di una maggiorazione tariffaria.

Terna non ritiene condivisibile l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT e il conseguente meccanismo di indennizzi automatici e compartecipazione in caso di superamento del suddetto standard per i seguenti motivi:

- si tratta di un ulteriore meccanismo penalizzante;*
- il numero di buchi di tensione può essere molto variabile negli anni;*

- *i buchi di tensione con origine AT ed i conseguenti indennizzi sembrano essere posti a carico di Terna a prescindere dalle cause e dalle origini;*
- *i buchi di tensione ricadenti nella cella D1 e X1 (tabella 5 della norma CEI EN 50160) sono dovuti a guasti, spesso fulminazioni, eliminati correttamente dal sistema di protezione, che non può intervenire in meno di 200 ms;*
- *i buchi di tensione ricadenti nelle celle X4 e X5 (della tabella 5 della norma CEI EN 50160), sono in realtà delle interruzioni non individuate correttamente dallo strumento di monitoraggio;*
- *eventuali standard sulle interruzioni transitorie devono tenere conto della tipologia di connessione, del livello di tensione e del sistema di protezione esistente sulle reti (telepilotaggio per le reti a 220 kV e 380 kV; assenza di telepilotaggio per le reti fino a 150 kV).*

Sul tema della regolazione individuale degli utenti MT non sono pervenuti contributi da parte delle associazioni di consumatori industriali.

Standard individuale sul numero massimo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione

- 9.8 In relazione all'introduzione di uno standard individuale sulle interruzioni transitorie, appare condivisibile il riesame della questione in occasione dell'introduzione dello standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione; ragione per la quale il mantenimento della sola pubblicazione comparativa appare l'unica soluzione al momento percorribile per le interruzioni transitorie. In linea con quanto già prospettato nel documento 48/2015/R/eel, l'estensione degli standard individuali per gli utenti MT alle interruzioni transitorie e ai buchi di tensione potrà ragionevolmente avvenire a decorrere dal secondo triennio del nuovo periodo di regolazione, sulla base dei dati relativi al triennio 2015-2017.
- 9.9 Nel corso del 2017-18 l'Autorità promuoverà una specifica consultazione preliminare all'introduzione di tale regolazione innovativa, nella quale verranno affrontati i seguenti aspetti:
- a) individuazione degli standard individuali;
 - b) criteri di inclusione/esclusione delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione;
 - c) eventuali criteri di differenziazione degli standard (es.: grado di concentrazione, caratteristiche elettriche della rete MT, etc.);
 - d) valorizzazione economica degli indennizzi automatici;
 - e) condizioni per gli utenti per ricevere gli indennizzi automatici.
- 9.10 Per quanto riguarda i buchi di tensione, l'Autorità conferma l'iniziativa di responsabilizzazione degli utenti MT in riferimento ai buchi di tensione ricadenti nelle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN

50160, mentre, per le imprese distributrici i buchi oggetto di regolazione saranno quelli di origine MT ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2, C1, D1 e X1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160. I buchi di tensione registrati all'interno delle celle D1 e X1 della tabella 5 della norma CEI EN 50160 non devono essere considerati in quanto funzionali alla eliminazione del guasto.

Approfondimenti su possibili nuovi gradi di concentrazione per gli utenti MT in aree industrializzate

- 9.11 Il riferire gli standard individuali per gli utenti MT sul numero massimo di interruzioni lunghe o brevi ad uno o più gradi di concentrazione 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) è un tema che è stato in parte condiviso, ma al quale l'Autorità intende dare seguito, anche se dalla consultazione non sono emersi elementi quantitativi di rilievo.
- 9.12 L'individuazione di tali nuovi gradi di concentrazione potrebbe anche meglio orientare gli investimenti delle imprese distributrici per la riduzione delle interruzioni brevi che coinvolgono gli utenti MT. Dall'esame dei dati disponibili in Autorità, infatti, risulta che, con riferimento all'anno 2013 e alla maggiore impresa distributtrice, il numero medio di interruzioni brevi (causa impresa) per utente MT è maggiore dell'equivalente numero medio di interruzioni brevi (cause impresa e terzi) per utente BT (2,13 vs 1,77). Tale fenomeno sembrerebbe evidenziare una propensione da parte della maggiore impresa a ridurre le interruzioni brevi in riferimento agli utenti BT, in risposta ai segnali forniti dalla regolazione premi-penalità del numero di interruzioni, piuttosto che MT, in riferimento alla regolazione individuale del numero massimo di interruzioni lunghe e brevi.
- 9.13 Vengono di seguito presentate due simulazioni, sulla base dei dati disponibili in Autorità, mirate a perseguire l'obiettivo di cui al punto 9.11. Tali simulazioni sembrano individuare due possibili strade percorribili atte a mitigare o invertire il fenomeno illustrato al punto 9.12.
- 9.14 Nella prima simulazione vengono osservati gli utenti MT in solo prelievo o con prelievo e immissione, con potenza disponibile in prelievo compresa tra 100 kW e 10 MW, connessi a linee MT con almeno sei utenti MT delle predette caratteristiche appartenenti allo stesso Comune, e la cui potenza disponibile media in prelievo sia di almeno 500 kW. Si tratta di circa 1.400 linee MT e circa 11.500 utenti MT di cui poco più della metà serviti in ambiti in media concentrazione, circa un quarto serviti in ambiti in alta concentrazione e circa un quarto serviti in ambiti in bassa concentrazione. Nella Tabella 4 sono riportate le classi di servizio per tali utenti in relazione al numero di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici, subite nel corso del 2013. Tali

utenti sembrano essere serviti con livelli di continuità simili, pur appartenendo ai tre diversi gradi di concentrazione. Una prima soluzione potrebbe pertanto consistere nell'introdurre, per tali utenti, uno standard unico su scala nazionale (ad esempio: 4-5 interruzioni lunghe o brevi all'anno). Tutti gli altri utenti MT rimarrebbero protetti dagli standard vigenti in riferimento ai gradi di concentrazione vigenti.

- 9.15 Un passo successivo, attualmente non finalizzabile dall'Autorità, consisterebbe nell'individuare zone geografiche "industrializzate", anche costituite da frazioni di Comuni, che possano individuare raggruppamenti di utenza MT con le suddette medesime caratteristiche. Tale soluzione avrebbe il vantaggio di perimetrare l'utenza "industriale" senza la necessità di inseguire subentri, attivazioni e disattivazioni di utenza ed eventuali cambiamenti strutturali della rete, per un determinato periodo di tempo (ad esempio il periodo regolatorio o parte di esso). Attraverso la consultazione l'Autorità intende acquisire elementi utili ad individuare possibili sviluppi alla proposta iniziale.
- 9.16 Allo scopo potrebbe essere utile acquisire con le nuove raccolte dati (attualmente il comma 46.2 del TIQE) le coordinate geografiche del punto di connessione della fornitura MT in formato WGS84 (World Geodetic System), in gradi decimali con almeno 4 decimali (Es. 45.5844°, 9.2752°).

Tabella 4 - *classi di servizio utenti MT selezionati secondo quanto esposto al punto 9.14 in relazione al numero di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici, anno 2013*

ALTA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	36%	63%	78%	87%	91%	95%	97%	98%	98%	99%	100%	100%	100%
CENTRO	36%	56%	72%	84%	91%	94%	96%	97%	97%	98%	99%	99%	99%
SUD	19%	37%	51%	57%	64%	70%	81%	84%	88%	90%	92%	93%	94%
ITALIA	33%	56%	71%	81%	86%	90%	94%	95%	96%	97%	98%	99%	99%

MEDIA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	35%	64%	78%	86%	91%	94%	95%	97%	98%	99%	100%	100%	100%
CENTRO	29%	48%	65%	73%	84%	89%	93%	94%	96%	97%	98%	98%	100%
SUD	11%	25%	36%	45%	54%	62%	69%	74%	79%	86%	88%	89%	91%
ITALIA	30%	56%	70%	78%	84%	88%	91%	93%	95%	97%	98%	98%	98%

BASSA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	29%	55%	68%	80%	87%	91%	94%	97%	98%	99%	100%	100%	100%
CENTRO	31%	45%	56%	65%	77%	84%	88%	94%	95%	95%	95%	95%	96%
SUD	9%	21%	35%	43%	60%	68%	76%	87%	88%	89%	91%	92%	93%
ITALIA	27%	50%	64%	74%	83%	88%	92%	95%	97%	98%	98%	98%	99%

9.17 Nella seconda simulazione vengono osservati gli utenti MT selezionati con i medesimi criteri di cui sopra, escludendo, però, le linee MT con zero interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice, sempre con riferimento ai dati del 2013. Vengono in tal modo intercettati circa 8.600 utenti MT e circa 1.000 linee MT, identificabili come linee/utenti peggio servite/i appartenenti a “zone industrializzate”¹³.

9.18 La tabella 5 mostra le classi di servizio per tali utenti in relazione al numero di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici. Anche dall'osservazione di queste classi sembra evidenziarsi un comportamento simile delle linee, indipendente dal grado di concentrazione.

Tabella 5 - *classi di servizio utenti MT selezionati secondo quanto esposto al punto 9.17 in relazione al numero di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici, anno 2013*

ALTA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	7%	46%	68%	81%	86%	92%	95%	97%	98%	99%	100%	100%	100%
CENTRO	12%	39%	62%	78%	88%	92%	94%	96%	96%	98%	99%	99%	99%
SUD	10%	30%	45%	53%	61%	67%	78%	82%	87%	89%	91%	92%	93%
ITALIA	9%	41%	61%	74%	81%	87%	91%	94%	95%	96%	98%	98%	98%

MEDIA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	7%	48%	69%	81%	87%	92%	93%	96%	97%	98%	100%	100%	100%
CENTRO	11%	35%	56%	66%	80%	86%	91%	93%	95%	96%	97%	98%	100%
SUD	6%	20%	32%	41%	52%	60%	67%	73%	78%	85%	88%	89%	90%
ITALIA	7%	41%	60%	71%	79%	85%	88%	91%	93%	95%	97%	97%	98%

¹³ E' possibile che su linee MT con almeno una interruzione vi siano utenti con zero interruzioni, per effetto della dinamicità della configurazione di rete.

BASSA C.	0	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5	≤ 6	≤ 7	≤ 8	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 12
NORD	6%	40%	58%	73%	82%	88%	92%	95%	98%	99%	99%	99%	99%
CENTRO	2%	22%	37%	50%	67%	78%	83%	92%	93%	93%	93%	93%	94%
SUD	2%	15%	30%	39%	57%	66%	75%	86%	87%	88%	90%	92%	92%
ITALIA	5%	35%	53%	67%	78%	84%	89%	94%	96%	97%	98%	98%	98%

- 9.19 Questa seconda strada potrebbe essere sviluppata prevedendo la fissazione di livelli tendenziali, nell'ambito di un sistema di premi e penalità, verso un livello obiettivo non superiore a 1-2 interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice, da raggiungere nell'arco di 4-6 anni.
- 9.20 Anche in questo caso il ricorso a zone geografiche sarebbe preferibile rispetto al riferimento elettrico per le stesse motivazioni addotte al punto 9.15.
- 9.21 Il nuovo orientamento dell'Autorità giustifica la soppressione del regime di incentivazione speciale mirato a ridurre il numero di utenti MT peggio serviti.
- 9.22 Per quanto riguarda l'interruttore automatico installabile a cura dell'impresa distributrice presso i punti di consegna dei propri utenti MT con impianti non adeguati, considerato quanto emerso dalla consultazione e dai dati relativi al 2014, che confermano il trend positivo di adeguamento degli impianti da parte degli utenti MT (vd tavola A1.18), l'Autorità modifica il proprio orientamento, ritenendo preferibile replicare l'obbligo informativo in capo alle imprese distributrici nei confronti degli utenti MT con impianti non adeguati.
- 9.23 Tale obbligo informativo potrebbe sostanziarsi in una comunicazione da inviare entro il giugno 2016, che informi gli utenti MT con impianti non adeguati della convenienza all'adeguamento e dell'ammontare complessivo del Corrispettivo Tariffario Specifico che tali utenti hanno versato nel corso degli anni. Rimane sempre la facoltà per l'impresa distributrice di installare un interruttore con registrazione della continuità del servizio sul punto di consegna degli utenti MT con impianti non adeguati, al fine di evitare la propagazione in rete di interruzioni originatesi all'interno degli impianti di tali utenti.

Contratti speciali

- 9.24 In relazione ai contratti speciali, anche in esito alla consultazione, l'Autorità intende dare seguito al proprio orientamento iniziale e proseguire con ulteriori approfondimenti.
- 9.25 L'Autorità ritiene che il contratto speciale debba essere limitato inizialmente alle interruzioni lunghe e brevi, e debba prevedere almeno i seguenti elementi:
- a) durata annuale, con rinnovo automatico, salvo revoca da parte dell'utente;

- b) numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi Sc , con rinnovo automatico, salvo diverso accordo tra le parti; tale numero massimo deve essere inferiore agli standard fissati dall'Autorità per la generalità dell'utenza MT (attualmente 6, 9 e 10 interruzioni senza preavviso lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione);
- c) maggiorazione annua della tariffa di trasporto pari a Mt € per ogni interruzione in meno dello standard del contratto speciale rispetto allo standard fissato dall'Autorità per la generalità dell'utenza MT;
- d) indennizzo derivante dal mancato rispetto dello standard previsto, relativo alle interruzioni che eccedono lo standard del contratto sino allo standard fissato dall'Autorità per la generalità dell'utenza MT, pari a Vi €
- e) per le interruzioni che eccedono lo standard fissato dall'Autorità per la generalità dell'utenza MT si applicano gli indennizzi automatici del TIQE.

9.26 Ai fini della fissazione dei valori di Sc , Mt e Vi l'Autorità ritiene debbano essere considerati almeno i seguenti elementi:

- a) riferimento alla quota potenza della tariffa di distribuzione;
- b) costi medi evitati all'utenza per una interruzione lunga o breve subita in meno;
- c) costi medi a carico dell'impresa distributrice per la riduzione di una interruzione lunga o breve;
- d) minimizzazione del fenomeno di *cross-subsidization*.

9.27 La forma contrattuale speciale verrà approfondita nell'ambito del tavolo di lavoro della qualità del servizio, con l'obiettivo che entri in vigore entro il 2019.

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

9.28 Per i punti di consegna MT su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, l'Autorità ha proposto tre alternative:

- 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Una impresa distributrice condivide l'inclusione in regolazione dal 2016 degli utenti che non hanno aderito al passaggio in BT, assecondando la proroga dell'iniziativa di incentivazione solo per gli utenti non attivi nel periodo 2012-2015 o che non hanno ricevuto l'informativa.

Una associazione di imprese distributrici ritiene che gli utenti corrispondenti a punti di trasformazione su palo debbano essere inclusi nella regolazione e non ritiene utile estendere il meccanismo ai punti di consegna MT con consegna agli amari.

Una associazione di consumatori propone di prorogare l'incentivazione fino a metà del nuovo periodo regolatorio e, successivamente, includere in regolazione gli utenti che non hanno aderito all'iniziativa.

Una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche propone di prorogare l'iniziativa ma per tutta la durata del nuovo periodo, con nuove iniziative di informazione agli utenti da parte dei distributori; inoltre propone di estendere il meccanismo ai punti di consegna MT con consegna agli amari dal 2016.

- 9.29 Tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità propende per l'ipotesi di cui al punto precedente, lettera b), vale a dire prorogare l'iniziativa di incentivazione alla trasformazione in BT sino al 2018, e solo successivamente prevedere l'inclusione nella regolazione individuale del numero di interruzioni per quelli che non vi avessero aderito.
- 9.30 Non sono infine pervenuti contributi utili, da parte delle imprese distributrici o di soggetti interessati, tali da consentire all'Autorità di effettuare una analisi costi-benefici circa l'adeguamento degli impianti delle cabine con consegna agli amari con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW. Per tale ragione l'Autorità conferma per tali utenze per il nuovo periodo di regolazione l'esclusione dalla regolazione individuale.

10 Registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione

- 10.1 L'Autorità ha proposto alcune modifiche in materia di registrazione delle interruzioni del servizio (si veda la scheda tecnica n. 7 del documento 48/2015/R/eel):
- a) utilizzo dei contatori elettronici per certificare l'istante di fine delle interruzioni con origine BT da parte di tutte le imprese distributrici;
 - b) introduzione di una penalizzazione nell'indice ISR pari a 5 punti per le interruzioni con preavviso non sufficientemente documentate;

- c) in materia di identificazione dei periodi di condizioni perturbate, esclusione di alcune interruzioni lunghe dal calcolo del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT (*Nh6MT*) o BT (*Nh6BT*);
- d) introduzione di una nuova causa di secondo livello, tra quelle dovute a forza maggiore: attacchi intenzionali e sabotaggi;
- e) riferibilità dello standard sulle interruzioni di lunga durata in caso di interruzione con preavviso seguita da interruzione senza preavviso (standard riferibile alle interruzioni con preavviso) e di interruzione senza preavviso seguita da interruzione con preavviso (standard riferibile alle interruzioni senza preavviso);
- f) aggiunta del codice identificativo della semisbarra MT da cui si diparte la linea MT che alimenta l'utente MT tra le informazioni comunicate annualmente all'Autorità dalle imprese distributrici;
- g) acquisizione degli indicatori di continuità del servizio secondo il modello indicato nella Tabella A7.1 del documento 48/2015/R/eel.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Una impresa distributrice ritiene possibili alcuni correttivi e miglioramenti di rendicontazione.

Una associazione di imprese distributrici segnala che l'eventuale obbligo di utilizzo dei contatori elettronici per la rilevazione dell'istante di fine delle interruzioni comporta rilevanti impatti economici per le imprese che non hanno aderito al regime c) di cui all'articolo 11 del TIQE; inoltre segnala che l'adeguamento dell'ISR in relazione alle interruzioni con preavviso non è un elemento critico per gli operatori.

Una impresa distributrice, in merito alla rilevazione del termine dell'interruzione tramite misuratore elettronico, rileva la non garanzia di raggiungibilità dei misuratori e la scarsa precisione temporale della registrazione e che la rilevazione tramite misuratori elettronici potrebbe essere effettuata solo a fini di verifica e controllo.

- 10.2 Considerati gli esiti della consultazione, l'Autorità conferma i propri orientamenti iniziali in materia di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni.
- 10.3 In riferimento all'obbligo di registrazione dell'istante di fine delle interruzioni con origine BT tramite i contatori elettronici da parte di tutte le imprese distributrici, l'Autorità ritiene che tale attività possa essere realizzata anche da parte delle imprese che non hanno adottato il regime C. Il contatore elettronico si configura come dispositivo funzionalmente baricentrico delle reti di

distribuzione di bassa tensione, proiettate verso livelli di “smartizzazione” attesi in rapido sviluppo nei prossimi anni.

- 10.4 Ulteriori opportunità di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni sono emerse in esito alla consultazione o alle effettuazione di verifiche ispettive da parte degli Uffici dell’Autorità.
- 10.5 Infine, le verifiche ispettive relative alla continuità del servizio e all’incentivo per l’utilizzo dei misuratori elettronici per la registrazione della continuità del servizio hanno evidenziato che molte imprese distributrici non dispongono di un adeguato sistema cartografico. La cartografia è uno strumento altamente funzionale ad un efficiente esercizio della rete e ad una efficace esecuzione delle attività di manutenzione, anche nella prospettiva di “smartizzazione” delle reti sopra ricordata. L’Autorità intende pertanto valutare l’introduzione dell’obbligo di adozione del sistema cartografico, con decorrenza 2019, che comprenda l’ubicazione e le principali caratteristiche dell’impianto di distribuzione e, per la rete BT, i punti di sezionamento (cassette di derivazione e prese) e i POD.

11 Altri orientamenti in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica

Regolazione premi-penalità dei buchi di tensione

- 11.1 L’Autorità ha proposto l’introduzione di una regolazione premi-penalità mirata a incentivare la riduzione del numero e della gravità dei buchi di tensione sulla rete MT, che possa tenere conto delle interruzioni transitorie, ponendo 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, 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.
- 11.2 Allo scopo l’Autorità ha proposto l’indicatore *Missing Voltage Time*, 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici ed una associazione di produttori di energia elettrica ritengono prematuro un qualsiasi meccanismo regolatorio, date le criticità ancora in essere in merito alla individuazione dell'origine dei buchi di tensione. In particolare una impresa distributtrice ritiene opportuna la sola pubblicazione comparativa dei dati di continuità tra i distributori.

Una associazione di imprese distributrici evidenzia l'impossibilità di intervenire sulla Pcc della rete AT al fine di ridurre la profondità dei buchi di tensione; inoltre evidenzia la necessità di attendere la conclusione del tavolo di lavoro avviato nell'estate del 2013 tra Federutility, AEEGSI, MISE, ISTAT, Enel, AU e Terna e finalizzato alla corretta attribuzione del codice ATECUE ai clienti finali e ritiene che l'Autorità potrebbe valutare una remunerazione incentivante la trasformazione della rete MT da conduttore nudo a cavo.

Una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche concorda con l'introduzione di una regolazione generale sui buchi di tensione anche in relazione alle celle D1 e XI di cui alla tabella 5 della norma CEI EN 50160.

- 11.3 Considerato l'orientamento dell'Autorità circa l'introduzione di uno standard individuale sulle interruzioni transitorie e sui buchi di tensione a decorrere dal 2019, valutazioni sull'opportunità di avviare anche una regolazione premi-penalità delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione nel corso del nuovo periodo di regolazione vengono rinviate a successive consultazioni. D'altra parte, anche il solo standard individuale per gli utenti MT sul numero massimo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione dovrebbe fornire pari incentivo alle imprese distributrici nell'individuare le cabine primarie e le zone peggio servite per questi aspetti della qualità e, di conseguenza, nel programmare gli opportuni interventi sulle reti.

Reti in bassa tensione

- 11.4 L'Autorità ha proposto l'introduzione dei 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 CEI EN 50160, 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.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici e una associazione di produttori di energia elettrica evidenziano le difficoltà tecnologiche associate al monitoraggio della tensione tramite misuratore elettronico. Un distributore sottolinea, in particolare, da un lato che i misuratori non sono certificati per la misura della tensione, dall'altro che la verifica potrebbe dare risultati errati essendo questi dipendenti del carico.

Un distributore ritiene comunque sufficiente l'attuale possibilità per il cliente BT di richiedere la verifica della tensione di alimentazione cui può seguire l'obbligo di ripristino in caso di accertamento di valori non conformi.

- 11.5 Sono in corso da parte dell'Autorità le prime analisi dei dati del monitoraggio delle variazioni della tensione di alimentazione BT (valore efficace della tensione di alimentazione) effettuato dalle imprese distributrici, su richiesta dell'Autorità, nella settimana dal 12 al 18 gennaio 2015, tramite i contatori elettronici, secondo la norma CEI EN 50160.
- 11.6 Viene di seguito riportata una sintesi dei dati della maggiore impresa distributtrice, riferita a 79.108 contatori monofase. Dalla elaborazione sono stati esclusi i dati relativi a 5.371 contatori trifase e a 9.517 contatori monofase che hanno riportato un numero di intervalli di misura nei 10 minuti diverso da 1.008¹⁴.
- 11.7 In relazione alla regola della norma CEI EN 50160 secondo cui “durante ciascun periodo di una settimana, il 95 % dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 min, deve essere compreso nell'intervallo $U_n \pm 10\%$ ”, il monitoraggio ha dato i seguenti esiti:
- a) numero di contatori con misura conforme: 78.598 (99,36%);
 - b) numero di contatori con misura non conforme: 510 (0,64%), di cui:
 - i. 87 in alta concentrazione (0,32%);
 - ii. 237 in media concentrazione (0,69%);
 - iii. 186 in bassa concentrazione (1,04%).
- 11.8 Per pervenire ad una percentuale complessiva di non conformità, in riferimento a quanto disposto dalla norma CEI EN 50160 secondo cui “tutti i valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 min, devono essere compresi nell'intervallo $U_n + 10\% / - 15\%$ ”, sono stati analizzati anche tutti i contatori

¹⁴ Secondo la norma CEI EN 50160, la misura del valore efficace della tensione di alimentazione deve essere effettuata nell'arco di una settimana, attraverso misure di tensione integrabili nei 10 minuti. In una settimana vi sono 1.008 intervalli di 10 minuti.

con la misura di cui al punto precedente conforme: il loro numero ammonta a 497 unità¹⁵ (0,63%), di cui:

- a) 53 in alta concentrazione (0,20%);
- b) 204 in media concentrazione (0,60%);
- c) 240 in bassa concentrazione (1,34%).

11.9 Complessivamente, il numero di contatori con misura non conforme alla norma CEI EN 50160 è risultato pari a 1.007 (1,27%), di cui:

- a) 140 in alta concentrazione (0,52%);
- b) 441 in media concentrazione (1,29%);
- c) 426 in bassa concentrazione (2,38%).

11.10 L'elaborazione dei dati ha anche mostrato che tra i 510 contatori con misura di cui al punto 11.7, lettera b) non conforme:

- a) 57 hanno una percentuale dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 min, compresi nell'intervallo $U_n \pm 10\%$, inferiore all'80% (contatori con misura gravemente non conforme);
- b) 4 contatori hanno un valore massimo superiore a $U_n + 10\%$ (253 V);
- c) 506 contatori hanno un valore minimo inferiore a $U_n - 10\%$ (207 V).

11.11 I risultati di questo monitoraggio, proiettati sulla totalità dell'utenza BT, mostrano che all'incirca 450.000-500.000 contatori, su un totale di circa 37 milioni, rileverebbero potenzialmente valori non conformi delle variazioni lente della tensione di alimentazione BT. Tale dato sembra tuttavia confliggere con il numero annuo di verifiche della tensione di alimentazione richieste dagli stessi utenti BT: 1.700 circa nel corso del 2014 (cfr tavole A2.1 e A2.5).

11.12 La grande differenza tra la qualità percepita dagli utenti BT e la qualità effettiva erogata dalle imprese distributrici, come resa dai contatori elettronici, pone alcune questioni.

11.13 Il profilo di tensione sulla rete BT può variare in modo significativo in funzione della presenza o meno di generazione distribuita, in particolare fotovoltaica, delle condizioni meteo (soleggiato o nuvoloso), della stagione (inverno o estate), del momento della giornata (giorno o notte), oltre che della variabilità del carico. D'altra parte non sono attualmente installate apparecchiature sulla rete BT atte a regolare in modo automatico il profilo di tensione. La valutazione della conformità delle variazioni lente della tensione di alimentazione alla norma CEI EN 50160 sulla base della misura effettuata in una sola settimana nel corso di un anno appare non sufficiente per stabilire che un punto di prelievo/immissione sia

¹⁵ Il numero di contatori non conformi ad entrambe le regole della norma CEI EN 50160 è pari a 327.

caratterizzato da una “cattiva” qualità in termini di valore efficace della tensione di alimentazione.

- 11.14 Come già osservato, la disponibilità della misura del valore efficace della tensione per ogni punto di prelievo/immissione BT, senza la necessità di inviare del personale in sito, costituisce una straordinaria opportunità di conoscenza statistica, a costi limitati.
- 11.15 Alla luce di quanto sopra discusso, l’Autorità modifica il proprio orientamento, ritenendo che le imprese debbano predisporre, con una data periodicità, un piano pluriennale di ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione BT per i casi di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160.
- 11.16 I punti di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160 possono essere individuati come quelli per i quali nell’arco di una settimana la percentuale di intervalli di 10 minuti con valore della tensione efficace fuori tolleranza è inferiore all’80-90% oppure come quelli per i quali per tre settimane distribuite nell’arco dell’anno (es.: gennaio, aprile, luglio) la percentuale di intervalli di 10 minuti con valore della tensione fuori tolleranza è compresa tra l’80-90% e il 95%.
- 11.17 Nel piano pluriennale e nei successivi aggiornamenti, le imprese devono illustrare almeno:
- a) la frequenza del monitoraggio a campione (ad esempio: una/due volte nell’arco del periodo di regolazione oppure ogni A anni);
 - b) il tempo massimo entro il quale tutta la rete BT viene sottoposta a monitoraggio a campione (per le imprese di maggiori dimensioni può essere superiore alla durata del periodo regolatorio);
 - c) il numero di punti che dal monitoraggio a campione risultano essere di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160;
 - d) i tempi di ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione per i suddetti punti.
- 11.18 L’Autorità ritiene che l’accesso a tali informazioni dovrebbe avvenire solo su specifica richiesta degli Uffici dell’Autorità.

12 Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica

- 12.1 Nel documento 48/2015/R/eel l’Autorità ha proposto la possibile revisione dei seguenti aspetti in materia di qualità commerciale:
- a) trasformazione da standard generale a standard specifico del tempo massimo di esecuzione dei lavori complessi e sua contestuale riduzione (attualmente 60 gg lavorativi 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 o MT:
- i. preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete;
 - ii. esecuzione di lavori semplici;
 - iii. attivazione della fornitura;
 - iv. disattivazione della fornitura;
 - v. sostituzione del gruppo di misura guasto;
- c) 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;
- d) possibilità di includere nuove prestazioni nella preventivazione rapida;
- e) possibilità di suddividere i lavori complessi, sia sulla rete BT che sulla rete MT, secondo diverse tipologie (tipizzazione);
- f) comunicazione all'Autorità dei dati di qualità commerciale da parte delle imprese distributrici, con disaggregazione per regione e non più per provincia.

12.2 L'Autorità ha inoltre dichiarato manifestato l'intento di acquisire elementi utili per valutare l'introduzione di standard (tempi massimi) in relazione a programmi di connessione massivi e programmati.

Sintesi delle osservazioni pervenute

La proposta di trasformazione da generale a specifico del tempo massimo per l'effettuazione di lavori complessi è stata condivisa. Alcune imprese distributrici e una associazione dei produttori di energia elettrica ritengono che l'attuale tempo massimo debba essere mantenuto a 60 giorni lavorativi e che la tipizzazione dei lavori debba essere rinviata al successivo periodo regolatorio. Una impresa distributtrice ha proposto una differenziazione dello standard per alcune tipologie di interventi relativi ai lavori complessi sia in bassa che in media tensione (per i lavori complessi BT con standard a 50 giorni lavorativi: costruzione/potenziamento linea BT di lunghezza massima pari a 300 m.; spostamento linea BT aerea che alimenta il client finale di lunghezza massima pari a 300 m. - per i lavori complessi MT con standard a 50 giorni lavorativi: costruzione e/o potenziamento linea MT per connessione alla rete MT di cabina consegna utente di lunghezza inferiore a 300 metri senza gli attraversamenti di strade, autostrade, ferrovie etc. - per i lavori complessi BT e MT con standard a 60 giorni lavorativi: come sopra, ma con lunghezza della linea BT o MT superiore a 300 m.) oppure, se MT, come sopra, ma con attraversamenti di strade, autostrade, ferrovie etc.).

Una associazione di consumatori ritiene complicato fissare un unico standard di esecuzione dei lavori complessi per casistiche tra loro molto differenti; sarebbe più utile regolare le tempistiche relative alla preventivazione delle opere, all'inizio dei lavori nonché un termine massimo di conclusione dei medesimi.

In merito alla possibile riduzione di alcuni tempi massimi relativi a prestazioni per utenti BT ed MT, le imprese distributrici sottolineano come alcuni interventi sono realizzati con tempi amministrativi non comprimibili, mentre i consumatori propongono una riduzione le prestazioni indicate dall'Autorità: nell'ordine: 8, 5, 1, 2 e 5 gg per la BT e 15, 15, 2, 2 e 7 per la MT.

Una impresa distributtrice non condivide la riduzione degli standard per le prestazioni effettuate tramite la telegestione poiché potrebbe comportare un aumento delle attività di tipo manuale senza beneficio per il sistema e con un aumento dei costi operativi. Per quanto concerne la sostituzione del gruppo di misura guasto segnala che il tempo di sostituzione del misuratore non è ridicibile e dovrebbe prendere a riferimento la data di messa a disposizione al cliente della ricostruzione dei consumi e non la data di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura.

Una impresa distributtrice propone l'introduzione di premi per quelle aziende caratterizzate da standard di qualità commerciale di gran lunga migliori di quelli stabiliti dall'Autorità.

Una impresa distributtrice propone l'introduzione di alcune nuove prestazioni da effettuarsi attraverso il preventivo rapido.

Con riferimento alla attivazione della fornitura:

PRESTAZIONE	DESCRIZIONE
Aumento o diminuzione di potenza su fornitura trifase	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase con potenza disponibile > 33 kW e ≤ 50 kW prima e dopo la variazione
Diminuzione di potenza su fornitura trifase	Diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase con potenza disponibile > 33 kW e ≤ 50 kW prima della variazione e ≤ 33 kW dopo la variazione
Diminuzione di potenza su fornitura trifase	Diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase con potenza disponibile > 50 kW prima della variazione e ≤ 50 kW dopo la variazione

Con riferimento ai lavori semplici:

PRESTAZIONE	DESCRIZIONE
Aumento di potenza su fornitura trifase	Aumento di potenza per una singola fornitura trifase con potenza disponibile ≤ 33 kW prima della variazione e $>33 \leq 50$ kW dopo la variazione
Modifica Fornitura con passaggio dell'alimentazione da Monofase a Trifase	Aumento o diminuzione di potenza per singola fornitura monofase con potenza disponibile ≤ 11 kW a singola fornitura trifase con potenza disponibile $\leq 16,5$ kW
Modifica Fornitura con passaggio dell'alimentazione da Trifase a Monofase	Aumento o diminuzione di potenza per singola fornitura trifase con potenza disponibile ≤ 11 kW a singola fornitura monofase con potenza disponibile $\leq 6,6$ kW
Energizzazione di un nuovo punto di consegna monofase con punto di prelievo sulla rete BT	Nuova connessione e avvio della alimentazione per fornitura monofase (permanente ordinaria) con potenza disponibile $\leq 6,6$ kW e distanza della cabina di riferimento fino a 750 metri
Energizzazione di un nuovo punto di consegna trifase con punto di prelievo sulla rete BT	Nuova connessione e avvio della alimentazione per fornitura trifase (permanente ordinaria) con potenza disponibile ≤ 30 kW e distanza della cabina di riferimento fino a 750 metri
Energizzazione di un nuovo punto di consegna monofase con punto di prelievo sulla rete BT	Nuova connessione e avvio della alimentazione per fornitura monofase (temporanea) con potenza disponibile $\leq 6,6$ kW e distanza della cabina di riferimento fino a 20 metri
Energizzazione di un nuovo punto di consegna trifase con punto di prelievo sulla rete BT	Nuova connessione e avvio della alimentazione per fornitura trifase (temporanea) con potenza disponibile ≤ 30 kW e distanza massima fino a 20 metri dagli impianti di rete permanente
Spostamento di un gruppo di misura in bassa tensione	Spostamento di un gruppo di misura in bassa tensione entro un raggio di 10 metri dalla precedente ubicazione

Una diversa impresa distributrice e una associazione dei produttori di energia elettrica non ritengono vi siano ulteriori prestazioni da includere nel preventivo rapido.

Una impresa distributrice propone l'eliminazione di indennizzi in forma tripla per tutte le prestazioni e propone la possibilità di stipulare contratti per la qualità commerciale.

12.3 In esito all'indagine demoscopica effettuata presso gli utenti domestici e non domestici BT e MT è emerso che i tempi massimi percepiti come maggiormente critici dai clienti sono quelli relativi alla preventivazione ed esecuzione dei lavori.

- 12.4 Visto quanto emerso dalla consultazione e alla luce dei dati aggiornati al 2014 (cfr tabelle A2.12 e A2.13), l'Autorità intende dare seguito alla trasformazione da generale a specifico del tempo massimo di esecuzione dei lavori complessi, fissandolo a 50 giorni lavorativi dagli attuali 60, per tutte le tipologie di prestazioni, sia per gli utenti MT che per gli utenti BT.
- 12.5 Per quanto riguarda la possibile riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti alcune prestazioni richiedibili dagli utenti BT o MT, in esito alla consultazione ed alla luce dei dati aggiornati al 2014, l'Autorità formula i propri orientamenti finali:
- a) preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete: riduzione dello standard a 15 giorni lavorativi per la rete BT (dagli attuali 20) e 30 giorni lavorativi per la rete MT (dagli attuali 40);
 - b) esecuzione di lavori semplici: riduzione dello standard a 10 giorni lavorativi per gli utenti BT (dagli attuali 15) e 20 giorni lavorativi per gli utenti MT (dagli attuali 30).
- 12.6 Con il nuovo periodo di regolazione l'Autorità intende:
- a) dare seguito al proprio orientamento iniziale in relazione alla 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;
 - b) monitorare anche i tempi complessivi di esecuzione dei lavori, semplici e complessi, al lordo dei tempi necessari alle autorizzazioni dei lavori.
- 12.7 Con riferimento alla preventivazione rapida, l'Autorità ritiene possibile includere le seguenti nuove prestazioni come emerse dalla consultazione (cfr box precedente):
- a) tutte le prestazioni della prima tabella;
 - b) le prime tre prestazioni della seconda tabella.
- 12.8 Non sono infine emerse problematiche in relazione alla comunicazione all'Autorità dei dati di qualità commerciale, da parte delle imprese distributrici, con disaggregazione per regione e non più per provincia.

Connessioni massive

Sintesi delle osservazioni pervenute

Alcune imprese distributrici ritengono opportuna la negoziazione tra le parti per la realizzazione delle connessioni massive evidenziando inoltre le possibili problematiche in ordine ad eventuali potenziamenti della rete.

Una associazione dei consumatori ritiene necessario determinare standard specifici di qualità in collaborazione con gli enti locali e AGCOM per le connessioni massive riferite ai sistemi di telecomunicazione.

Una società di vendita condivide l'introduzione di standard per le connessioni massive.

Un operatore nel settore delle telecomunicazioni chiede garanzia di certezze sui tempi per i programmi di connessioni massive, non escludendo la sperimentazione di contratti bilaterali finalizzati al rispetto dei tempi di connessione.

- 12.9 Sul tema delle connessioni massive l'Autorità ritiene condivisibile, data l'entità e le caratteristiche delle richieste, che decisioni in merito ai tempi massimi siano rimesse ad accordi bilaterali tra l'impresa distributtrice ed il richiedente, di norma un soggetto caratterizzato da elevato potere contrattuale.
- 12.10 Per tale motivo l'Autorità ritiene sufficiente la sola introduzione di alcuni criteri base che possano facilitare la stipula di tali accordi bilaterali, vale a dire che i soggetti richiedenti la connessione o la attivazione massiva di punti di prelievo di energia elettrica in bassa tensione possono richiedere alle imprese distributrici la stipula di contratti *ad-hoc* mirati ad ottimizzare la programmazione e la realizzazione di tali connessioni e/o attivazioni. L'Autorità ritiene che le imprese distributrici abbiano l'obbligo di dare seguito a tali richieste.
- 12.11 L'Autorità ritiene che le connessioni massive siano da considerarsi tali qualora riguardino un numero di connessioni annue richieste da un singolo soggetto almeno pari al minimo tra:
- a) lo 0,5% del numero di clienti finali in bassa tensione serviti dall'impresa distributtrice;
 - b) 500 richieste formulate dal medesimo soggetto.
- 12.12 L'Autorità ritiene che le attivazioni massive siano da considerarsi tali qualora riguardino un numero di richieste di attivazione annue da un singolo soggetto almeno pari al minimo tra:
- a) il 2% del numero di clienti finali in bassa tensione serviti dall'impresa distributtrice;
 - b) 500 richieste formulate dal medesimo soggetto.
- 12.13 L'Autorità ritiene che il contratto debba garantire condizioni non discriminatorie rispetto a possibili diversi richiedenti, e debba prevedere la possibilità di definire tempi personalizzati per la realizzazione delle connessioni e/o delle attivazioni, in funzioni di parametri indicati nei medesimi contratti (es.: numerosità di

connessioni per intervallo di tempo, potenza disponibile per i singoli punti di connessione, etc).

12.14 L'Autorità ritiene che il contratto debba altresì contenere:

- a) il programma di realizzazione delle connessioni e/o delle attivazioni delle forniture in bassa tensione;
- b) i corrispettivi a carico del richiedente (che devono essere quelli previsti dalla regolazione dell'Autorità);
- c) indennizzi a favore del richiedente in caso mancato rispetto dei tempi previsti per la realizzazione della connessioni e/o attivazioni.

13 Qualità del servizio di misura

13.1 L'Autorità ha proposto di mutuare al settore elettrico la pubblicazione comparativa della performance del servizio di misura del gas almeno per gli aspetti connessi al funzionamento dei sistemi di telegestione dei contatori elettronici, per una eventuale successiva introduzione di forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Le imprese distributrici sottolineano l'esigenza di coordinamento di tale regolazione con le disposizioni di cui al Codice di rete della distribuzione elettrica. In particolare, un'impresa distributtrice concorda con la pubblicazione delle performance ma non condivide l'adozione di forme di penalizzazione, per via dei vincoli tecnologici al funzionamento ottimale della telegestione.

Una associazione di imprese distributrici e una impresa di telecomunicazioni ritengono inefficace la pubblicazione comparativa; a tal proposito la predetta associazione ritiene opportuno un confronto sul tema con l'Autorità e con gli operatori.

Anche una associazione di produttori di energia elettrica ritiene che la proposta debba essere coordinata con il Codice di rete della distribuzione elettrica, mentre una associazione di consumatori propone l'erogazione di indennizzi per insufficiente frequenza di letture obbligatorie.

Una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche propone l'introduzione di forme di penalizzazione per le imprese meno virtuose.

13.2 L'Autorità conferma il proprio orientamento, intendendo procedere inizialmente con la pubblicazione comparativa di alcune performance dei sistemi di telegestione BT, ed in particolare:

- a) numero di contatori elettronici in servizio, vale a dire in ciclo di lettura mensile e con la possibilità di eseguire transazioni di carattere commerciale (di cui al comma 4.2, lettera m, alinea iv e v dell'Allegato A alla delibera n. 292/06);
- b) numero annuo di transazioni remote di carattere commerciale (vd punto precedente) effettuate e andate a buon fine entro le 12, le 24 e le 48 ore;
- c) in coerenza con il possibile aumento della frequenza di lettura dei contatori (cfr punto 4.51, sub i, del documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com recante "Fatturazione nel mercato *retail*"), numero di contatori elettronici in servizio con:
 - i. 0 letture nell'anno solare;
 - ii. 1-3 letture nell'anno solare;
 - iii. 4-7 letture nell'anno solare;
 - iv. 8-11 letture nell'anno solare;
 - v. 12 letture nell'anno solare;
 - vi. 13-16 letture nell'anno solare;
 - vii. 17-20 letture nell'anno solare;
 - viii. 21-23 letture nell'anno solare
 - ix. 24 letture nell'anno solare;
- d) numero di contatori elettronici in servizio che nel corso dell'anno solare hanno presentato almeno una anomalia di funzionamento.

13.3 Sulla base dei dati effettivi l'Autorità valuterà successivamente l'eventuale ricorso a forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici.

Parte II – Trasmissione dell'energia elettrica

14 Regolazione premi-penalità

14.1 Nel documento 48/2015/R/eel l'Autorità ha proposto di:

- a) confermare il meccanismo premi-penalità basato sulla riduzione della energia non fornita di riferimento (ENSR), ma applicabile all'intera rete di trasmissione e non più separatamente alla RTN Storica ed alla RTN Telat;
- b) escludere dal meccanismo premi-penalità la ENSR relativa ai clienti finali AT qualora per gli stessi venga introdotta una regolazione individuale;
- c) determinare livelli obiettivo annui di ENSR più sfidanti, prevedendo un miglioramento annuo orientativo del 4%-5% in luogo del vigente 2%;
- d) modificare la definizione di incidente rilevante, prevedendo che sia composto dall'energia non fornita relativa alle sole disalimentazioni le cui cause sono oggetto di regolazione e confermare l'attuale funzione di saturazione;
- e) prevedere regole di accorpamento delle disalimentazioni ai fini dell'identificazione della ENSR dei grandi eventi interruttivi e degli incidenti rilevanti;
- f) confermare la regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Terna concorda con la conferma dell'attuale meccanismo premi-penalità, sottolineando tuttavia la permanenza di differenze prestazionali tra la RTN Storica e RTN Telat di cui occorrerebbe tener conto.

Le imprese distributrici concordano invece sulla rimozione del trattamento differenziato tra RTN Storica e RTN Telat.

Le imprese distributrici suggeriscono l'introduzione di una regolazione che disincentivi Terna ad esercire in modo radiale reti esercibili in assetto magliato.

In caso di introduzione di una regolazione individuale per i clienti finali AT, Terna evidenzia come i miglioramenti richiesti dell'indicatore di riferimento ENSR relativo alle sole cabine primarie non sia realisticamente raggiungibile. Allo scopo propone obiettivi annui di ENS-R costanti nel tempo.

Terna non condivide la proposta dell’Autorità circa la modifica della definizione di incidente rilevante, ritenendo da una lato che tale definizione debba prescindere dalle cause che determinano le interruzioni, dall’altro che, in caso di eventi di ingenti proporzioni, si rischierebbe di perdere l’evidenza di un accadimento molto significativo in termini di energia non servita. Inoltre, qualora la proposta fosse implementata, Terna rileva la necessità del ricalcolo dei livelli effettivi degli anni passati, al fine di ottenere i nuovi livelli obiettivo.

In merito alla proposta relativa ai criteri di accorpamento di eventi interruttivi per la definizione di incidente rilevante, Terna non condivide né il criterio proposto inerente l’estensione territoriale da considerarsi né l’intervallo temporale massimo entro il quale considerare le singole interruzioni, proponendo allo scopo l’estensione geografica del primo criterio (le provincie interessate siano tra loro confinanti) ed aumentando l’intervallo temporale ad almeno 48 ore. Da ultimo Terna rileva il possibile verificarsi di disalimentazioni che, pur correlate dal punto di vista elettrico, non sarebbero intercettate da criteri definiti a priori.

Una associazione di imprese distributrici ritiene utile una condivisione tra impresa distributtrice e Terna in merito alla attribuzione della causa degli eventi interruttivi nella “Scheda Registrazione Disalimentazione”. Tale associazione propone inoltre che la attribuzione della causa e dell’origine da parte di Terna venga comunicata all’impresa distributtrice entro 30 giorni solari dal giorno dell’interruzione.

Terna propone una riduzione della valorizzazione dei servizi di mitigazione per le imprese distributtrici, mentre una impresa distributtrice propone di escludere, nell’ambito della regolazione della continuità del servizio di distribuzione, le interruzioni occorse durante le fasi di controalimentazione.

Terna ritiene necessario che gli eventuali standard relativi alle interruzioni lunghe e brevi debbano tener conto del livello di tensione al fine di tener conto dei diversi sistemi di protezione.

- 14.2 Come già osservato nel documento 48/2015/R/eel, nel nuovo periodo di regolazione disparità di trattamento tra la RTN Storica e la RNT Telat appaiono non giustificabili, dal momento che Terna, sin dal 2012¹⁶, è stata incentivata ad operare con lo stesso grado di efficienza su entrambe le reti. In tale contesto, 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. Il meccanismo regolatorio premi-penalità relativo alla ENSR tiene già conto delle differenze storiche di prestazione tra le due reti nella fissazione del livello di partenza e dei livelli obiettivo annui. Per quanto suesposto, l’Autorità conferma il proprio orientamento iniziale.
- 14.3 In relazione allo scorporo della ENSR relativa ai clienti finali AT dal meccanismo premi-penalità in coincidenza con l’introduzione di una regolazione

¹⁶ L’acquisizione da parte di Terna della rete Telat (ex Enel) è avvenuta nell’aprile 2009.

individuale per tali clienti finali AT, l'osservazione di Terna secondo cui gli obiettivi annui di miglioramento proposti appaiono particolarmente sfidanti è solo parzialmente condivisibile, poiché l'indicatore ENSR, per effetto dello scorporo dell'energia non servita relativa ai clienti finali AT, risulta meno aleatorio, anche per effetto dei servizi di mitigazione. L'Autorità ritiene pertanto che la percentuale annua di miglioramento della ENSR possa essere fissata al 3,5% rispetto al 4-5% precedente proposto, tenuto anche conto dell'unicità dell'indicatore ENSR.

- 14.4 Per quanto riguarda la definizione di incidente rilevante, le osservazioni di Terna risultano parzialmente condivisibili. L'esperienza maturata nel corso degli anni mostra come debbano essere separati i due concetti alla base di tale regolazione:
- a) individuazione dell'incidente rilevante, anche attraverso il contributo dell'energia non servita relativa alle disalimentazioni non oggetto della regolazione premi-penalità (conferma di quanto disposto dalla deliberazione n. 250/04, anche nell'individuazione del potenziale incidente rilevante);
 - b) applicabilità della funzione di saturazione alle sole disalimentazioni oggetto della regolazione premi-penalità.
- 14.5 Per semplificare ulteriormente il quadro regolatorio, l'Autorità ritiene che sia preferibile adottare un'unica funzione di limitazione dell'indicatore ENSR rispetto a quanto oggi previsto dalla tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 197/11. Tale funzione potrebbe essere intermedia alle due funzioni attualmente vigenti ed essere caratterizzata dai seguenti valori di riferimento:
- a) conferma dei 250 MWh ai fini dell'individuazione dell'incidente rilevante;
 - b) conferma di una limitazione a 500 MWh di ENSR per incidente con ENS regolata pari a 1.000 MWh;
 - c) introduzione di un unico tetto pari a 625 MWh di ENSR per incidenti con ENS regolata superiore a 2.250 MWh;
 - d) utilizzo di interpolazione lineare tra i valori estremi precedentemente indicati (250-1.000 MWh e 1.000-2.250 MWh).
- 14.6 In relazione alle regole di accorpamento delle disalimentazioni l'Autorità conferma il criterio proposto nella scheda tecnica n. 9 del documento 48/2015/R/eel, basato sull'interdipendenza elettrica delle cabine primarie disalimentate, riconducibile ad una estensione sub-regionale (province tra loro contigue ed almeno una confinante con tutte le altre) e sull'accorpabilità temporale degli eventi interruttivi i cui istanti di inizio sono accaduti nelle 36 ore. Nello specifico, quanto osservato da Terna non è condivisibile dal momento che:
- a) il criterio dell'estensione sub-regionale proposto da Terna aumenterebbe il rischio di accorpare disalimentazioni di cabine primarie elettricamente indipendenti, quindi territori provinciali ingiustificatamente ampi;

- b) l'accorpabilità temporale a 48 ore non appare rispondente a quanto accaduto nei grandi eventi interruttivi sinora osservati, nei quali i fenomeni meteorologici interessanti province tra loro contigue (province tra loro contigue ed almeno una confinante con tutte le altre) si sono esauriti entro le 36 ore;
 - c) per quanto sopra osservato, la proposta dell'Autorità non esclude che nell'ambito del medesimo evento meteorologico possano essere individuati più incidenti rilevanti.
- 14.7 Tali orientamenti rispondono all'esigenza di individuare regole di accorpamento delle disalimentazioni oggettive e semplici, volte ad evitare sia valutazioni caso per caso circa l'interdipendenza elettrica delle disalimentazioni, sia complesse attività di implementazione dei criteri di accorpamento da parte di Terna e di verifica dei medesimi da parte dell'Autorità.
- 14.8 Infine occorre ricordare che l'attuale regolazione prevede:
- a) l'utilizzo della media aritmetica dei livelli effettivi della ENSR del quadriennio che precede l'inizio del nuovo periodo di regolazione ai fini del calcolo del livello di partenza e, di conseguenza, dei livelli obiettivo annui;
 - b) l'utilizzo del valore effettivo annuale della ENSR ai fini del confronto con il livello obiettivo annuale.
- 14.9 Considerata la possibile estensione del nuovo periodo di regolazione a sei anni, l'Autorità intende mantenere il principio secondo cui il calcolo del livello di partenza avviene attraverso l'utilizzo della media aritmetica dei livelli effettivi della ENSR relativi ad un periodo di pari durata, nello specifico il periodo 2010-2015. Per quanto riguarda il valore della ENSR da utilizzarsi per il confronto con il livello obiettivo annuale, l'Autorità intende valutare possibili opzioni sulla base dell'esito della consultazione¹⁷.
- 14.10 In funzione di quanto suesposto sarà necessario il ricalcolo della ENSR secondo le nuove regole, ai fini della determinazione del livello di partenza e dei livelli obiettivo annui del nuovo periodo di regolazione.
- 14.11 Per quanto riguarda la regolazione dei servizi di mitigazione, considerate le osservazioni pervenute e gli effetti della regolazione vigente (cfr. punto 10.4 del documento 48/2015/R/eel), l'Autorità conferma in toto il meccanismo vigente.
- 14.12 L'Autorità, infine, intende confermare i parametri unitari economici e i tetti massimi relativi alla regolazione premi-penalità e ai servizi di mitigazione (usando il tetto agli ammontari di mitigazione per singolo evento interruttivo

¹⁷ I due casi estremi sono il valore annuale della ENSR (opzione vigente nella delibera ARG/elt 197/11) e la media aritmetica scorrevole dei valori annuali della ENSR riferita ad un numero di anni pari a quello del periodo regolatorio.

applicabile su RTN Storica e su RTN Telat nel solo 2015) attualmente disciplinati dalla deliberazione ARG/elt 197/11.

15 Regolazione individuale degli utenti AT

15.1 In materia di interruzioni lunghe e brevi, l’Autorità ha proposto:

- a) l’introduzione di uno standard sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi di responsabilità di Terna (causa 4AC) per tutti i clienti finali AT¹⁸ fissato a:
 - i. 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali AT con connessione magliata;
 - ii. 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali AT con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV;
 - iii. 1 interruzione lunga o breve per i clienti finali AT con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV;
- b) il riconoscimento di un indennizzo automatico ai clienti finali AT che subiscono un numero di interruzioni che eccede lo standard, 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;
- c) la previsione 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 invece che al Fondo Eventi Eccezionali, a titolo di indennizzo automatico, in modo indifferenziato per livello di tensione e per tipologia di connessione;
- d) la previsione 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.

15.2 In materia di qualità della tensione (buchi di tensione e interruzioni transitorie) l’Autorità ha proposto:

¹⁸ Con clienti finali AT si intendono anche i clienti connessi in altissima tensione. Ai sensi dell’Allegato A alla deliberazione Arg/elt 199/11 (i) alta tensione (AT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e inferiore a 220 kV (ii) altissima tensione (AAT) è una tensione nominale tra le fasi uguale o superiore a 220 kV.

- a) introduzione di 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 8 della norma CEI EN 50160, e di interruzioni transitorie, da applicare:
- i. solamente ai clienti finali AT che si dotano di apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione;
 - ii. a valle di un periodo di monitoraggio dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie di almeno 2 anni.
- b) almeno in un fase iniziale, tener conto, nella fissazione degli standard sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie, sia del livello di tensione che del tipo di connessione (magliata o radiale).

Sintesi delle osservazioni pervenute

Terna non condivide l'introduzione di una regolazione individuale per i clienti in alta e altissima tensione, ritenendo tale eventualità un ulteriore meccanismo penalizzante ed opportuna l'introduzione di elementi premianti. Terna ritiene inoltre che i rimborsi automatici comporterebbero oneri amministrativi e possibili contenziosi rilevanti con i clienti AT.

I produttori di energia elettrica e una associazione di imprese distributrici propongono l'estensione di tale regolazione agli impianti di produzione, limitatamente ai servizi ausiliari alimentati dal trasformatore principale.

Ai fini della definizione dello standard relativo al numero massimo di buchi di tensione ed interruzioni transitorie, Terna ritiene che i clienti debbano dimostrare di essere immuni ai disturbi, per quanto di loro competenza, prevedendo a tal proposito la possibilità di effettuare verifiche presso gli impianti. In ogni caso, lo stesso gestore sottolinea la criticità del fatto che i dati registrati non siano sotto il controllo di Terna.

Sul tema della regolazione individuale dei clienti AT non sono pervenuti contributi da parte delle associazioni di consumatori industriali.

- 15.3 In relazione allo standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi, l'Autorità conferma il proprio orientamento iniziale prevedendone la decorrenza dal 1° gennaio 2016.
- 15.4 L'orientamento dell'Autorità in merito a tale regolazione è collegato alla rimozione dalla ENSR soggetta alla regolazione premi-penalità della quota di energia non servita relativa ai clienti finali AT.
- 15.5 Per la valorizzazione economica dell'indennizzo automatico l'Autorità intende adottare la formula di calcolo originariamente introdotta con la deliberazione 4/04 per la regolazione individuale degli utenti AT della distribuzione, ed attualmente utilizzata anche per gli utenti MT della distribuzione, e prevedere per il parametro V_p il valore di 1-1,5 €/kW interrotto).

- 15.6 Dalle simulazioni effettuate dall’Autorità, con riferimento agli standard di cui al punto 15.1, ai dati relativi all’anno 2014 (cfr tavole A3.3 e A3.4), tali indennizzi ammonterebbero complessivamente a € 300.000 nell’ipotesi di considerare il valore inferiore della forchetta di cui al punto precedente, di fissare a tre il numero massimo di interruzioni lunghe o brevi indennizzabili di responsabilità di Terna per ogni cliente AT e, ai fini del dimensionamento dell’indennizzo automatico, di applicare la media aritmetica delle potenze interrotte. Tale soglia di tre interruzioni potrebbe pertanto costituire il tetto massimo al numero di interruzioni lunghe o brevi indennizzabili a carico di Terna. La medesima simulazione riferita al 2013 porterebbe ad un esborso complessivo in indennizzi automatici da parte di Terna pari a circa €130.000.
- 15.7 L’Autorità conferma che per tale regolazione i clienti non debbano dimostrare adeguatezza dei propri impianti, 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.
- 15.8 L’Autorità conferma anche l’intenzione di non prevedere l’applicabilità di tali standard ai produttori poiché, come argomentato nel documento 48/2015/R/eel, 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), essendo la durata delle disalimentazioni non programmate significativamente inferiore a quella conseguente alle predette indisponibilità.
- 15.9 Anche per quanto riguarda la previsione 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, venga destinato al cliente finale invece che al Fondo Eventi Eccezionali, a titolo di indennizzo automatico, in modo indifferenziato per livello di tensione e per tipologia di connessione, l’Autorità conferma il proprio orientamento iniziale, prevedendo che con decorrenza 2016 la quota parte destinata al cliente finale sia pari al 25% della quota attualmente versata al Fondo eventi eccezionali. Con riferimento ai dati relativi al 2013 e 2014, nell’ipotesi di confermare la valorizzazione dell’energia non servita a 10.000 €/MWh, la somma da destinarsi ai clienti AT sarebbe ammontata rispettivamente a circa €120.000 e €90.000.
- 15.10 L’Autorità intende anche confermare la regola secondo cui 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.
- 15.11 In materia di qualità della tensione l’Autorità conferma il proprio indirizzo iniziale, prevedendo che tale regolazione si applicherà ai soli clienti interessati, vale a dire che esprimeranno la propria adesione all’iniziativa. Dal momento che

saranno proprio i clienti AT interessati a dotarsi autonomamente delle apparecchiature di monitoraggio dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie (di seguito: microinterruzioni), appare opportuno che Terna definisca le specifiche tecnico/funzionali di tali apparecchiature¹⁹, affinché la rilevazione dei dati da tali apparecchiature sia consentita in modo efficiente da remoto anche a Terna. Allo scopo l'Autorità ritiene che:

- a) entro il 31 marzo 2016 Terna pubblichi le specifiche delle apparecchiature di monitoraggio delle microinterruzioni;
- b) entro il 30 giugno 2016 i clienti AT interessati informino Terna della propria adesione all'iniziativa;
- c) entro il 30 novembre 2016 i clienti AT interessati informino Terna della avvenuta installazione della apparecchiatura di monitoraggio delle microinterruzioni;
- d) il monitoraggio delle microinterruzioni possa avere inizio il 1° luglio 2017 e avere una durata due anni;
- e) a metà monitoraggio, entro il settembre 2018, Terna invii all'Autorità, per ogni cliente AT che partecipa al monitoraggio, i dati relativi ai buchi di tensione, classificati secondo tabella 8 della norma CEI EN 50160, ed alle interruzioni transitorie relativi al periodo 1 luglio 2017 – 30 giugno 2018;
- f) al termine del monitoraggio, entro il settembre 2019, Terna invii all'Autorità i dati relativi ai buchi di tensione, classificati secondo tabella 8 della norma CEI EN 50160, ed alle interruzioni transitorie relativi al periodo 1 luglio 2018 – 30 giugno 2019;
- g) gli standard sul numero massimo di buchi di tensione ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4, B1, B2, C1, D1 e X1 della tabella 8 della norma CEI EN 50160 e di interruzioni transitorie di responsabilità di Terna possano decorrere non prima del 2021; nel corso del 2020 l'Autorità pubblicherà i propri orientamenti, basati sull'analisi dei dati ricevuti, tramite una specifica consultazione, nella quale verranno formulate proposte anche sul dimensionamento degli indennizzi automatici e sul numero massimo di eventi indennizzabili;
- h) i buchi di tensione registrati all'interno delle celle D1 e X1 della tabella 8 della norma CEI EN 50160 non debbano essere considerati in quanto funzionali alla eliminazione del guasto;

¹⁹ Possono essere prese a riferimento le specifiche tecniche delle equivalenti apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione installate in corrispondenza delle sbarre MT delle cabine primarie della distribuzione (cfr http://www.autorita.energia.it/allegati/comunicati/specifiche_ADM_121001.pdf).

- i) gli eventi trifase registrati all'interno delle celle X2 e X3 della tabella 5 della norma CEI EN 50160 possano essere trattati al pari di interruzioni transitorie;
- j) non debbano essere conteggiati le interruzioni transitorie o i buchi di tensione che accadono entro sessanta minuti da una interruzione precedente o successiva lunga, breve o transitoria o entro sessanta minuti da un buco di tensione.

15.12 L'Autorità conferma 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).

16 Tensione di alimentazione degli utenti connessi alla rete rilevante

- 16.1 L'Autorità ha proposto la pubblicazione annua, da parte di Terna, dei valori minimo e massimo della tensione efficace attesa, che Terna si deve impegnare a rispettare per ogni utente connesso alla rete rilevante²⁰, e della tensione effettiva.
- 16.2 Attualmente Terna pubblica i livelli attesi minimo e massimo del valore efficace della tensione di alimentazione per ciascun livello di tensione nominale di rete, su scala nazionale. Nella tabella seguente sono riportati tali valori per l'anno 2015, come estratti dal documento "Qualità del servizio di trasmissione livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2015".

Tensione nominale (kV)	Tensione esercizio (kV)	Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 95% del tempo in condizioni di esercizio normale (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 100% del tempo in condizioni di esercizio normale o di allarme (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti in condizioni di emergenza o di ripristino (kV)	
		Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
380	400	375	415	360	420	350	430
220	230	222	238	200	242	187	245
150	150	143	158	140	165	128	170
132	132	125	139	120	145	112	150
132	120	114	126	110	132	105	140

²⁰ Ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04, rete rilevante è "l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione".

Sintesi delle osservazioni pervenute

Terna non condivide la proposta dell’Autorità poiché prevede l’applicazione di procedure non solo diverse da quelle adottate per la valutazione della potenza di cortocircuito, ma molto onerose sia dal punto di vista tecnico che economico, evidenziando inoltre che l’utilizzo dei variatori sottocarico installati sui trasformatori AT/MT rende praticamente indipendente la tensione della rete MT da quella relativa alla rete AT nella quasi totalità delle condizioni di esercizio.

Una impresa distributrice concorda con l’adozione di iniziative che limitino le variazioni della tensione di alimentazione delle cabine primarie, quale presupposto fondamentale per una successiva regolazione delle variazioni di tensione sulle reti MT e BT.

- 16.3 Pur essendo le argomentazioni di Terna parzialmente condivisibili, il valore della tensione sulla rete MT non può essere del tutto indipendente dal valore assunto dalla tensione sul lato AT delle cabine primarie. Per contro il profilo di immissione/prelievo dell’energia reattiva influisce sulla tensione effettiva AT.
- 16.4 L’Autorità ritiene corretto che il servizio di trasmissione comprenda anche la verifica del valore effettivo minimo e massimo della tensione di alimentazione per ogni utente connesso alla rete rilevante. Ciò anche alla luce degli orientamenti formulati dall’Autorità nel documento 255/2015/R/eel in relazione alla regolazione della tensione MT. L’Autorità conferma pertanto il proprio orientamento iniziale di registrazione e pubblicazione annua delle tensioni effettive, minima e massima, per ogni utente connesso alla rete rilevante, con decorrenza 1 gennaio 2017.
- 16.5 L’Autorità intende pervenire alla definizione dei parametri di misura (es.: percentili di applicabilità dei livelli di tensione) e di criteri per il trattamento dei dati relativi a condizioni atipiche di esercizio (es.: uso di misure “flaggate”), grazie ai contributi dei soggetti interessati da tale regolazione.

Parte III – Vulnerabilità del sistema elettrico

17 Prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute a eventi severi e persistenti

- 17.1 Come già osservato, l’Autorità intende associare al concetto di vulnerabilità principalmente la questione della prevenzione meccanica ed elettrica di interruzioni dovute ad eventi meteorologici severi e persistenti, mentre in relazione alla forza maggiore, l’Autorità ritiene di associare il tema della ripresa del servizio, una volta accadute le interruzioni.
- 17.2 Sul tema della prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni l’Autorità ha proposto:
- 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, secondo criteri di selettività.
- 17.3 Inoltre, nell’ambito della deliberazione 96/2015/E/eel che ha avviato una indagine conoscitiva avente ad oggetto i disservizi accaduti nel febbraio 2015 nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia, l’Autorità ha dichiarato che intende acquisire informazioni e dati utili per valutare le attività di prevenzione di disservizi dovuti a eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio.

Sintesi delle osservazioni pervenute

Terna e le imprese distributrici evidenziano come gli eventi attribuibili a forza maggiore non siano sotto il loro controllo e si verificano nonostante il rispetto dei limiti di progetto delle linee e delle apparecchiature elettriche; segnalano altresì che l’eventuale adeguamento delle linee elettriche alle ultime norme CEI comporterebbe l’insorgere di costi rilevanti, la cui opportunità è da valutare attentamente attraverso una analisi costi/benefici; sul tema sarebbe utile l’apertura di un tavolo di lavoro con l’Autorità.

Terna propone interventi sui sistemi di protezione delle cabine primarie delle imprese distributrici tali da consentire la corretta e rapida individuazione del punto e del tipo di guasto, minimizzando il tempo di intervento delle squadre operative; Terna evidenzia inoltre l’importanza delle attività di gestione e pronto intervento effettuate su impianti di soggetti terzi direttamente connessi alla RTN. Nel frattempo dichiara di aver avviato una campagna di sperimentazione di strumenti finalizzati alla mitigazione del rischio neve e ghiaccio (dispositivi antirotazionali e sperimentazione di attrezzature di de-icing - scuotitore dei conduttori).

Alcune imprese distributrici ritengono che possibili benefici potrebbero essere conseguiti nel medio-lungo periodo attraverso forme di incentivazione di interventi di irrobustimento della rete al di là delle condizioni previste dalle normative tecniche (interventi che non sarebbero giustificabili per il solo fine del miglioramento delle performance in condizioni di normale funzionamento), proponendo a tal fine un sistema di incentivazione “ex ante” per investimenti focalizzati su quelle aree maggiormente caratterizzate da tali fenomeni, a partire da alcune aree pilota. I predetti interventi potrebbero riguardare i sistemi di automazione e telecontrollo, le infrastrutture per aumentare la flessibilità della rete MT (magliatura e rialimentabilità), la componentistica (cavo interrato ed isolamento delle apparecchiature in SF6 in cabina).

Una federazione di imprese operanti nel settore dell'industria elettrotecnica rileva l'opportunità di responsabilizzare maggiormente i distributori anche alla rialimentazione di limitate porzioni della rete di distribuzione (n.d.r. funzionamento in isola intenzionale), supportando così la successiva ripresa del servizio della rete di trasmissione, rilevando l'esigenza di porre attenzione alla vetustà delle infrastrutture e delle apparecchiature presenti nelle aree interessate dagli eventi.

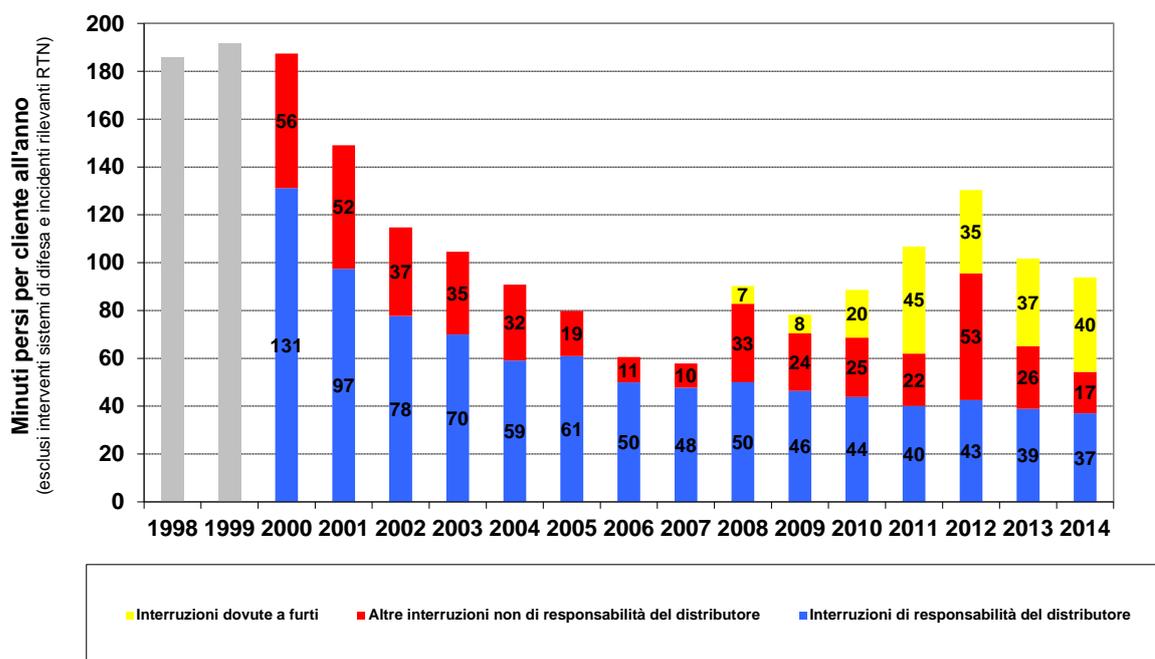
17.4 In esito alla consultazione emergono i seguenti punti di particolare interesse:

- a) al fine di prevenire le disalimentazioni conseguenti a guasti o rotture di linee elettriche dovute a condizioni meteorologiche avverse, i gestori di rete condividono la tipologia di intervento ipotizzata dall'Autorità in ordine all'adeguamento delle linee elettriche alle ultime norme CEI, ma sottolineano l'insorgere di costi rilevanti, da valutare nell'ambito di una analisi costi/benefici ed aprendo un tavolo di lavoro con la stessa Autorità;
- b) in aggiunta ai predetti interventi, Terna sottolinea la possibilità di adottare soluzioni tecnologiche in grado da un lato di evitare il verificarsi dell'evento (qualora possibile, attraverso l'utilizzo di dispositivi antirotazionali e la sperimentazione di attrezzature di de-icing - scuotitore dei conduttori), dall'altro di rendere più rapida la ripresa del servizio attraverso l'utilizzo di sistemi di protezione evoluti nelle cabine primarie ed una più efficace attività di gestione e pronto intervento da parte di soggetti terzi sui loro impianti direttamente connessi alla RTN;
- c) le imprese distributrici hanno proposto anche interventi di irrobustimento della rete, in ordine a criteri progettuali ed operativi ulteriori rispetto a quelli aderenti alla normativa vigente, oppure relativi alla realizzazione di configurazioni di rete che meglio possano far fronte ad eventi meteorologici gravosi. Tali interventi potrebbero riguardare il potenziamento dei sistemi di automazione e telecontrollo, delle infrastrutture per aumentare la flessibilità della rete MT (magliatura e rialimentabilità) e della componentistica (cavo interrato ed isolamento delle apparecchiature in SF6 in cabina);

- d) interessante appare anche la proposta circa la possibilità di effettuare la rialimentazione di limitate porzioni di rete di distribuzione, anche al fine di agevolare la ripresa del servizio (funzionamento in isola intenzionale).
- 17.5 Considerato quanto sinora emerso, l’Autorità ritiene opportuno che vengano individuate prioritariamente le aree del territorio italiano più vulnerabili dal punto di vista elettrico e meccanico agli eventi meteorologici severi e persistenti, al fine di indirizzare al meglio possibili interventi di potenziamento/bonifica della rete esistente.
- 17.6 Sull’argomento della vulnerabilità del sistema elettrico, l’Autorità ritiene di poter esporre i propri orientamenti finali dopo la conclusione dell’indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 96/2015/R/eel ed una volta approfondito il tema nell’ambito del tavolo di lavoro sulla qualità del servizio.
- 17.7 Vi sono tuttavia alcune linee di intervento che appaiono già delineabili quali:
- a) la bonifica delle reti di trasmissione e distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI 11-04 2011, a partire da quelle di maggiore vetustà;
 - b) il potenziamento della magliatura delle reti di trasmissione e della controalimentabilità della rete di distribuzione;
 - c) l’aumento della cavizzazione;
 - d) il potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione;
 - e) funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella disponibilità dell’impresa distributrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgano la generazione distribuita, come esaminato nel documento di consultazione 255/2015/R/eel.
- 17.8 L’Autorità ritiene che Terna e le imprese distributrici che operano nelle aree più esposte ad eventi di particolare severità debbano predisporre un piano di lavoro finalizzato all’incremento di resilienza del sistema. Tali piani, oltre ad una disamina tecnica, dovranno contenere elementi di costo e di beneficio tali da poter indirizzare efficacemente l’azione dell’Autorità. Il tavolo di lavoro sulla qualità del servizio verrà utilizzato per approfondire il confronto con i gestori di rete e per finalizzare al meglio gli orientamenti finali dell’Autorità, anche in esito alla indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 96/2015/R/eel.

Appendice 1: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica aggiornati al 2014²¹

Tavola A1.1 – Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe – Italia, periodo 1998-2014



²¹ I dati relativi al 2014 sono ancora in fase di verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Tavola A1.2 – Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe per circoscrizione, periodo 1998-2014

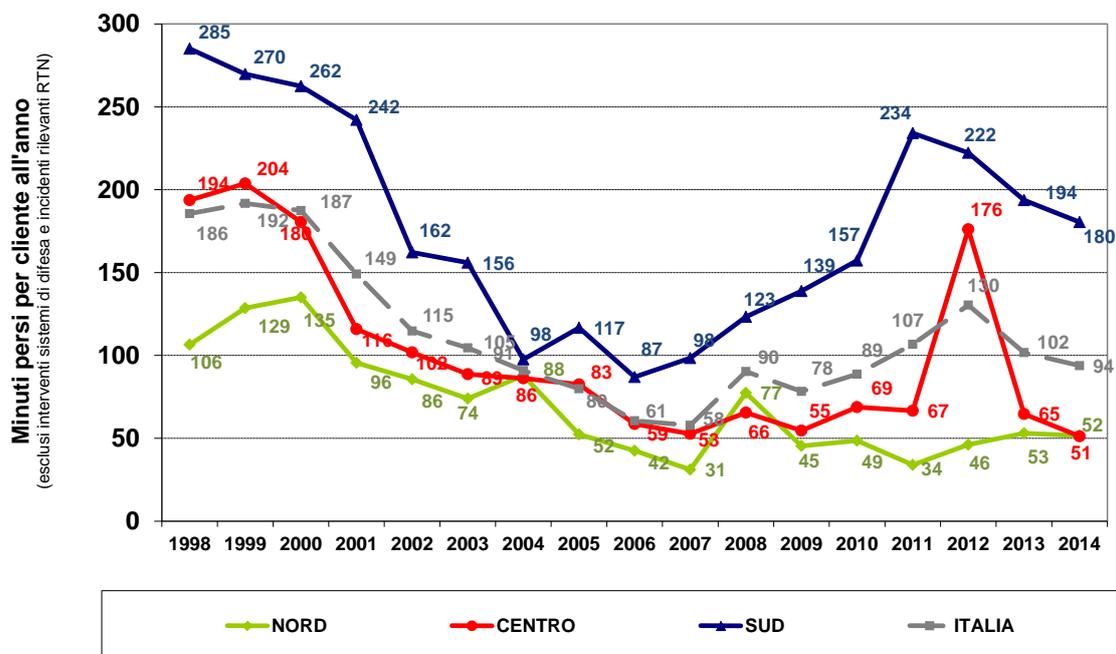


Tavola A1.3 – Durata (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 1998-2014

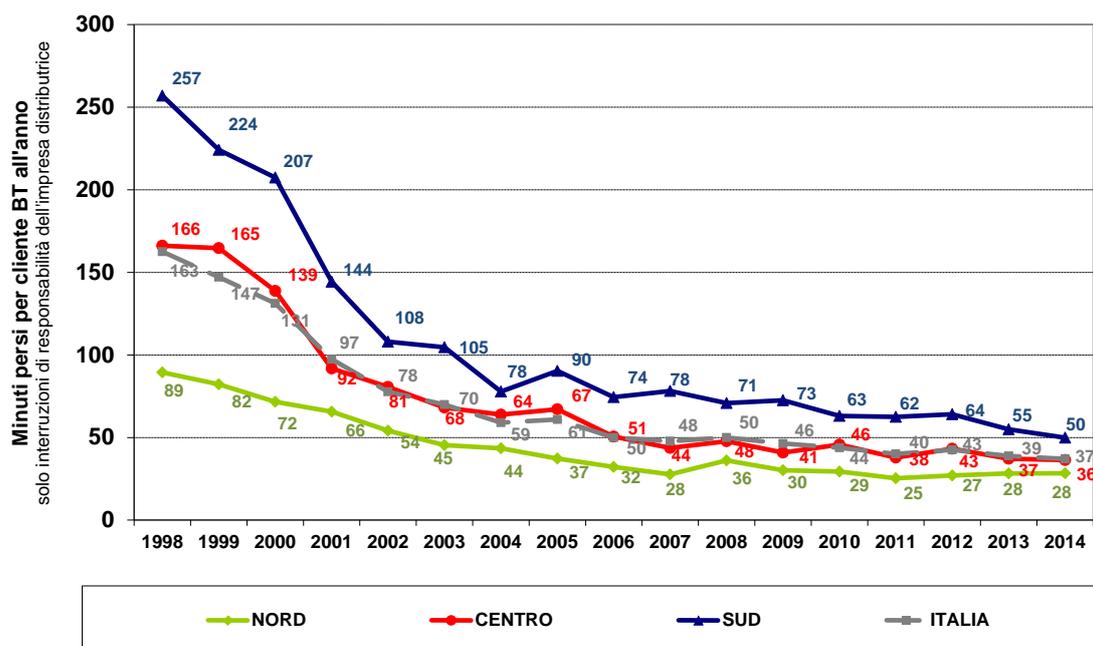


Tavola A1.4 Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe, per regione – Italia, anno 2014

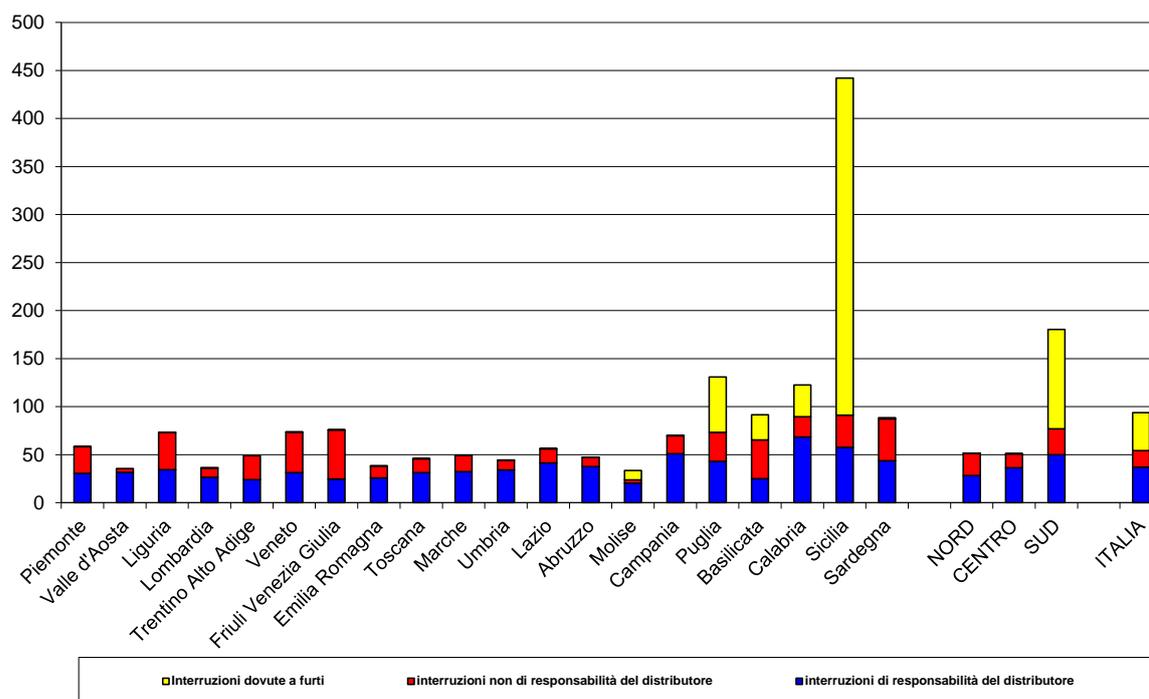


Tavola A1.7 – Numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per utente per circoscrizione, periodo 1998-2014

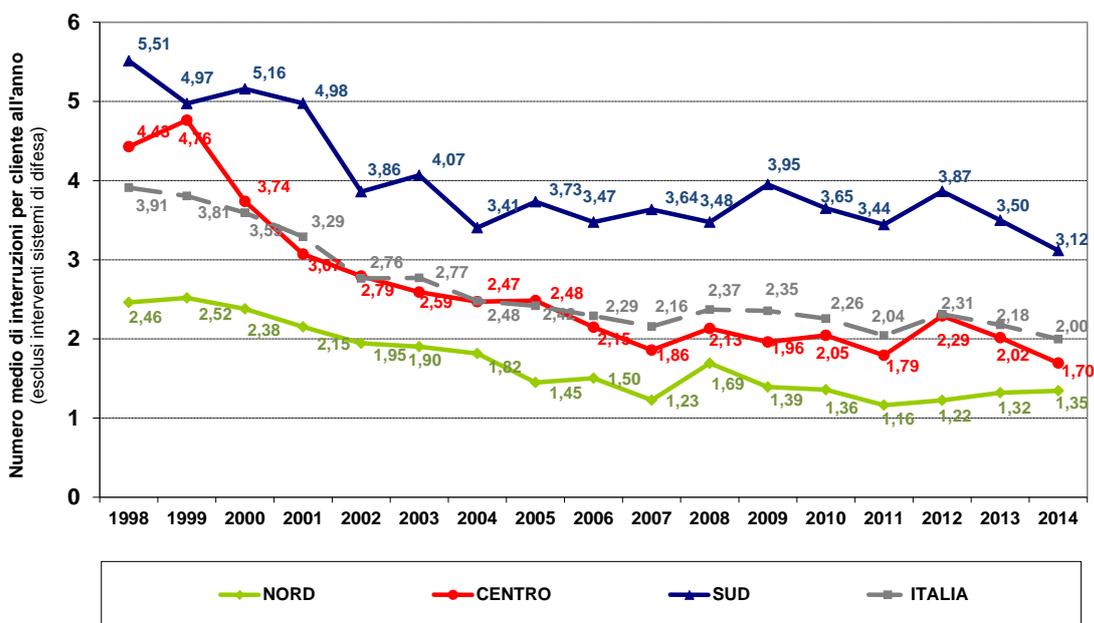
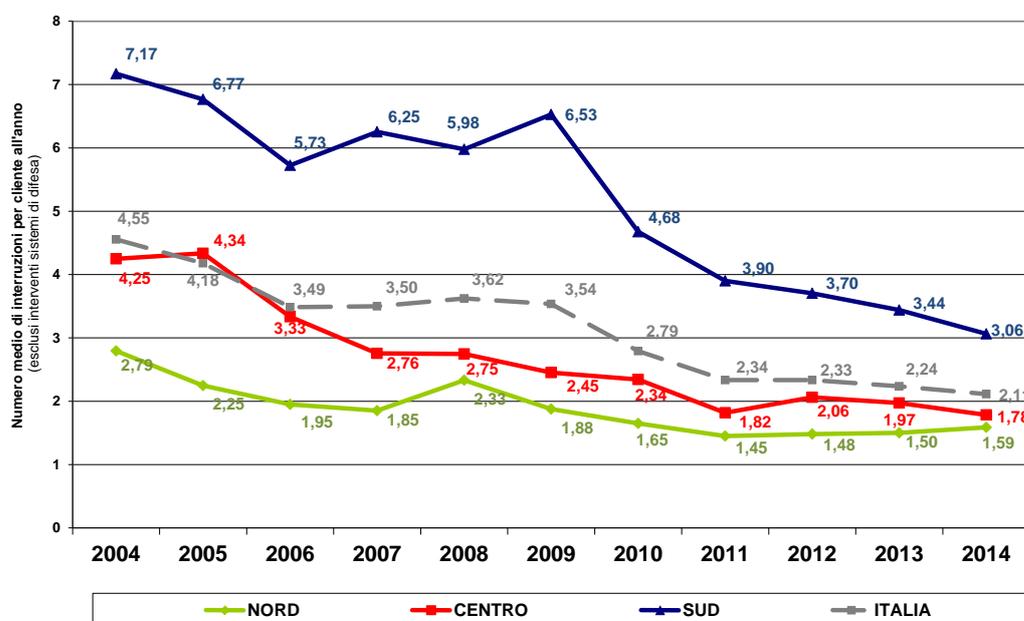


Tavola A1.8 – Numero complessivo di interruzioni brevi per utente per circoscrizione, periodo 2004-2014²²



²² 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 2004-2014

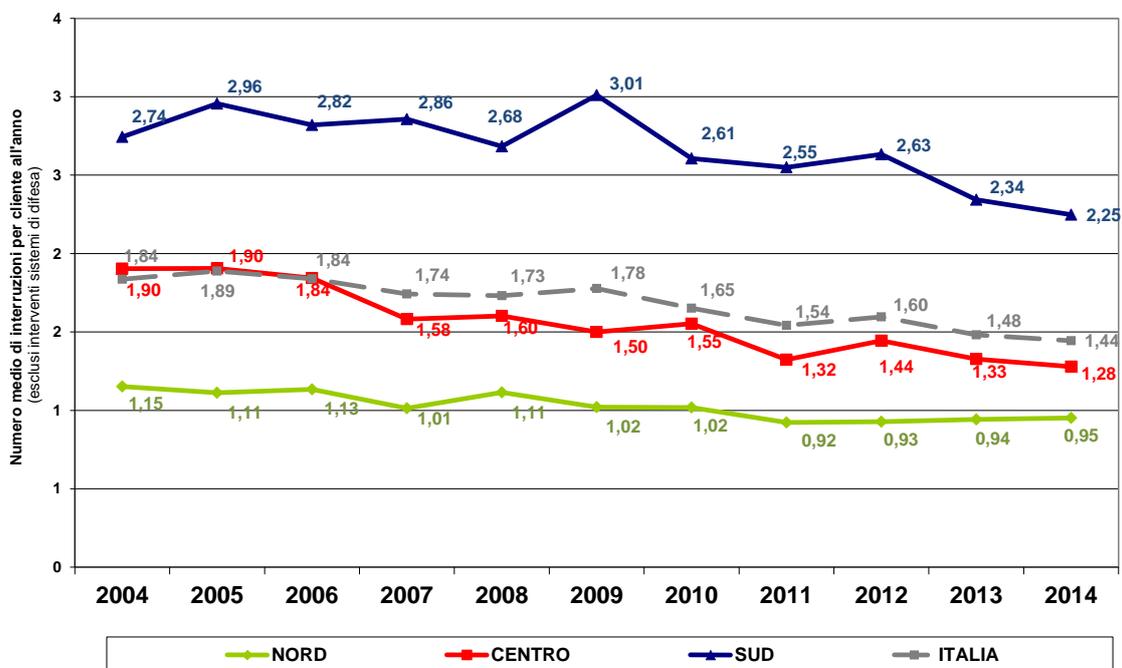


Tavola A1.10 - Numero di interruzioni brevi per utente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2014

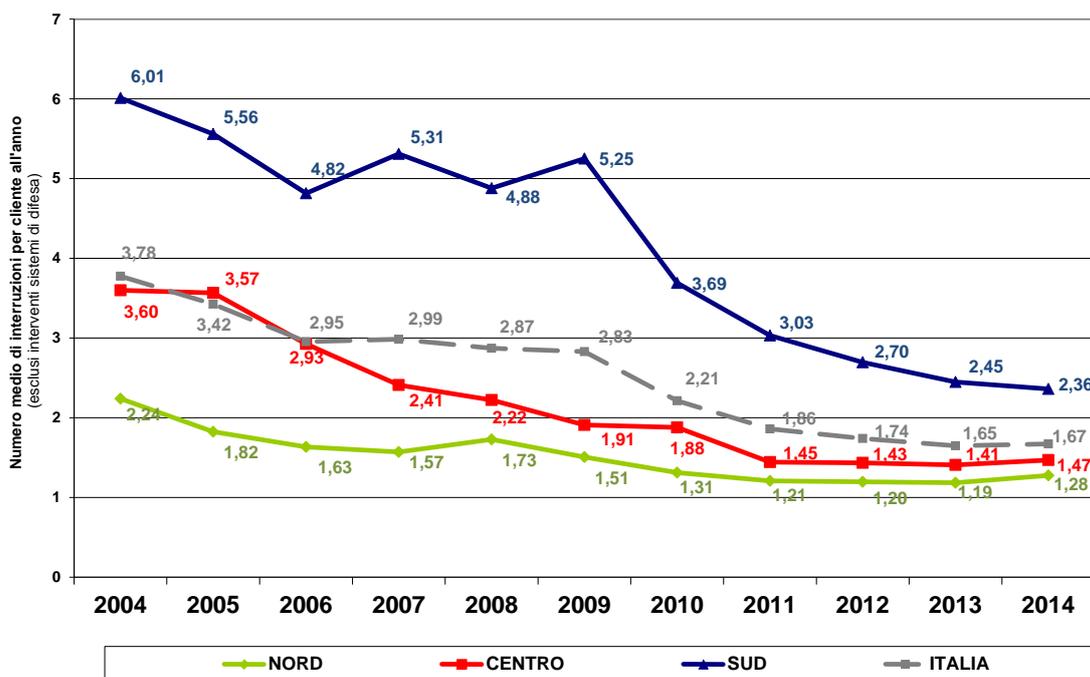


Tavola A1.11 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per utente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2014

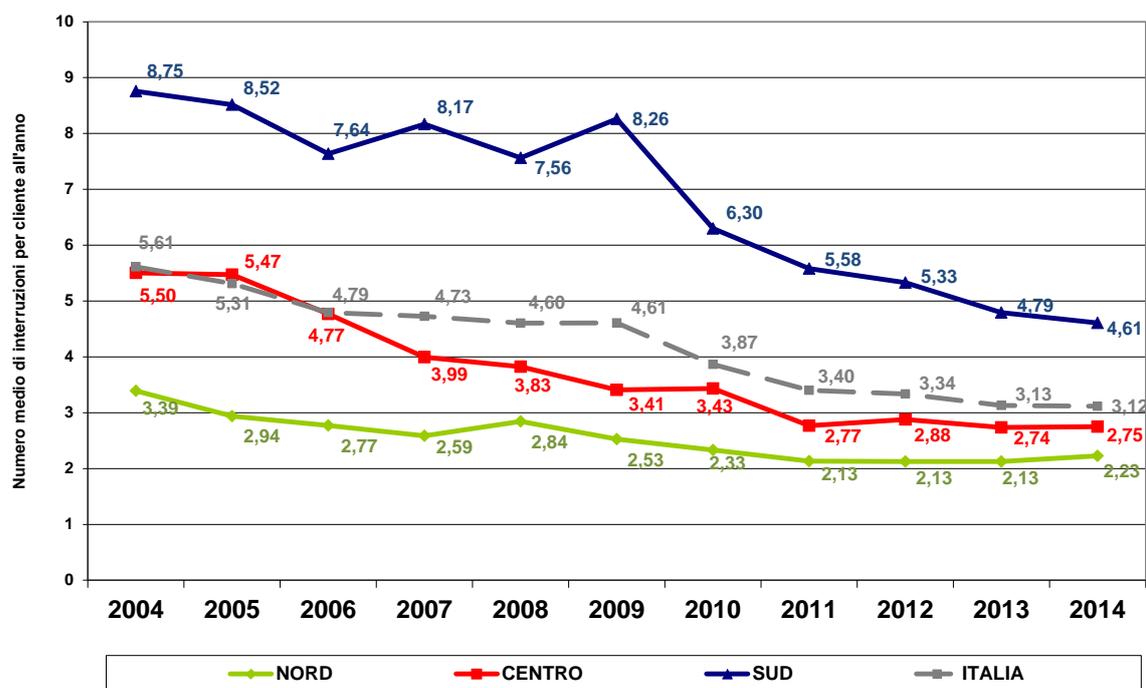


Tavola A1.12 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra la durata delle interruzioni soggette alla regolazione incentivante e il livello obiettivo

Durata interruzioni: confronto con livello obiettivo	Numero ambiti			
	2011	2012	2013	2014
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	48	50	26	18
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	54	65	79	50
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	139	141	154	191
inferiore alla metà del livello obiettivo	98	83	80	80
TOTALE	339	339	339	339

Tavola A1.13 – 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	Livello di partenza (2010/2011)	Numero ambiti		
		2012	2013	2014
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	49	33	19	12
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	0	11	24	27
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	0	4	2	10
inferiore alla metà del livello obiettivo	0	1	4	0
TOTALE	49	49	49	49

Tavola A1.14 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra il numero di interruzioni soggette alla regolazione incentivante e il livello obiettivo

Numero di interruzioni: confronto con livello obiettivo	Numero ambiti			
	2011	2012	2013	2014
oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	111	104	101	101
tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	67	86	93	91
tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	130	121	116	126
inferiore alla metà del livello obiettivo	31	28	29	21
TOTALE	339	339	339	339

Tavola A1.15 – Durata (minuti persi per utente BT) delle interruzioni con preavviso, per circoscrizione, periodo 2000-2014

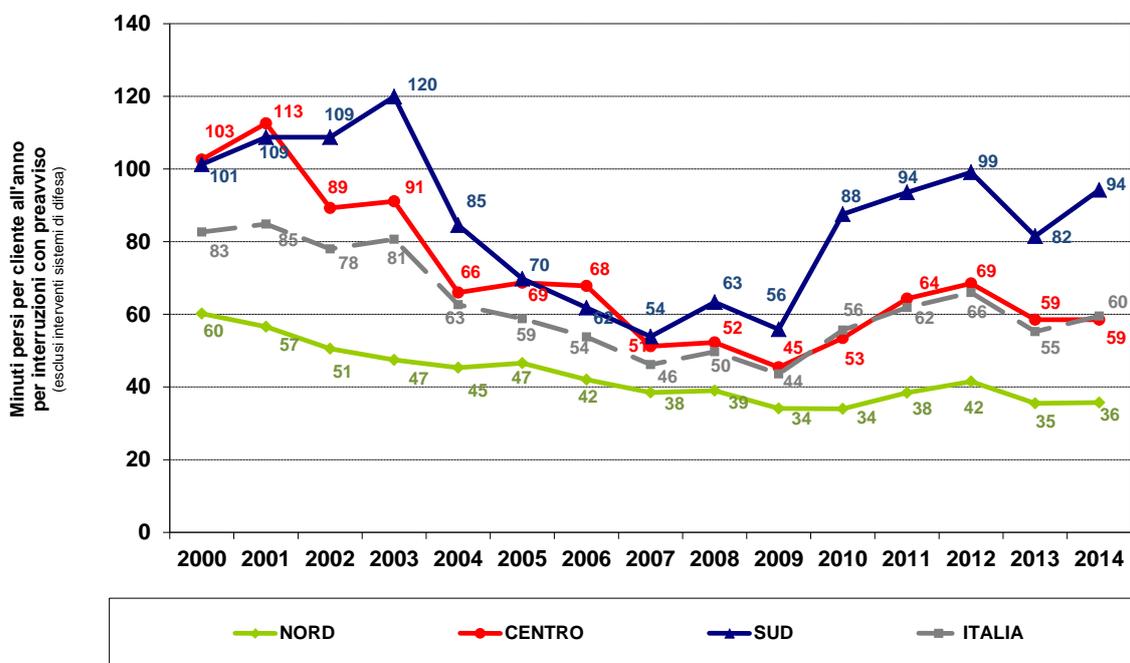


Tavola A1.16 – Numero di interruzioni con preavviso per utente BT, per circoscrizione, periodo 2000-2014

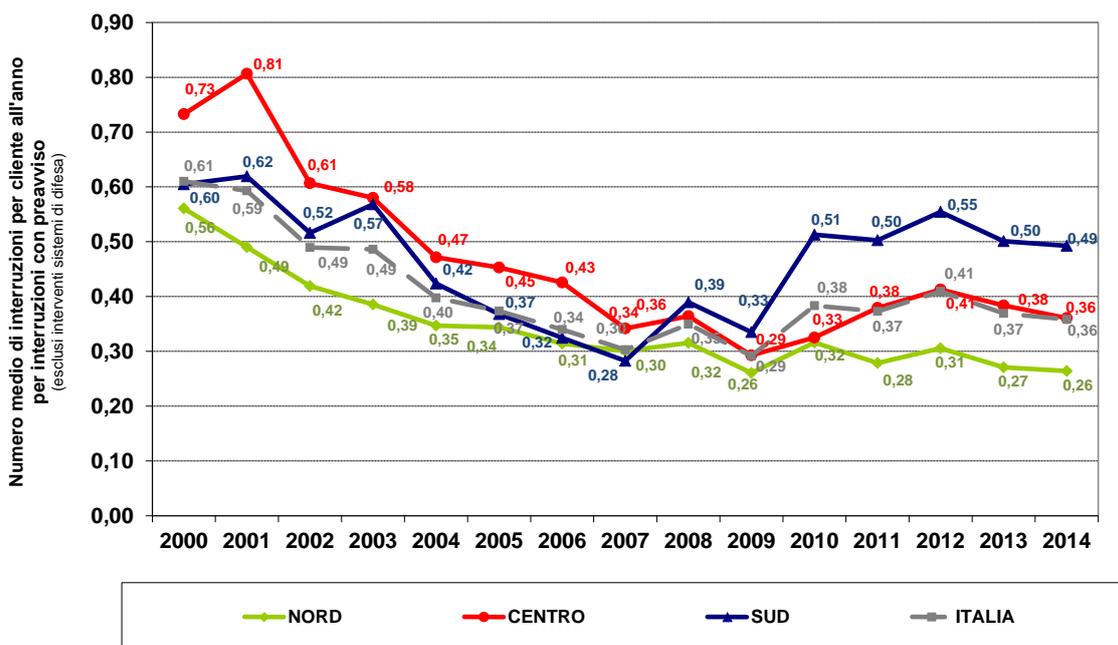


Tavola A1.17 – percentuale di utenti MT peggio serviti in relazione alle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse - analisi regionale, anno 2014

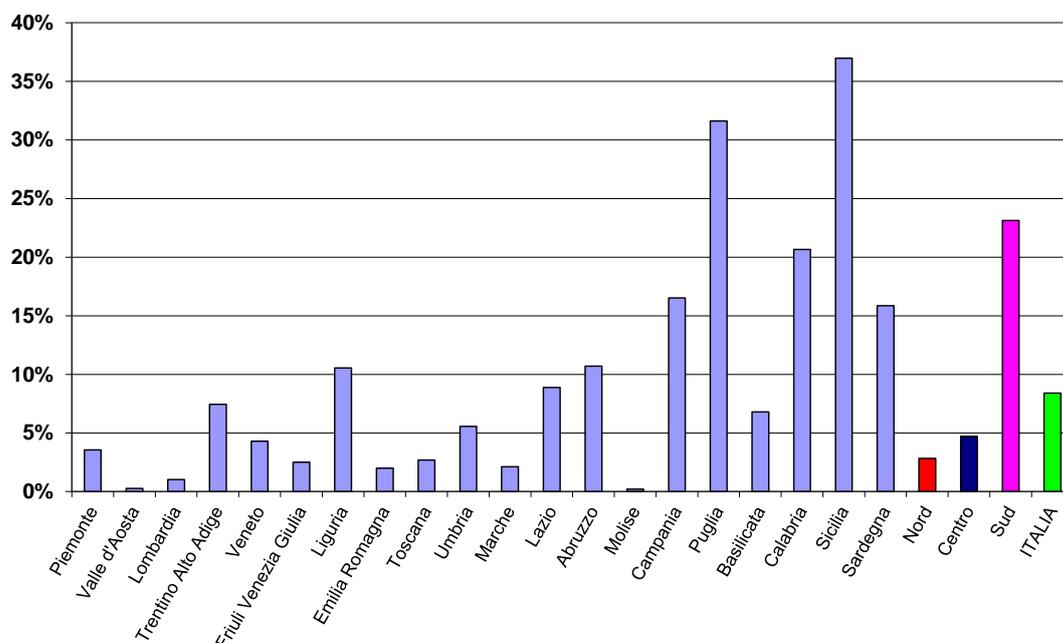


Tavola A1.18 – Numero cumulato di utenti MT con impianti adeguati, per circoscrizione, periodo 2009-2014

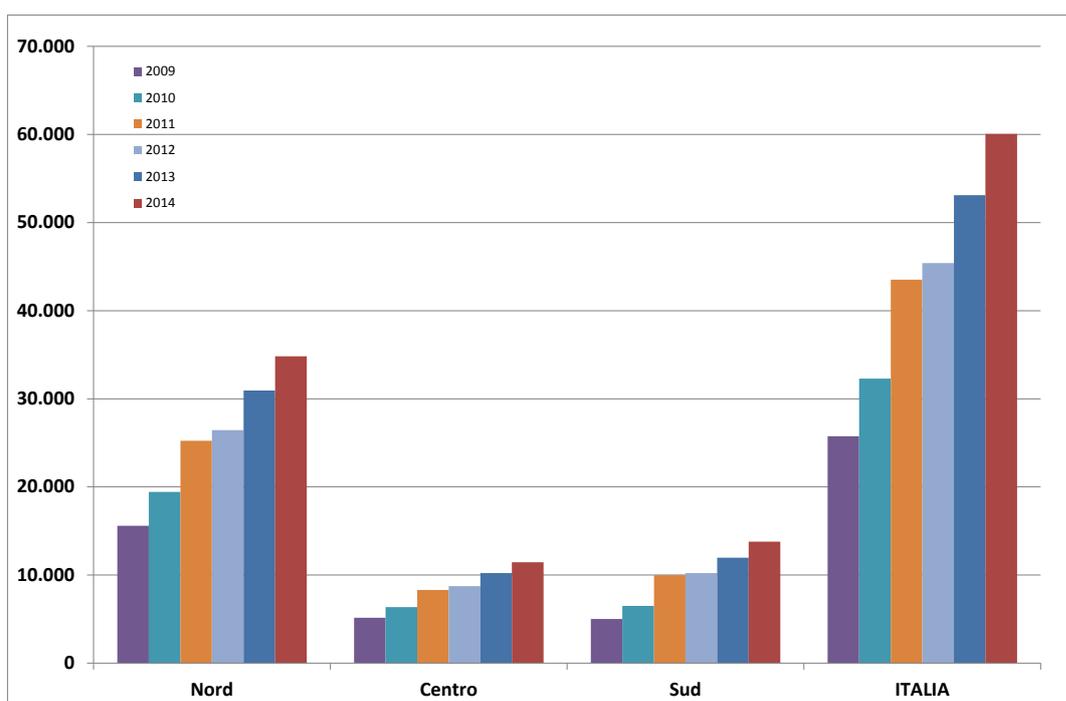


Tavola A1.19 – Corrispettivo Tariffario Specifico, periodo 2007-2014

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
2014	41,0	9,8	31,3

Tavola A1.20 – Penalità e indennizzi versati dalle imprese distributrici e Terna, periodo 2007-2014

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
2014	7,4	0,0	4,2	3,2

Tavola A1.21 – Utenti MT serviti tramite punti di trasformazione su palo (PTP) che, al 28 febbraio 2015, 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 2014	N° di PTP che hanno dato l'assenso	Percentuale di PTP che hanno dato l'assenso
Nord	217	78	36%
Centro	5	4	80%
Sud	2.151	807	38%
ITALIA	2.373	889	37%

Appendice 2: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, aggiornati al 2014

Tavola A2.1 – *Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, rimborsi (automatici dal 2000) pagati ai clienti, ammontare dei rimborsi, periodo 1997-2014*

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
2014	15.765	19.523	1,97

Tavola A2.2 - Standard specifici di qualità commerciale - clienti BT, anno 2014, 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	216.237	11,00	0,79%	2.325
Esecuzione di lavori semplici	15	giorni lavorativi	278.543	5,86	0,44%	1.666
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.369.643	0,66	0,17%	3.308
Disattivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	932.943	0,64	0,16%	2.701
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.711.943	0,08	0,23%	4.242
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	55.102	0,00	0,20%	124
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4	ore	98.104	1,53	1,55%	1.216
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	15.454	9,29	3,88%	769
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	7.644	6,33	0,49%	30
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.535	15,65	2,77%	16
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	718	50,03	11,73%	2

Tavola A2.3 - Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee - clienti BT non domestici, anno 2014, 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	17.916	4,41	1,49%	384
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	11.450	2,70	1,30%	199
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	2.116	3,60	0,14%	11

Tavola A2.4 - Standard specifici di qualità commerciale - clienti MT, anno 2014, 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	3.301	22,02	0,88%	38
Esecuzione di lavori semplici	30	giorni lavorativi	378	12,90	0,49%	2
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.534	3,29	2,13%	38
Disattivazione della fornitura	7	giorni lavorativi	2.053	5,01	2,33%	49
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	2.236	0,69	4,03%	99
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	873	0,00	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	362	11,17	3,53%	4
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	95	5,37	1,47%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	43	21,33	8,54%	2
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	3	8,67	0,00%	0

Tavola A2.5 - Standard specifici di qualità commerciale - produttori BT, anno 2014, 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	148	11,00	2,70%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	65	4,58	0,97%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	153	15,58	1,54%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	122	70,27	20,61%	0

Tavola A2.6 - Standard specifici di qualità commerciale - produttori MT, anno 2014, 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	11	10,82	1,85%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	12	3,17	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Tavola A2.7 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2014, clienti BT domestici, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

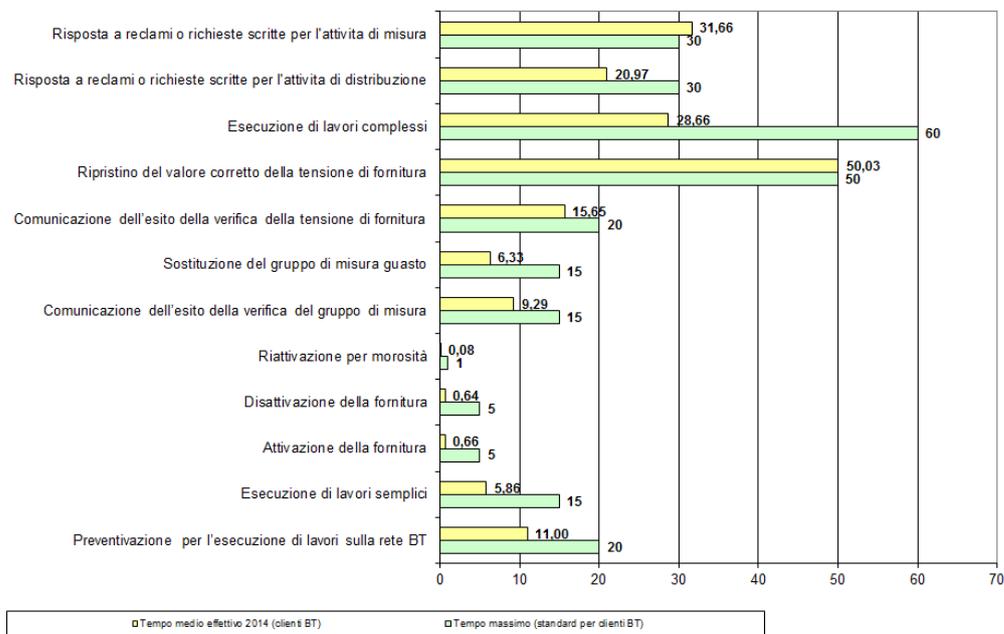


Tavola A2.8 - Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi, anno 2014, clienti BT non domestici, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

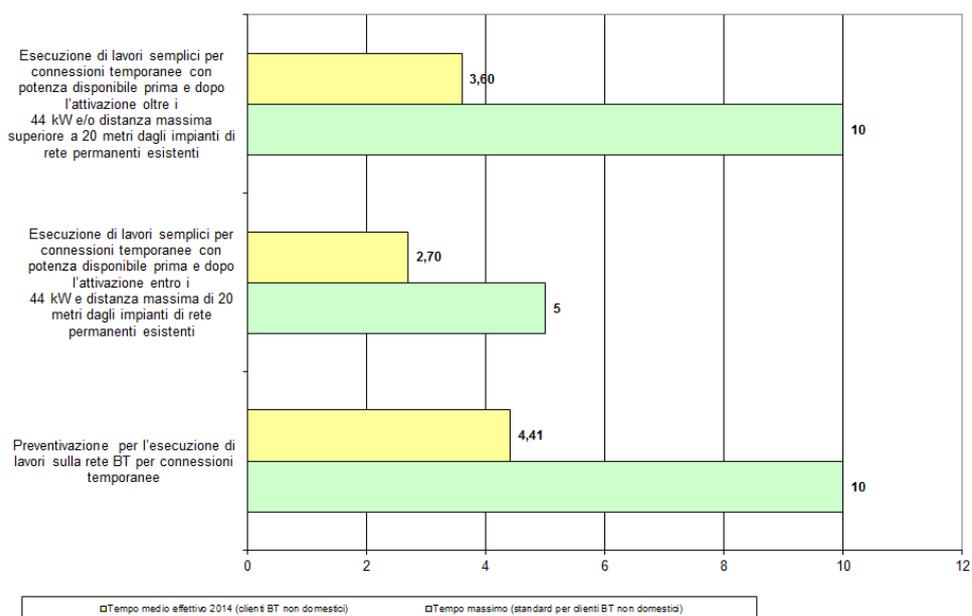


Tavola A2.9 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2014, clienti MT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

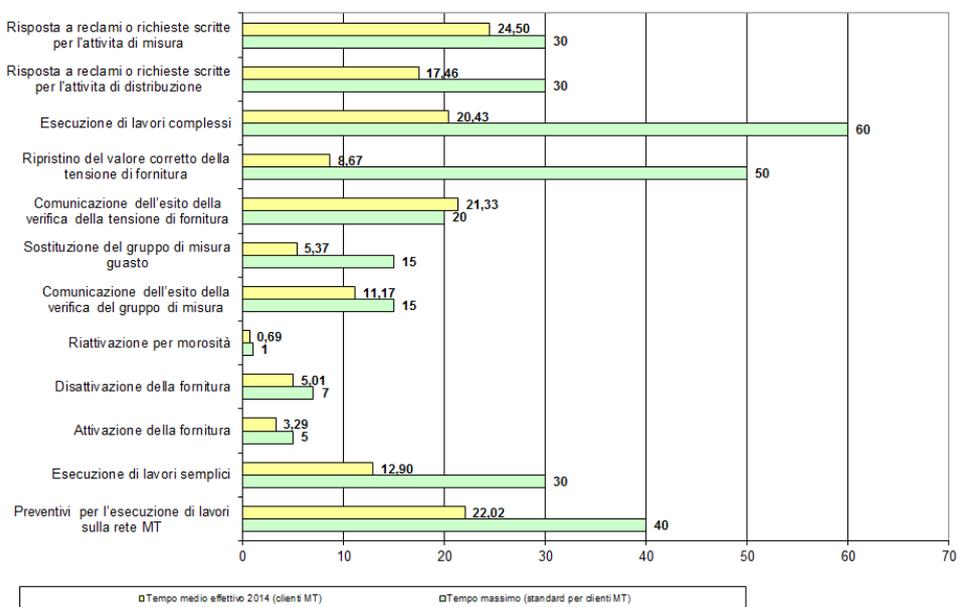


Tavola A2.10 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2014, produttori BT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

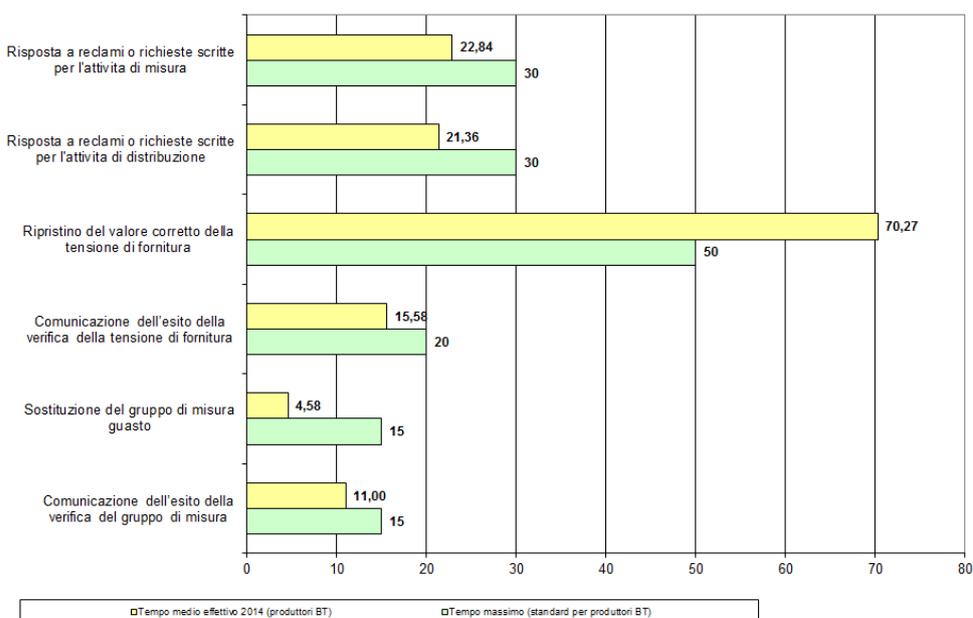


Tavola A2.11 - Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, anno 2014, produttori MT, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

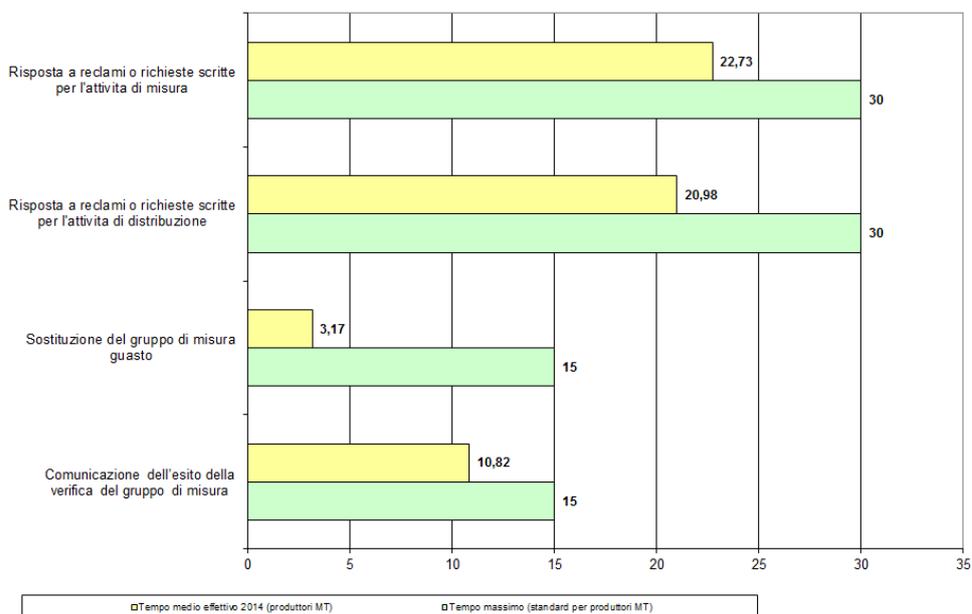


Tavola A2.12 - Esecuzione di lavori complessi per clienti finali BT - standard: 60 giorni lavorativi nell'85% dei casi, Enel distribuzione e imprese locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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%
2014	41.754	28,66	1,62%

Tavola A2.13 - 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%
2014	1.237	20,43	1,27%

Tavola A2.14 - Prestazioni soggette ad indennizzo automatico per i venditori, anno 2014, 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	7.394	8,01	5,72%	497
Richiesta altri dati tecnici	15	giorni lavorativi	59.024	11,52	1,85%	1.103

Appendice 3: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, aggiornati al 2014

Tavola A3.1 – Energia Non Fornita Netta - RTN storica, anni 2010-2014, tutte le cause (MWh)

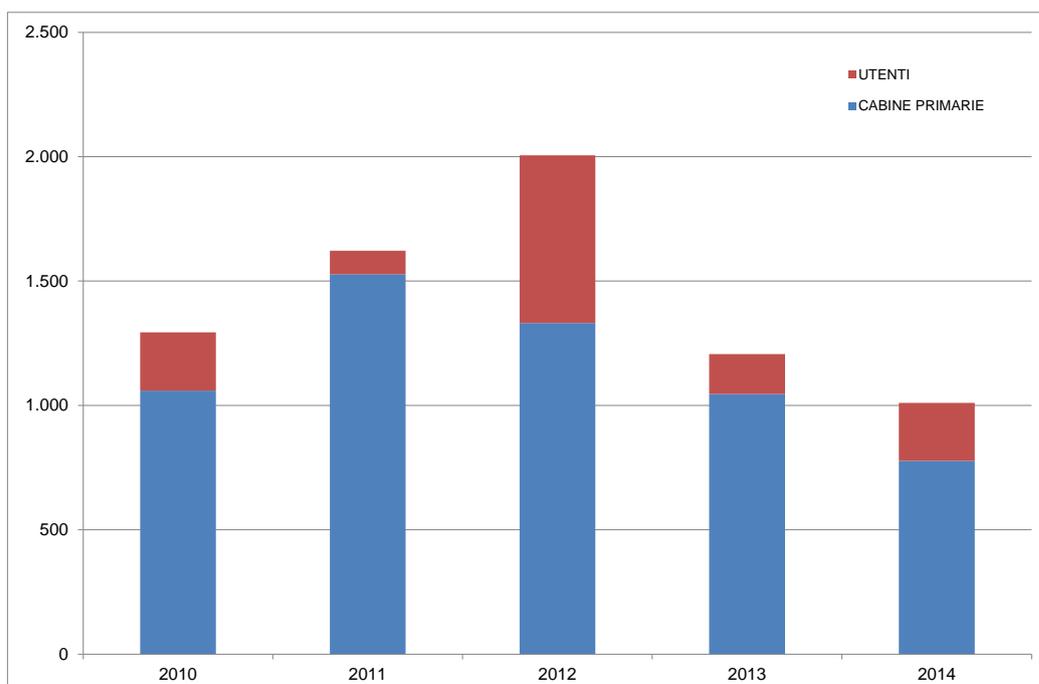


Tavola A3.2 – Energia Non Fornita Netta- RTN - Telat, anni 2010-2014, tutte le cause (MWh)

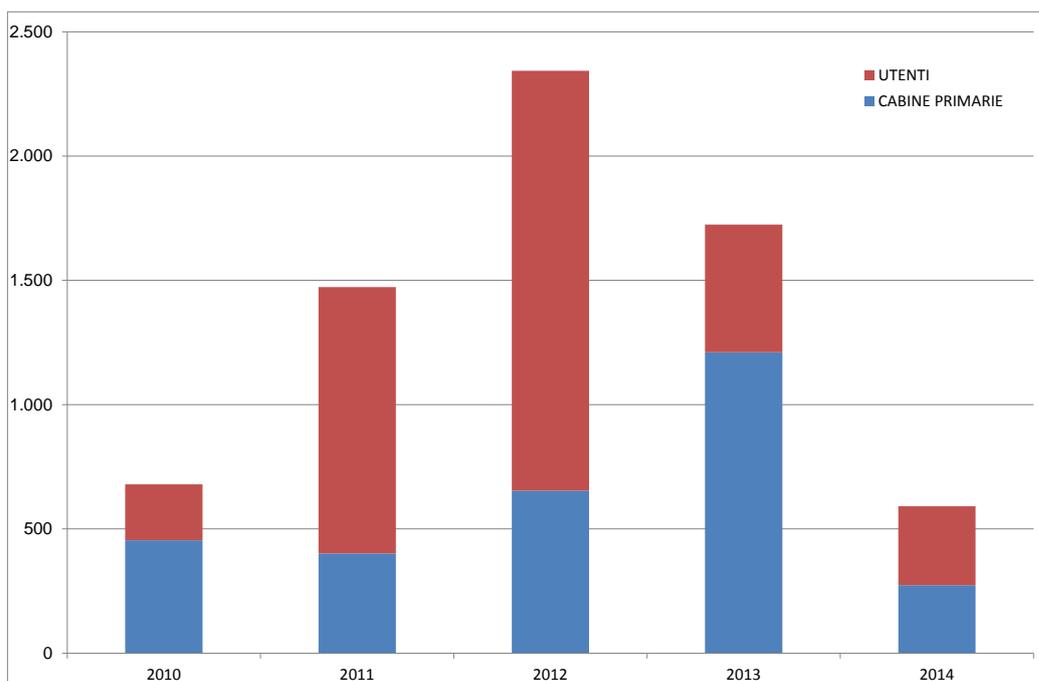


Tavola A3.3 – Numero di utenti in prelievo con connessione magliata alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2014 – interruzioni di responsabilità di Terna (4AC)

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	99	7	0	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	3	1	0	0	0
100 - 150	101	5	0	0	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	98	7	1	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	3	0	1	0	0
100 - 150	87	18	0	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	3	0	1	0	0
100 - 150	94	12	0	0	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

Tavola A3.4 – Numero di utenti in prelievo con connessione radiale alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2014 – 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	33	1	0	2	0
100 - 150	511	20	1	0	3
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	19	4	2	2	9
100 - 150	482	38	12	0	3
220	41	1	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	34	2	0	0	0
100 - 150	470	46	13	0	6
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	18	5	2	1	10
100 - 150	416	74	32	4	9
220	39	3	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	19	4	2	1	10
100 - 150	465	49	15	1	5
220	39	3	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Appendice 4: Regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni – Esempi di calcolo del parametro $DREC_{i,j}$

Esempio di calcolo del $DREC_{i,j}$ per ambiti territoriali in alta concentrazione con interruzioni dovute a cause esterne escluse dall'indicatore di riferimento.

Livello minimo (fascia di premialità) : 12,5 minuti
Livello Obiettivo minimo (franchigia in diminuzione al Livello Obiettivo): 22,5 minuti
Livello Obiettivo : 25 minuti
Livello Obiettivo massimo (franchigia in aumento al Livello Obiettivo): 27,5 minuti

Caso 1) Livello effettivo = 10 minuti	$DREC_{i,j} = 22,5 - 12,5$ minuti
Caso 2) Livello effettivo = 15 minuti	$DREC_{i,j} = 22,5 - 15$ minuti
Caso 3) Livello effettivo = 24 minuti	$DREC_{i,j} = 0$ minuti (franchigia)
Caso 4) Livello effettivo = 27 minuti	$DREC_{i,j} = 0$ minuti (franchigia)
Caso 5) Livello effettivo = 30 minuti	$DREC_{i,j} = 27,5 - 30$ minuti

Esempio di calcolo del $DREC_{i,j}$ per ambiti territoriali in alta concentrazione con interruzioni dovute a cause esterne incluse dall'indicatore di riferimento.

Livello minimo (fascia di premialità) : 12,5 minuti
Livello Obiettivo minimo (franchigia in diminuzione al Livello Obiettivo): 25,5 minuti
Livello Obiettivo : 28 minuti
Livello Obiettivo massimo (franchigia in aumento al Livello Obiettivo): 30,5 minuti

Caso 1) Livello effettivo = 10 minuti	$DREC_{i,j} = 25,5 - 12,5$ minuti
Caso 2) Livello effettivo = 15 minuti	$DREC_{i,j} = 25,5 - 15$ minuti
Caso 3) Livello effettivo = 27 minuti	$DREC_{i,j} = 0$ minuti (franchigia)
Caso 4) Livello effettivo = 30 minuti	$DREC_{i,j} = 0$ minuti (franchigia)
Caso 5) Livello effettivo = 33 minuti	$DREC_{i,j} = 30,5 - 33$ minuti