

MEMORIA 20 FEBBRAIO 2017
77/2017/I/EEL

**EFFETTI SULLE UTENZE DI ENERGIA ELETTRICA PER LE POPOLAZIONI COLPITE
DALLE ECCEZIONALI CONDIZIONI CLIMATICHE AVVERSE E CALAMITÀ NATURALI,
VERIFICATE SI NEL 2017, NELLA REGIONE ABRUZZO**

Memoria per l'audizione presso le Commissioni riunite VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici e X Attività Produttive della Camera dei Deputati e per il contributo alla Commissione tecnica di indagine su tali eventi istituita dal Ministero dello sviluppo economico

20 febbraio 2017

Signor Presidente, Gentili Deputate e Deputati,

desidero ringraziare la Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici e la Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, oggi riunite, per aver inteso invitare in audizione il Collegio dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Rocco Colicchio e Valeria Termini, in merito agli effetti sulle utenze di energia elettrica per le popolazioni colpite dalle eccezionali condizioni climatiche avverse e calamità naturali, verificatesi nel 2017 nel territorio della regione Abruzzo.

Con la presente memoria vorremmo dunque fornire elementi e dati utili per l'attività di questa Commissione sugli argomenti citati, offrendo al contempo la nostra completa disponibilità a produrre ulteriori integrazioni alle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta, sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che ci saranno avanzate.

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

Roma, 21 febbraio 2017

Sintesi

Sin dal primo periodo di regolazione (2000-2003) dei servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha sempre perseguito l'obiettivo di mantenere uno stretto collegamento tra gli obiettivi di miglioramento e i livelli effettivi di qualità del servizio, da una parte, e i meccanismi incentivanti e i livelli tariffari, dall'altra.

Più nel dettaglio, i meccanismi di regolazione della qualità applicati dall'Autorità distinguono le interruzioni in base alla causa: si considerano attribuibili alle imprese distributrici tutte le interruzioni dovute a guasti degli impianti in condizioni di normale esercizio, mentre sono attribuite a causa di forza maggiore le interruzioni determinate da eventi esogeni di intensità superiore a quelli contemplati nei limiti di progetto degli impianti. Tali limiti sono individuati, per le linee aeree esposte ai fenomeni meteorologici più severi, da norme tecniche, basate su "mappe di rischio", che vengono periodicamente aggiornate.

Le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore sono escluse dalla regolazione incentivante di tipo premio/penalità, ma non dai meccanismi finalizzati alla tutela diretta dei singoli clienti. In tale ultimo caso, infatti, gli indennizzi vengono comunque erogati ai clienti anche in caso di eventi eccezionali che abbiano comportato il superamento dei limiti di progetto e, solo in tal caso, sono a carico del Fondo Eventi Eccezionali (alimentato sia dai clienti attraverso la tariffe, secondo il principio di solidarietà applicata alla comunità energetica del Paese, sia dalle imprese attraverso apposite penalità che tengono conto del livello di prestazione al di fuori dei casi di forza maggiore).

Per gli eventi nevosi del gennaio 2017, che hanno interessato oltre 160.000 utenze nella regione Abruzzo, la stima preliminare degli indennizzi automatici calcolata dagli Uffici dell'Autorità, a carico del Fondo eventi eccezionali, per le interruzioni di lunga durata nella regione Abruzzo, ammonta a un valore compreso tra 35 e 40 M€.

Vale sottolineare che l'Autorità, anche in considerazione dell'inasprirsi e dell'intensificarsi degli eventi metereologici estremi, e in seguito agli eventi occorsi in Emilia Romagna, già dal 2015 ha affrontato in maniera specifica il tema della capacità adattativa delle reti elettriche sempre più "intelligenti", costituendo, a inizio 2016, un Tavolo tecnico di lavoro sul tema della resilienza delle reti elettriche (Tavolo Resilienza). Sulla base di quanto emerso dai lavori del Tavolo Resilienza, è prevista la pubblicazione, entro la fine del mese di febbraio 2017, di una prima versione di Linee guida, sulla base delle quali le imprese distributrici e Terna dovranno, anche previo coordinamento tra loro, mettere a punto i piani di lavoro per il miglioramento della resilienza (ossia della capacità della rete elettrica di ritornare velocemente e stabilmente alle condizioni normali di esercizio dopo essere stata sottoposta ad una condizione di stress, anche superiore ai limiti di progetto, che abbia determinato severe interruzioni di funzionamento).

La predisposizione di adeguati Piani di emergenza e di risorse specializzate, anche sostitutive della rete transitoriamente disalimentata, da parte delle imprese distributrici risulta di primaria importanza per la tempestività del ripristino delle normali condizioni di esercizio. Tuttavia, tutto ciò dipende anche da fattori esogeni al servizio elettrico in senso stretto, tra cui la caduta di alberi, sotto il peso della neve, posizionati oltre la fascia di rispetto, l'inagibilità delle strade per eccesso di accumuli nevosi e la magliatura strutturale della rete, a sua volta influenzata dalla disponibilità di autorizzazioni alla costruzione di nuove linee.

A livello regolatorio, ai meccanismi incentivanti per la riduzione della durata e del numero di interruzioni, si associa il meccanismo di riconoscimento dei costi di investimenti, secondo una logica in base alla quale sono remunerati gli investimenti effettivamente realizzati e i premi/penalità maggiorano (o riducono) i ritorni consentiti in funzione della qualità del servizio effettivamente misurato, a fronte di obiettivi fissati ex-ante.

Complessivamente, quindi, la logica della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio intende fornire alle imprese una remunerazione del capitale investito modulata secondo il “risultato” (output), vale a dire il livello di performance del servizio effettivamente raggiunto, misurato e soggetto a ispezioni a campione.

Nel caso della regione Abruzzo, si registra uno sviluppo della rete interrata, più resiliente rispetto agli eventi eccezionali, del 29,4% in otto anni (2007-15) nelle aree rurali, anche se il segnale economico derivante dalla regolazione incentivante della continuità del servizio dimostra che lo sforzo sinora messo in atto non è ancora sufficiente: nel 2015 sono state inflitte penalità regolatorie per mancato raggiungimento degli obiettivi di continuità del servizio per 3 milioni di euro per la sola regione Abruzzo (a fronte di un ammontare di penalità per 21,2 milioni di euro a livello nazionale nello stesso anno).

L’Autorità conferma il proprio orientamento a definire nuovi meccanismi incentivanti mirati ad aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna anche per le interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto, in base ai quali sono realizzate le reti elettriche, secondo i primi orientamenti già oggetto di consultazione. Tale sforzo delle imprese dovrà comunque essere accompagnato da politiche pubbliche di sostegno agli interventi sia di prevenzione sia di gestione dell’emergenza, sia, da ultimo, in termini di autorizzazioni locali per lo sviluppo delle reti.

Con particolare riferimento a quanto avvenuto nel 2015 nelle Regioni Emilia Romagna e Lombardia e nello scorso mese di gennaio 2017 nella regione Abruzzo, si ritiene che nell’ambito del Tavolo Resilienza sia opportuno rivedere la mappa dei rischi da neve e ghiaccio e, conseguentemente, valutare il gap delle linee esistenti, per definire i programmi di investimento mirati all’upgrading delle linee più critiche.

1. Premessa

Il decreto legge 9 febbraio 2017, n. 8, recante "*Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016 e del 2017*", attualmente all'esame della Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei Deputati per la sua conversione in legge, detta disposizioni volte a completare il quadro delineato dal decreto-legge 17 ottobre 2016, n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016, n. 229, allo scopo di fronteggiare l'eccezionale reiterarsi di eventi sismici verificatisi in concomitanza con le eccezionali condizioni climatiche avverse e le calamità naturali che hanno interessato anche nel 2017 le aree terremotate delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria, già colpite dagli eventi sismici nel corso dello scorso anno.

In relazione a tali eventi meteorologici e in conseguenza ai disservizi causati dagli stessi relativamente al servizio di fornitura dell'energia elettrica nella regione Abruzzo, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) in questa sede, dopo avere brevemente tratteggiato il quadro normativo e la regolazione in materia, intende soffermarsi sugli aspetti della qualità del servizio elettrico, ivi inclusi gli indennizzi automatici previsti a favore dei clienti interessati dalle interruzioni prolungate, e della remunerazione degli investimenti delle imprese distributrici, che rientrano in un ambito più prettamente regolatorio, ferma restando la precipua competenza del Ministero dello Sviluppo economico sui temi della sicurezza delle forniture e della riduzione della vulnerabilità del sistema elettrico.

2. Quadro normativo

La ripartizione delle competenze in tema di adeguatezza del servizio di fornitura dell'energia elettrica richiede un breve richiamo alla normativa di riferimento.

Il decreto legislativo 79/99 prevede, all'articolo 1, comma 1, che le attività di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento siano riservate allo Stato ed attribuite

in concessione. In particolare, l'attività di distribuzione elettrica – che concerne il servizio di trasporto dell'energia elettrica su reti di media e bassa tensione – è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), che resta l'amministrazione concedente e controparte convenzionale del concessionario di distribuzione o gestore di rete. Inoltre, lo stesso articolo 1, al comma 2, prevede che sia il medesimo Ministero a provvedere *“alla sicurezza e all'economicità del sistema elettrico nazionale, perseguendo tali obiettivi attraverso specifici indirizzi, anche con la finalità di salvaguardare la continuità della fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso”*.

Con riferimento all'attività di distribuzione, operano in Italia 135 imprese distributrici concessionarie del servizio, di cui oltre 100 di piccole e piccolissime dimensioni. Per quanto riguarda Enel distribuzione (oggi e-distribuzione), che qui rileva quale distributore del maggior numero di Comuni colpiti dagli eventi in esame, nonché principale operatore con l'85% circa degli utenti serviti sul territorio nazionale, la concessione è stata rilasciata nel 1995 per una durata quarantennale¹ e con riferimento all'intero servizio di fornitura, prima della riforma del citato decreto legislativo 79/99.

A seguito della liberalizzazione di alcune attività, la concessione è stata aggiornata nella versione anche acquisita dall'Autorità nel mese di ottobre 2003 ed è stata limitata alle sole attività di distribuzione e di misura dell'energia elettrica. Le finalità della concessione di e-distribuzione richiamano, da una parte, le finalità indicate nella legge di nazionalizzazione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica del 1963 (*“assicurare con minimi costi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese”*²), dall'altra, le finalità enunciate all'articolo 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481, istitutiva delle

¹ Decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995 recante *“Attribuzione all'ENEL S.p.a., ai sensi dell'art. 14 del decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito con legge 8 agosto 1992, n. 359, della concessione delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale”*.

² Art. 1 comma 3 legge 6 dicembre 1962, n. 1643.

autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, che riguardano la *“promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità, in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori”*³.

La concessione del servizio di distribuzione prevede, tra gli obiettivi generali, che la concessionaria assicuri *“che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dalla competente Autorità di regolazione, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge 481/1995,⁴ predisponendo le misure atte a garantire che siano soddisfatte tutte le ragionevoli esigenze degli utenti, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, e la parità di condizioni economiche e normative per ogni categoria di utenza”*⁵.

Da questa breve ricognizione normativa, da un lato, si evincono gli obblighi posti in capo alle imprese distributrici concessionarie del servizio, relativi alla salvaguardia dell'adeguatezza del sistema distributivo, anche attraverso il potenziamento degli impianti (investimenti) per far fronte alle “ragionevoli esigenze” di affidabilità e di continuità del servizio; dall'altro, emerge che il potere di indirizzo relativo alla sicurezza del sistema - ivi inclusa la *riduzione della vulnerabilità* dei sistemi di distribuzione - è attribuito per legge al Ministero, titolare della concessione, e che la regolazione dell'Autorità deve concentrarsi, invece, sui profili di qualità del servizio e

³ Art. 1 comma 1 legge 14 novembre 2015, n. 481.

⁴ Ai sensi dell'art. 2, comma 12, della legge 481/95, l'Autorità *“emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente, sentiti i soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori, eventualmente differenziandoli per settore e tipo di prestazione”*.

⁵ Art. 6 (Obiettivi generali della concessione) dell'allegato 1 al DM 28 dicembre 1995 cit..

sugli aspetti tariffari, che hanno entrambi effetti sugli investimenti decisi dalle imprese distributrici, come sarà illustrato nel paragrafo che segue.

Considerazioni del tutto analoghe possono essere formulate per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica (trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla Rete di Trasmissione Nazionale in alta e altissima tensione), servizio assicurato da Terna, che è il gestore unico del sistema di trasmissione di energia elettrica in Italia in base al decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e che è anche concessionaria del servizio di dispacciamento, sempre con controparte convenzionale il Ministero dello Sviluppo economico.

3. *La regolazione dell'Autorità della qualità del servizio*

La legge istitutiva dell'Autorità 481/95 include esplicitamente la qualità del servizio tra le finalità della regolazione ed assegna poteri di regolazione all'Autorità in questa materia. In particolare, l'Autorità può:

- a. fissare standard di qualità, sia riferiti alla prestazione media in un dato ambito territoriale (c.d. *standard* generali) sia riferiti alla prestazione resa al singolo cliente (c.d. *standard* specifici);
- b. definire indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto di *standard* specifici, per cause attribuibili all'impresa distributtrice;
- c. esplicitare un collegamento tra i ricavi dell'impresa e il livello di qualità del servizio effettivo misurato rispetto a pre-definiti obiettivi di qualità (*standard* generali).

Fin dal primo periodo di regolazione (2000-2003) dei servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha sempre cercato di mantenere uno stretto collegamento tra gli obiettivi di miglioramento e i livelli effettivi di qualità del servizio, da una parte, e i meccanismi incentivanti e i livelli tariffari, dall'altra. In particolare, per la qualità del servizio, l'Autorità ha, fin dalla sua istituzione, sviluppato

un approccio di tipo *output-based*, ovvero basato sulla determinazione di target di qualità fissati *ex-ante* – misurabili attraverso parametri verificabili – e sull’introduzione di meccanismi di penalità e premio, sia di carattere generale (ovvero, riferiti al valore medio di qualità in un determinato ambito territoriale) sia di carattere individuale (ovvero, riferiti al valore di qualità esperito dal singolo cliente), secondo le indicazioni fornite dalla medesima legge istitutiva.

La continuità del servizio rappresenta senza dubbio il fattore di maggiore rilevanza nella percezione della qualità del servizio elettrico⁶ da parte dei clienti. I principali meccanismi della vigente regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica sono:

1. la regolazione premi/penalità, che incentiva la riduzione tanto della durata quanto del numero medio di interruzioni per cliente; sono ricomprese in questa regolazione le interruzioni attribuibili alla responsabilità dell’impresa distributrice o di terzi, mentre sono escluse le interruzioni dovute a forza maggiore;
2. gli standard specifici e gli indennizzi automatici per le interruzioni di lunga durata per i clienti allacciati in media e bassa tensione (per le interruzioni di qualsiasi natura, anche per causa di forza maggiore). In tal caso gli indennizzi sono corrisposti ai clienti tramite un meccanismo mutualistico definito “Fondo per gli eventi eccezionali”, alimentato non solo dai clienti con una minima componente tariffaria ma anche dalle imprese distributrici e da Terna in relazione alle proprie *performance* di qualità del servizio).

Sono stati, inoltre, definiti anche ulteriori meccanismi mirati all’utenza di tipo industriale o commerciale (ossia connessa alle reti in media e alta tensione).

⁶ Elaborazioni ottenute confrontando i dati raccolti dall’Istat e quelli dell’Autorità, che hanno dimostrato che la continuità del servizio concorre per oltre il 90% a spiegare la varianza dei livelli di soddisfazione del cliente per il servizio elettrico.

Anche per il servizio di trasmissione sono presenti sistemi di regolazione della continuità del servizio di tipo *output based*, del tutto simili a quelli in vigore per l'attività di distribuzione.

La forza maggiore e gli indennizzi per clienti che subiscono interruzioni prolungate

I meccanismi di regolazione della qualità distinguono le interruzioni in base alla causa.

Si considerano attribuibili alle imprese distributrici tutte le interruzioni dovute a guasti degli impianti in condizioni di normale esercizio (anche se dovute a fatti aleatori), mentre sono attribuite a causa di forza maggiore le interruzioni determinate da eventi esogeni di intensità superiore ai limiti di progetto degli impianti. Tali limiti sono individuati, per le linee aeree esposte ai fenomeni meteorologici più severi da norme tecniche, basate su “mappe di rischio”, che vengono periodicamente aggiornate. In particolare, per gli eventi nevosi risultano particolarmente rilevanti i limiti di progetto relativi al fenomeno del c.d. “manicotto di ghiaccio”, ovvero la formazione di ghiaccio lungo i conduttori, che comportano un notevole aumento della tensione meccanica su tutti i componenti della linea aerea⁷, tensione che aumenta sensibilmente in presenza di vento. Manicotti di ghiaccio di spessore elevato, superiore ai limiti di progetto possono comportare rotture delle linee e interruzioni del servizio, soprattutto, se tali rotture si manifestano su più linee, impedendo le manovre di “controalimentazione” che le reti in media tensione rendono possibile in condizioni normali di esercizio.

Come anticipato, le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore sono escluse dalla regolazione incentivante di tipo premio/penalità, finalizzata al miglioramento della

⁷ Per i carichi da ghiaccio delle linee aeree, i limiti di progetto erano stati fissati inizialmente da un DPR del 1968 che recepiva una norma tecnica del 1961 (CEI 11-4) aggiornato da ultimo nel 1998. Su impulso dell’Autorità è stata compiuta nel 2005 un’analisi dei fenomeni meteorologici che avevano comportato danneggiamenti delle linee di media tensione dal 1970 al 2004 ed è stata predisposta una nuova mappa dei rischi, con limiti più stringenti: per esempio, nell’area centro-meridionale i precedenti limiti di progetto non prevedevano carichi da ghiaccio sotto gli 800 metri di altitudine; ora sono previsti a tutte le altitudini in relazione ai diversi possibili tipi di ghiaccio (con maggiore o minore densità) e sono combinati con i carichi da vento osservati in occasione degli eventi meteo analizzati. I nuovi limiti di progetto sono in vigore dal 2011 e si applicano alle costruzioni realizzate dopo tale anno.

continuità del servizio da parte delle imprese distributrici (vd. sopra, punto 1). Tale esclusione, è, peraltro, comune nei sistemi di regolazione della qualità del servizio nei diversi Stati membri dell'Unione europea⁸: è, infatti, prassi regolatoria condivisa rapportare i premi e le penalità alle sole interruzioni la cui insorgenza è attribuibile alla responsabilità delle imprese distributrici o, nel caso di e-distribuzione, anche alle responsabilità di terzi, escludendo quelle causate da fenomeni meteorologici più severi di quelli presi in considerazione dalle norme tecniche in materia di limiti di progetto (assumendo che gli impianti siano stati comunque costruiti rispettando tali limiti di progetto). L'attribuzione delle interruzioni alle diverse cause è responsabilità delle imprese distributrici, che devono, pertanto, documentare adeguatamente l'eventuale attribuzione di eventi a cause di forza maggiore. L'Autorità effettua, quindi, controlli a campione e può irrogare sanzioni nel caso in cui emergano attribuzioni non corrette a cause di forza maggiore o non adeguatamente documentate.

Diverso è il caso dei meccanismi finalizzati alla tutela diretta dei singoli clienti, costituiti da indennizzi automatici (come previsto dalla legge 481/95), in caso di violazione degli standard di qualità; in tal caso, infatti, le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore non vengono escluse e gli indennizzi vengono comunque erogati ai clienti anche in caso di eventi eccezionali che abbiano comportato il superamento dei limiti di progetto. Gli standard di qualità per interruzioni prolungate sono stati, tra l'altro, recentemente aggiornati dall'Autorità⁹, prevedendo un trattamento di accresciuta protezione per i clienti finali, introdotta anche tenendo conto di eventi nevosi estremi avvenuti negli ultimi anni (come l'evento che ha colpito Emilia Romagna e Lombardia nel gennaio 2015). Per il biennio 2016-2017 sono stati previsti indennizzi automatici se le interruzioni, per i clienti connessi in bassa tensione (BT), durano più di:

- 8 ore nei Comuni con oltre 50.000 abitanti;

⁸ Si veda in proposito il *Benchmarking Report* sulla qualità del servizio pubblicato periodicamente dal Consiglio dei regolatori europei dell'energia. L'ultima edizione (2016) è disponibile sul sito internet del CEER: www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016 (vd in particolare sezione 2 "Electricity – continuity of supply").

⁹ Delibera 646/2015/R/eel.

- 12 ore nei Comuni con numero di abitanti tra 5.000 e 50.000 (diventeranno 8 ore dal 2018);
- 12 ore nei Comuni con meno di 5.000 abitanti (erano 16 ore fino al 2015; diventeranno 8 ore dal 2020).

Gli indennizzi automatici variano a seconda della durata dell'interruzione e delle caratteristiche del cliente (domestico/non domestico; livello di potenza impegnata; livello di tensione di connessione alla rete) e possono ammontare sino a 300 € per le utenze domestiche allacciate in bassa tensione, sino a 3.000 € per le utenze non domestiche allacciate in bassa tensione e sino a 6.000 € per le utenze connesse in media tensione.

Gli indennizzi automatici sono erogati ai clienti anche a fronte di interruzioni attribuite a causa di forza maggiore; solo in tal caso sono a carico del Fondo Eventi Eccezionali (alimentato sia dai clienti attraverso la tariffe, sia dalle imprese attraverso apposite penalità che tengono conto del livello di prestazione al di fuori dei casi di forza maggiore). Laddove le interruzioni di durata superiore agli standard individuali sopra richiamati non siano attribuibili a causa di forza maggiore, gli indennizzi automatici sono direttamente a carico dalle imprese distributrici e, per la parte di competenza, di Terna. Il box 1 contiene informazioni dettagliate sull'applicazione del Fondo per eventi eccezionali nel periodo 2012-15.

Per gli eventi nevosi del gennaio 2017, che hanno interessato oltre 160.000 utenze nella regione Abruzzo, la stima preliminare degli indennizzi automatici calcolata dagli Uffici dell'Autorità, a carico del Fondo eventi eccezionali, per le interruzioni di lunga durata nella regione Abruzzo, ammonta a un valore compreso tra 35 e 40 M€

4. Interventi regolatori per la resilienza

Nel febbraio 2015, alcune zone delle regioni Emilia Romagna e Lombardia sono state colpite da nevicate di forte intensità, che hanno comportato numerose interruzioni prolungate (oltre 360.000 utenti interrotti per più di 8 ore ciascuno, complessivamente tra Emilia Romagna e Lombardia). Considerato che fino ad allora non si erano verificati eventi di tale intensità e, in assenza di altri interventi, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva, conclusa nel mese di dicembre 2015¹⁰, a seguito della quale, nell'ambito della revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità, la resilienza delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione agli eventi eccezionali è stato individuato come tema prioritario. L'inasprirsi e l'intensificarsi degli eventi meteorologici estremi ha, infatti, indotto l'Autorità ad affrontare in maniera specifica già dal 2015 il tema della capacità adattativa delle reti elettriche sempre più intelligenti di rispondere alle nuove sfide e ad approfondire con i gestori di rete e con gli istituti di ricerca specializzati le strategie in merito.

A tale scopo è stato costituito, a inizio 2016, un Tavolo tecnico di lavoro sul tema della resilienza delle reti elettriche (di seguito: Tavolo Resilienza), cui partecipano il CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), l'istituto RSE (Ricerca sul Sistema Energetico), Terna, e-distribuzione, Utilitalia e Confindustria.

La prima criticità su cui si è concentrato il Tavolo Resilienza è rappresentata dalla tenuta meccanica delle linee aeree in conduttori nudi, che, in situazioni emergenziali quali quelle che si sono manifestate nel mese di gennaio in Abruzzo, può essere gravemente compromessa dalla presenza di manicotti di ghiaccio e dalla contemporanea azione del vento.

¹⁰ Delibera 644/2015/R/eel; si veda in particolare l'Allegato A, recante "Relazione conclusiva sulle interruzioni del servizio elettrico occorse nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in Emilia Romagna e Lombardia".

Al riguardo, è prevista la pubblicazione, entro la fine del mese di febbraio 2017, di una prima versione delle Linee guida scaturite dai predetti incontri di lavoro del Tavolo Resilienza. A fronte di tali Linee guida, le imprese distributrici e Terna dovranno, anche previo coordinamento tra loro, mettere a punto piani di lavoro per il miglioramento della resilienza delle reti. Tali piani dovranno essere inclusi nei programmi di investimento delle medesime imprese. A tale proposito, è da segnalare che i maggiori costi derivanti dagli investimenti per la resilienza dovranno essere oggetto di riconoscimento; in generale, una rete più resiliente ha un costo maggiore di una rete meno resiliente¹¹.

La resilienza di un sistema non è circoscritta però alla sola tenuta degli impianti rispetto agli stress indotti dai fenomeni metereologici. Una seconda componente fondamentale della resilienza è rappresentata dalla capacità di un sistema di ritornare velocemente e stabilmente alle condizioni normali di esercizio dopo essere stata sottoposta ad una condizione di stress anche superiore ai limiti di progetto, che abbia determinato severe interruzioni di funzionamento,. Infatti, nella resilienza è insito non solo un concetto di tenuta meccanica, ma anche di ripristino adeguato a seguito di disservizio anche esteso.

Su questo cruciale aspetto della continuità del servizio l’Autorità, fin dal 2007 ha curato il tema della gestione dell’emergenza, dando mandato al CEI di predisporre apposite Linee guida, cui le imprese distributrici devono conformare i propri Piani di emergenza¹².

¹¹ Ad esempio, il costo unitario per km di una rete di distribuzione in media tensione può passare da 46.000 euro/km per reti aeree a 75.000 euro/km per reti interrato (valori medi; i valori effettivi si allontanano dai valori medi soprattutto in relazione alle effettive condizioni orografiche). Le linee interrato, non esposte a rischio da fenomeni nevosi, sono quindi più costose delle linee aeree (e non sempre realizzabili, specie in montagna in caso di terreno roccioso).

¹² Le Linee guida per la gestione delle emergenze sono state approvate dal CEI (Comitato elettrotecnico italiano) nel 2008 (Guida CEI 0-17). Le imprese distributrici sono tenute a dotarsi di un piano di emergenza conforme alla Guida CEI 0-17. Nel 2016, con la deliberazione 314/2016/S/eel l’Autorità ha comminato una sanzione di 1.327.500 euro a Enel distribuzione per alcune violazioni della regolazione in materia di piani di emergenza accertate a seguito dell’indagine conoscitiva avviata in esito agli eventi occorsi in Emilia Romagna e Lombardia nel febbraio 2015; a seguito nonchè dell’avvio di un successivo

La predisposizione di adeguati Piani di emergenza e di risorse specializzate anche sostitutive della rete transitoriamente disalimentata (come per esempio, i gruppi elettrogeni mobili per alimentare provvisoriamente le zone rimaste distaccate per guasti simultanei e concorrenti) è di primaria importanza per la componente della resilienza dovuta alla tempestività del ripristino delle normali condizioni di esercizio. Tuttavia, non può non rilevarsi come la tempestività dipenda anche da fattori esogeni al servizio elettrico in senso stretto, tra cui si segnalano:

- la caduta di alberi, sotto il peso della neve, posizionati oltre la fascia di rispetto, che può vanificare gli investimenti per il rifacimento delle linee in conduttori nudi con altre di sezione maggiore o con cavi aerei. L'ampiezza delle fasce di rispetto, all'interno delle quali le piante di alto fusto devono essere tagliate a spese delle imprese distributrici, è vincolata da norme di tipo paesaggistico;
- l'inagibilità delle strade per eccesso di accumuli nevosi. La dichiarazione di inagibilità da parte delle pubbliche autorità preposte alla gestione dell'emergenza interessa anche i mezzi delle imprese distributrici, che possono quindi incontrare problemi nel raggiungere gli impianti coinvolti, per lo svolgimento dei lavori di riparazione;
- le disponibilità di autorizzazioni alla costruzione di nuove linee aeree che aumentano la magliatura della rete e quindi permettono di ridurre i tempi di disservizio grazie ad opportune manovre di "controalimentazione". Questo è un fenomeno che riguarda maggiormente le linee di trasmissione; tuttavia, problemi autorizzativi sono stati segnalati anche dalle imprese distributrici.

Ai fini del ripristino, è inoltre necessario assicurare la massima collaborazione tra le diverse amministrazioni locali, provinciali e regionali, non solo in occasione di emergenze ma anche a livello previsionale (per esempio, per la cura preventiva della

procedimento sanzionatorio; Enel distribuzione ha accettato il pagamento della sanzione in misura ridotta di un terzo con procedura semplificata.

vegetazione boschiva adiacente le linee aeree). Le Linee guida adottate dall’Autorità per le imprese distributrici relativamente alla gestione delle emergenze prevedono specifici indirizzi per assicurare e rafforzare il coordinamento tra le imprese distributrici operanti sul territorio e le suddette amministrazioni, anche in via preventiva. Anche nell’ambito delle emanate Linee guida per la resilienza viene data attenzione al coordinamento tra le imprese distributrici e Terna.

Un ulteriore tema che sarà a breve affrontato nel Tavolo Resilienza riguarda eventuali schemi di regolazione che possano incentivare la riduzione delle interruzioni attribuite a causa di forza maggiore. Nel corso del 2015 l’Autorità aveva già sottoposto a consultazione pubblica alcuni orientamenti iniziali circa l’adozione di un simile meccanismo incentivante, volto ad aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna durante gli eventi eccezionali la cui insorgenza è palesemente dovuta a eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto con cui sono realizzate le linee elettriche.

5. L’evoluzione della regolazione degli investimenti

Dall’avvio della regolazione della continuità del servizio elettrico, introdotta dall’Autorità a partire dal 2000 e aggiornata periodicamente ogni 4 anni, l’Italia ha beneficiato di un consistente miglioramento complessivo degli indicatori di qualità. Le interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese si sono ridotte sensibilmente, grazie alla regolazione incentivante della continuità del servizio, passando, a livello nazionale, da 131 minuti per cliente all’anno nel 2000 (primo anno della regolazione incentivante) a 41 minuti persi per cliente nel 2015 (da questo indicatore sono escluse le interruzioni attribuite a forza maggiore).

I meccanismi incentivanti (premio/penalità) per la riduzione delle interruzioni sono parte integrante della regolazione degli investimenti delle imprese distributrici, di cui si riepiloga brevemente l’evoluzione.

Ai sensi della legge istitutiva di questa Autorità, i ricavi riconosciuti alle imprese per le spese di capitale dovevano essere soggetti al metodo del *price-cap* e, quindi, essere progressivamente ridotti (al netto dell'inflazione) di un fattore di recupero di produttività. Tale previsione di legge, che è stata effettivamente implementata per il primo periodo di regolazione (2000-03), è stata in seguito modificata per effetto della legge 293/03, che ha ristretto l'ambito di applicazione del *price-cap* ai soli costi operativi (per esempio, attività di manutenzione e gestione), introducendo invece per i costi capitalizzati (investimenti e altre attività a utilità pluriennale) un metodo di riconoscimento a consuntivo, che è stato progressivamente affinato nel tempo e che è tuttora vigente. Al meccanismo di riconoscimento dei costi di investimenti si associano i meccanismi incentivanti per la riduzione della durata e del numero di interruzioni già richiamati, secondo una logica in base alla quale la regolazione remunera gli investimenti effettivamente fatti e i premi/penalità maggiorano (o riducono) i ritorni consentiti in funzione della qualità del servizio effettivamente misurato.

L'Autorità, da una parte, controlla che gli investimenti siano effettuati secondo criteri di efficienza e, dall'altra, monitora i livelli di qualità raggiunti (a fronte di obiettivi fissati *ex-ante*), coniugando l'aspetto economico con l'aspetto tecnico. Alle imprese distributrici non sono posti limiti né di natura regolatoria per lo sviluppo e il rinnovo della rete né relativi alla tipologia degli investimenti, ma solo obiettivi relativi al miglioramento della qualità del servizio.

In un simile contesto dovrebbero esservi teoricamente più rischi di "*goldplating*" (sovrainvestimenti) che di inadeguatezza degli investimenti. Occorre, peraltro, evidenziare che la concessione di distribuzione non prevede un particolare target di investimenti. Una recente previsione di legge ha introdotto l'obbligo, per le imprese distributrici, di predisporre e di pubblicare un Piano di sviluppo del sistema di distribuzione¹³, con particolare riguardo agli investimenti resi necessari dal prorompente

¹³ Articolo 18 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede che "*Le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, rendono pubblico con*

sviluppo della generazione distribuita, che ha richiesto una notevole mole di lavori di sviluppo della rete, in particolare nelle regioni del Sud Italia.

Complessivamente, quindi, la logica della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio intende fornire alle imprese una remunerazione del capitale investito modulata secondo il “risultato”, vale a dire il livello di *performance* del servizio effettivamente raggiunto, misurato e soggetto a ispezioni a campione. Gli investimenti dovrebbero, quindi, essere guidati dall’obiettivo di ottenere i premi associati alla miglior qualità raggiunta e di evitare le penalità.

Ciò è ben evidenziato, per esempio, dai processi di “interramento” in cavo delle linee più esposte a eventi meteorologici. Nel complesso, ad esempio, nelle aree di bassa concentrazione della regione Abruzzo, a fronte di uno modesto sviluppo della rete di media tensione da 5.367 km nel 2007 e 5.611 km nel 2015 (+ 4,5% in otto anni), la quota di linee MT interrata è passata da 774 km a 1.002 km (+29,4% nello stesso periodo)¹⁴.

Gli investimenti in interrimento permettono di ridurre il numero e la durata delle interruzioni, come altri investimenti seppure non parimenti efficaci ma meno costosi (per esempio, la “cavizzazione”, ovvero la sostituzione di conduttori aerei “nudi” con cavi aerei); tuttavia, il segnale economico derivante dalla regolazione incentivante

periodicità annuale il Piano di Sviluppo della propria rete, secondo modalità individuate dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico. Il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna Spa e in coerenza con i contenuti del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indica i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione”. L’Autorità ha dato attuazione a questa disposizione mediante l’articolo 4.6 del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA).

¹⁴ Le aree a bassa e media concentrazione sono quelle dei Comuni con meno di 50.000 abitanti e pertanto sono quelle con minor densità di carico di utenza per linea, ma che risultano più esposte a eventi meteorologici. Con riferimento ai Comuni con meno di 5.000 abitanti (in bassa concentrazione), nel 2015 la regione Abruzzo presentava una percentuale di rete aerea in media tensione in conduttori nudi superiore alla media nazionale: dal 66% della provincia dell’Aquila al 73% della provincia di Chieti al 76% della provincia di Teramo al 77% della provincia di Pescara, a fronte di una media nazionale del 67%. Nei medesimi Comuni, al contrario, la percentuale di rete aerea in bassa tensione in conduttori nudi è inferiore alla media nazionale: dal 5% delle provincia dell’Aquila e di Chieti all’8% della provincia di Pescara al 12% della provincia di Teramo, a fronte di un valore medio nazionale del 14%.

dimostra che lo sforzo sinora messo in atto non è ancora sufficiente. Nelle stesse aree a bassa concentrazione della regione Abruzzo, il saldo netto tra premi e penalità per la regolazione del numero e della durata di interruzioni ha comportato, per le stesse aree, per il periodo 2012-2014, premi per 2,58 M€ ma, nel 2015, penalità per -0,18 M€. Se a tali aree si aggiungono anche le aree in media concentrazione (cioè quelle dei Comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000) il saldo netto premi/penalità per il periodo 2012-2015 è pari a -27.000€ di penalità (2,62 M€ di premi nel periodo 2012-2014 e - 2,65 M€ di penalità nel solo 2015). Il risultato complessivo 2012-2015 dell'Abruzzo, che tiene conto anche delle aree in alta concentrazione (Comuni con più di 50.000 abitanti), è riportato nel box 2.

L'eventuale introduzione, a seguito dei lavori del Tavolo Resilienza, di nuovi meccanismi incentivanti per la riduzione delle interruzioni causate da eventi meteorologici eccezionali i cui effetti eccedono i limiti di progetto potrà completare questo schema, anche con riferimento alle interruzioni finora escluse dai meccanismi incentivanti della qualità del servizio.

Un discorso analogo può essere condotto per Terna, con la specificazione che il Piano di sviluppo della rete nazionale di trasmissione è soggetto a più stringenti procedure di consultazione, valutazione e approvazione¹⁵.

Nell'ambito dei poteri di regolazione e controllo assegnati dalla legge, l'Autorità è impegnata a focalizzare gli incentivi della regolazione (sia tariffaria che di qualità del servizio) al miglioramento delle *performance* tramite investimenti mirati ed efficaci, in una logica di massimizzazione del valore per il cliente a fronte del costo sostenuto e riconosciuto tramite la tariffa di rete.

L'Autorità intende comunque verificare che in particolare le imprese distributrici abbiano adeguatamente investito nel rinnovo e nell'ammodernamento della rete, a

¹⁵ Si fa presente un ritardo nell'approvazione degli ultimi Piani di sviluppo presentati da Terna. Su questo aspetto si rinvia alla Segnalazione 648/2016/I/com.

fronte degli stimoli economici forniti dalla regolazione. In questa direzione si muove anche l'approccio che l'Autorità intende adottare dal prossimo periodo regolatorio (cd. logica TOTEX), che mira a spostare ancora di più il focus dall'investimento al servizio reso, secondo una logica *ex-ante* che, sulla base di adeguate analisi costi/benefici, permette di identificare il corretto piano di investimento per gli anni successivi.

In tali piani di investimento dovranno essere ricompresi gli interventi per la resilienza, secondo quanto illustrato nella presente memoria. Lo sviluppo di investimenti per la resilienza richiederà ulteriori risorse di capitale da investire che saranno remunerate attraverso i meccanismi tariffari. Come detto, rendere le reti meno esposte a rischi di tipo meteorologico determina maggiori costi di sviluppo. Per rinforzare la rete sarà necessario, pertanto, un programma di investimenti straordinari, che non potrà che riflettersi anche sulla tariffa di distribuzione, in relazione all'utilizzo effettivo del sistema da parte di ciascun cliente. A questo proposito è da segnalare anche che lo sviluppo dei clienti "*prosumer*" (dotati di propria generazione) deve essere adeguatamente considerato nell'allocazione dei costi di rete.

Inoltre, l'Autorità conferma il proprio orientamento a definire nuovi meccanismi incentivanti mirati ad aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna anche per interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto con cui sono realizzate le linee elettriche. Tale sforzo delle imprese dovrà comunque essere accompagnato da politiche pubbliche di sostegno agli interventi sia di prevenzione (es. controllo della vegetazione circostante) sia di gestione dell'emergenza (con particolare riferimento allo sgombero della viabilità per permettere gli interventi di ripristino), sia da ultimo in termini di autorizzazioni locali allo sviluppo di reti che, permettendo una migliore magliatura di rete, rendono il sistema intrinsecamente più resiliente.

In considerazione di quanto illustrato, e con particolare riferimento a quanto avvenuto nel 2015 nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia e nello scorso mese di gennaio

2017 nella regione Abruzzo, si ritiene che nell'ambito del Tavolo Resilienza sia opportuno rivedere la mappa dei rischi da neve e ghiaccio e, conseguentemente, valutare il *gap* delle linee esistenti, per definire i programmi di investimento mirati alla bonifica delle linee più critiche.

Box 1 – Indennizzi automatici erogati ai clienti finali

Nel periodo 2012-2015 il Fondo eventi eccezionali è intervenuto per erogare ai clienti finali di e-distribuzione circa 230,5 M€ per indennizzi automatici a fronte di interruzioni di lunga durata dovute a cause di forza maggiore. In particolare, per gli eventi meteorologici del 2015 sono stati versati complessivamente, su base nazionale, per e-distribuzione, indennizzi automatici per un valore di 107 M€, di cui circa 28 M€ per la regione Abruzzo.

Anche durante il manifestarsi di eventi meteorologici eccezionali, una parte delle interruzioni può risultare non attribuibile a cause di forza maggiore ed essere, dunque, imputata alla responsabilità delle imprese. Le imprese distributrici e Terna, inoltre, hanno interesse a ridurre al minimo la durata delle interruzioni di cui sono responsabili al di sotto delle 8 ore, al fine di ridurre le rispettive contribuzioni al Fondo eventi eccezionali nell'anno successivo.

Per il quadriennio 2012-2015 tale contribuzione è stata pari a circa 18,5 M€ per e-distribuzione e a circa 5,1 M€ per Terna. Nel complesso, nel quadriennio 2012-2015, per le interruzioni di lunga durata riconducibili a proprie responsabilità, e-distribuzione ha versato indennizzi per 15,5 M€ circa, Terna per circa 4,64 M€

Box 2 – Focus sugli effetti della regolazione della continuità in Abruzzo

In attuazione della regolazione, nel periodo 2012-2015, Terna, su base nazionale, ha ricevuto premi per la regolazione della continuità del servizio pari a 42,6 M€, ha versato -5,85 M€ per gli indennizzi a favore dei clienti finali e -9,93 M€ per i servizi di controalimentazione svolti dalle imprese distributrici ed ha contribuito al Fondo eventi eccezionali per -5,12 M€

In attuazione della regolazione della continuità del servizio di distribuzione, nel periodo 2012-2015, e-distribuzione ha ricevuto premi per la regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni pari a 170,34 M€. Il dato evidenzia, tuttavia, un trend decrescente, che culmina con una penalità di -21,21 M€ nel 2015, totalmente imputabile al mancato raggiungimento dei target di miglioramento fissati dall’Autorità per il numero di interruzioni. In sintesi, i premi erogati sono stati pari a 95,69 M€ nel 2012, a 70,63 M€ nel 2013 e a 25,23 M€ nel 2014; poi nel 2015 è stata inflitta la penalità di -21,21 M€. Anche la regione Abruzzo presenta un trend decrescente simile a quello nazionale, ma in questo caso le penalità per la regolazione del numero di interruzioni erano state comminate già un anno prima, nel 2014.

Agli ammontari indicati per la regolazione della continuità del servizio, su base nazionale si devono aggiungere, per il periodo 2012-2015 :

- -39,48 M€ corrisposti ai clienti finali per indennizzi automatici;
- -18,46 M€ versati sul Fondo eventi eccezionali;
- 8,19 M€ di rimborsi da parte di Terna per lo svolgimento dei servizi di controalimentazione.

Nella regione Abruzzo, il saldo netto tra premi e penalità per la regolazione del numero e della durata di interruzioni ha comportato, per il periodo 2012-2015, penalità pari a -0,38 M€, nel solo 2015, penalità per -3 M€

Nelle figure 1 e 2 è riportato l'andamento degli indicatori della durata e del numero delle interruzioni totali (comprensivi della quota attribuibile a causa di forza maggiore) e soggetti alla regolazione premi penalità.

L'indicatore di durata o del numero delle interruzioni comporta il pagamento di penalità solo nel caso in cui il suo valore effettivo sia peggiore dell'obiettivo fissato dall'Autorità. In altre parole, peggioramenti del valore effettivo dell'indicatore del numero o della durata delle interruzioni, purché al di sotto degli obiettivi di miglioramento fissati dall'Autorità, non comportano il versamento di penalità.

Figura 1 – Minuti persi per utente in bassa tensione per interruzioni senza preavviso lunghe (> 3 minuti)

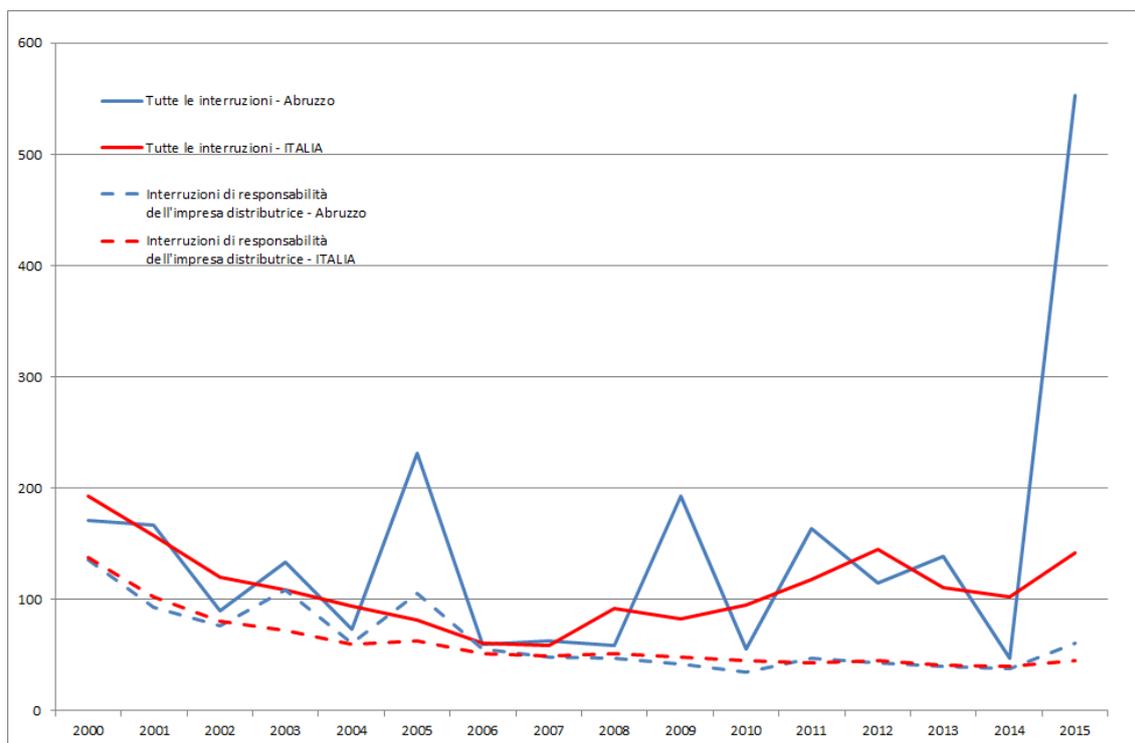
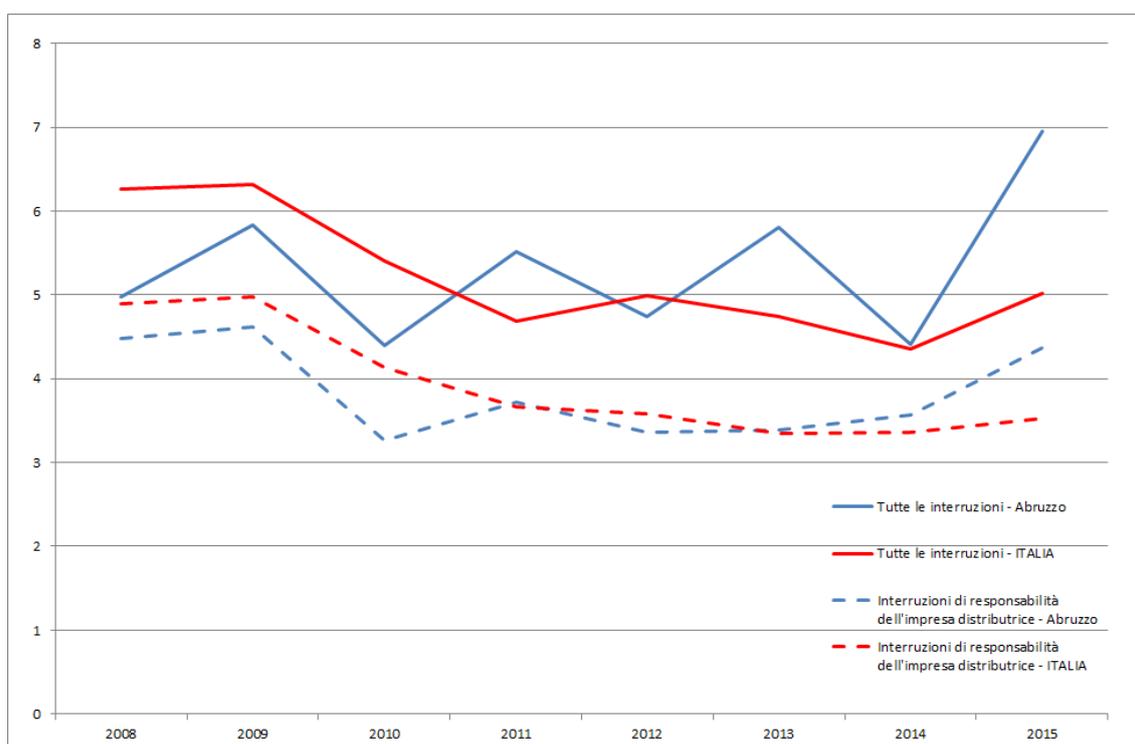


Figura 2 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (> 1 secondo) per utente in bassa tensione



Box 3 – Primi elementi raccolti sugli eventi di gennaio 2017 in Abruzzo

Gli eventi nevosi del gennaio 2017 hanno avuto un forte impatto sia sulla rete di trasmissione in alta tensione sia sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

Per quanto riguarda il servizio di trasmissione, la regolazione prevede, tra l'altro, che in caso di disalimentazione di grandi dimensioni, come nel caso dell'Abruzzo, Terna invii all'Autorità, entro 90 giorni, una dettagliata relazione. Dalle prime informazioni ricevute, gli eventi nevosi hanno comportato la disalimentazione di circa 23 linee in alta tensione nella regione, quasi esclusivamente a causa della formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee aeree in conduttori nudi ed alla conseguente rottura degli stessi o dei tralicci, di 16 cabine primarie in Abruzzo e di 6 nella regione Marche, principalmente tra il 16 e il 18 gennaio. Occorre segnalare che in caso di disservizi così diffusi sulla rete di alta tensione (progettata secondo i criteri europei per assicurare la continuità anche in presenza di un guasto permanente, ma non di guasti multipli concomitanti) l'individuazione dei guasti sulle reti di distribuzione è ostacolata dalla mancanza di tensione al livello superiore.

Le ricadute degli eventi nevosi sulle reti elettriche sono sintetizzate nella figura 3, che rappresenta l'andamento dei clienti finali disalimentati dall'inizio degli eventi sino al termine dell'emergenza nelle 4 province abruzzesi. Il picco dei clienti disalimentati - più di 160.000 - si è verificato il 17 gennaio verso le ore 12. Il 23 gennaio risultavano disalimentati ancora circa 5.000 clienti. Tali informazioni sono state desunte dalla relazione che e-distribuzione, in attuazione della regolazione, ha trasmesso all'Autorità nei giorni immediatamente successivi agli eventi meteorologici. La relazione evidenzia, inoltre, che i guasti riscontrati sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione sono attribuibili, per oltre l'80% dei casi, alla formazione dei manicotti di ghiaccio sulle linee aeree in conduttori nudi, mentre il restante 20% è da attribuirsi principalmente alla caduta dei sostegni a causa di frane o alla caduta alberi ad alto fusto fuori fascia. Le

eccezionali sollecitazioni introdotte dai manicotti di ghiaccio hanno avuto impatti interruttivi su 210 linee in media tensione ed oltre 2.500 cabine secondarie.

Figura 3 - Clienti interrotti nella regione Abruzzo dal 17 al 25 gennaio 2017 (fonte: e-distribuzione)

