

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
645/2017/R/EEL**

**INCREMENTO DELLA RESILIENZA DELLE RETI DI
TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

Attività svolte e ulteriori orientamenti

Documento per la consultazione

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

21 settembre 2017

Premessa

Il presente documento si inquadra nel procedimento relativo alla regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo (2016-2023), avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel, presenta le attività finora svolte, anche nell'ambito del "Tavolo Resilienza" e illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, in un contesto di eventi meteorologici che col passare del tempo diventano sempre più frequenti, intensi e vasti.

Per l'elevata complessità della tematica, il documento contiene diverse ipotesi di regolazione, alcune di queste sviluppate secondo la metodologia di analisi di impatto della regolazione (A.I.R.), come previsto dalla deliberazione 483/2014/R/eel.

*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 **31 ottobre 2017**. 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 energia e unbundling

Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1	Contesto e quadro d'insieme	3
	<i>Resilienza: tenuta alle sollecitazioni e ripristino</i>	3
	<i>L'obiettivo e le azioni dell'Autorità</i>	4
	<i>Investimenti di sviluppo e di rinnovo delle reti</i>	6
	<i>Obiettivi della consultazione e sintesi degli orientamenti</i>	7
	<i>Interazioni tra i diversi soggetti istituzionali</i>	10
	<i>Struttura del presente documento</i>	10
2	Scenario attuale	12
	<i>Misure e meccanismi regolatori attuali</i>	12
	<i>Esame dei piani di lavoro trasmessi dagli operatori</i>	14
3	Criticità emerse, sviluppo e progressivo consolidamento delle Linee guida	17
	<i>Criticità in merito ai carichi di ghiaccio e neve previsti dalla norma CEI EN 50341</i>	17
	<i>Consolidamento delle Linee guida per la resilienza</i>	18
4	Pianificazione e monitoraggio: incentivi reputazionali	20
	<i>Il percorso dagli attuali Piani di sviluppo a Piani Integrati di Distribuzione</i>	20
	<i>Lo step intermedio: sezioni dei piani di sviluppo focalizzate sulla resilienza e relative schede intervento per le imprese distributrici di maggiori dimensioni</i>	23
	<i>Monitoraggio</i>	24
5	Possibili incentivi economici per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni	25
	<i>Servizio di distribuzione: opzione TE-1</i>	26
	<i>Servizio di distribuzione: opzione TE-2</i>	27
	<i>Commisurazione dei premi e delle penali</i>	28
	<i>Condizionalità da rispettare nel caso della opzione TE-2</i>	29
	<i>Servizio di trasmissione</i>	30
6	Possibili incentivi economici per l'efficacia del ripristino	30
	<i>Servizio di distribuzione: opzione RI-1</i>	32
	<i>Servizio di distribuzione: opzione RI-2</i>	33
	<i>Condizionalità da rispettare nel caso delle opzioni RI-1 e RI-2</i>	35
	<i>Servizio di trasmissione</i>	35
7	Roadmap	36
	<i>Appendice 1: distribuzione nel tempo e nello spazio di alcuni indicatori di resilienza</i>	37
	<i>Appendice 2: Dinamica degli investimenti di trasmissione e distribuzione</i>	40
	<i>Appendice 3: Modello per la comunicazione dei costi e dei benefici</i>	43
	<i>Appendice 4: Criteri per l'assessment delle "azioni qualificate" di ripristino</i>	45

1 Contesto e quadro d'insieme

Resilienza: tenuta alle sollecitazioni e ripristino

- 1.1 Nel corso degli ultimi anni, si è registrato un notevole aumento delle disalimentazioni di lunga durata agli utenti delle reti elettriche, dovute ad eventi meteorologici frequenti, particolarmente violenti e di vasta estensione. Appaiono particolarmente significativi gli eventi occorsi in Emilia Romagna e Lombardia nel febbraio 2015, dove oltre 360.000 clienti hanno subito un'interruzione di durata superiore a 8 ore, e quelli più recenti occorsi nelle regioni Abruzzo e Marche nel mese di gennaio 2017, con disalimentazioni che si sono prolungate anche oltre 72 ore per 39.000 clienti¹.
- 1.2 In tali eventi sono stati registrati, da una parte, cedimenti strutturali delle reti, sia di trasmissione che di distribuzione, dovuti al superamento dei limiti strutturali di progetto delle infrastrutture (in particolare rispetto al fenomeno del "manicotto di ghiaccio" che tende a formarsi sulle linee aeree a conduttore nudo in presenza di neve umida e vento oppure alla caduta sulle linee elettriche, a causa del peso della neve umida, di alberi al di fuori della fascia di rispetto), e dall'altra difficoltà di attuazione dei piani di emergenza delle imprese distributrici per una serie di cause anche di natura esogena, quali ad esempio la non percorribilità delle strade.
- 1.3 In Appendice 1 al presente documento sono riportati i dati, a livello nazionale e per regione, del numero di clienti con disalimentazioni oltre le 8 ore e oltre le 72 ore, da cui si evince che gli impatti sulle reti elettriche di eventi meteorologici particolarmente severi, la cui occorrenza è poco prevedibile se non, per alcuni fenomeni, a ridosso del loro accadimento, hanno natura fortemente variabile sia nello spazio che nel tempo.
- 1.4 In media nazionale, la quota di minuti persi per utente per interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore, dovute in massima parte agli stessi eventi di cui sopra, ha registrato nel periodo 2012-2015 picchi preoccupanti (58 minuti persi per utente nel 2012, 69 nel 2015), rispetto a picchi che sino al 2011 avevano raggiunto al massimo 32 minuti persi per utente nell'anno 2004.²
- 1.5 L'incremento della resilienza di un sistema deve essere investigato su due versanti: da una parte è possibile aumentare la *tenuta alle sollecitazioni* elevando i limiti di progetto che individuano la capacità infrastrutturale di resistere a sollecitazioni estreme, e dall'altra si può intervenire sulla efficacia e tempestività

¹ Di questi, circa 2.800 sono rimasti disalimentati per più di 7 giorni.

² Cfr. grafico C in appendice 1.

di *ripristino*, ovvero sulla capacità gestionale del sistema di riportarsi in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori³.

- 1.6 Ad esempio, per un sistema elettrico esposto a precipitazioni nevose con formazione di “manicotti di ghiaccio” lungo le linee aeree, l’incremento di tenuta alle sollecitazioni può essere dato dall’innalzamento, fino a un livello economicamente sostenibile, dei limiti di progetto delle linee aeree in relazione ai carichi derivanti dal ghiaccio e dal vento. Gli interventi provvisori di ripristino possono essere, ad esempio, la fornitura di energia elettrica mediante gruppi elettrogeni nelle zone in cui la rete non sia integra a causa di sollecitazioni che abbiano superato i limiti di progetto.
- 1.7 È importante sottolineare che l’incremento della resilienza non può esaurirsi nelle sole azioni di incremento della tenuta alle sollecitazioni, dal momento che un sistema a elevata tenuta comporta maggiori costi (crescenti in modo più che proporzionale rispetto agli incrementi attesi di tenuta alle sollecitazioni) che potrebbero non essere giustificati in relazione ai benefici ottenibili, ammesso che sia possibile stimare i benefici con un adeguato livello di confidenza. È dunque solo attraverso un adeguato bilanciamento delle azioni mirate all’incremento della tenuta alle sollecitazioni con le azioni mirate al miglioramento del ripristino che sarà possibile migliorare le prestazioni complessive di resilienza del sistema.

L’obiettivo e le azioni dell’Autorità

- 1.8 L’Autorità ha già avviato prime azioni finalizzate all’incremento della resilienza delle reti. Obiettivo dell’Autorità è promuovere, anche con nuovi strumenti regolatori, l’incremento della resilienza dei sistemi di distribuzione e trasmissione dell’energia elettrica, sotto il profilo del migliore *mix* tra maggiore tenuta alle sollecitazioni e un ripristino più tempestivo ed efficace.
- 1.9 Già con la regolazione premi-penalità dell’energia non servita dalla rete di trasmissione, in vigore dal 2008, l’Autorità ha introdotto elementi di responsabilizzazione per Terna, anche per interruzioni la cui insorgenza sia attribuibile al superamento dei limiti di progetto (cause di forza maggiore): in tale ambito, infatti, Terna è responsabile, seppure con meccanismi di

³ La tenuta alle sollecitazioni e la capacità di ripristino di una rete elettrica possono essere incrementate anche con iniziative di prevenzione e mitigazione delle possibili conseguenze di fenomeni atmosferici severi. La prevenzione comprende l’adozione di azioni “di esercizio rete”, quali quelle illustrate nella seconda parte della lettera a) del punto 2.16 (sub iii per fenomeni legati a ghiaccio e neve, sub ii e iv per ogni fenomeno) o di azioni “gestionali” finalizzate al ripristino della fornitura (vd appendice 4, pre-requisiti e riduzione del rischio). Anche la mitigazione comprende l’adozione di azioni “di esercizio rete” (seconda parte della lettera a) del punto 2.16 (sub (i) per fenomeni legati a ghiaccio e neve) o di azioni “gestionali” finalizzate al ripristino della fornitura (vd appendice 4, prontezza e gestione dell’emergenza).

“smussamento” degli effetti, anche per interruzioni di vasta portata dovute a cause di forza maggiore.⁴

- 1.10 Per quanto concerne la distribuzione, la regolazione incentivante della continuità del servizio, invece, esclude le interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore dal novero delle interruzioni che concorrono alla determinazione degli obiettivi di miglioramento e della loro verifica ai fini del calcolo di premi e penalità.
- 1.11 A dicembre 2015, a valle del processo di consultazione precedente il quinto periodo regolatorio, l’Autorità ha disposto, con i Testi integrati della regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica⁵, che i principali operatori di rete preparassero piani di lavoro in materia di resilienza.
- 1.12 In materia di tenuta alle sollecitazioni delle reti elettriche, nel marzo 2017 la Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità, a seguito di una corrispondente richiesta degli operatori di rete partecipanti a un apposito “Tavolo Resilienza”⁶, ha individuato una metodologia applicabile dagli operatori di rete⁷, mirata ad individuare le parti più a rischio delle reti elettriche, in relazione ai diversi fenomeni meteorologici avversi (detti anche fattori critici: “manicotti di ghiaccio”, allagamenti/inondazioni per precipitazioni intense o “bombe d’acqua”, etc.). Inoltre, sono state avviate analisi sui costi e sui benefici attesi per ogni intervento di riduzione del rischio.
- 1.13 Infine, in tema di ripristino della fornitura in caso di eventi di interruzione prolungata, con la deliberazione 127/2017/R/eel l’Autorità ha stabilito che a decorrere dal 1° ottobre 2017, l’onere degli indennizzi corrisposti ai clienti è a carico degli operatori di rete per interruzioni il cui innesco è attribuito a cause di forza maggiore, per la quota eccedente il limite di 72 ore di interruzione. Inoltre, sempre dal 1° ottobre 2017, tali indennizzi saranno crescenti con la durata di interruzione fino a una durata massima di 10 giorni, e non saranno quindi più in

⁴ Tale regolazione prevede l’inclusione (integrale o parziale), nell’energia non servita oggetto di regolazione premi-penalità, dell’energia non servita conseguente a interruzioni le cui cause sono attribuibili ad eventi meteorologici eccezionali (comma 3.4 lettera d e comma 3.5 lettera b dell’Allegato A alla delibera 653/2015/R/eel).

⁵ Allegati A alle delibere 646/2015/R/eel (TIQE) e 653/2015/R/eel (TIQ.TRA). In particolare le disposizioni riguardanti la preparazione dei piani di lavoro sono contenute nell’articolo 77 del TIQE e nell’articolo 37 del TIQ.TRA.

⁶ Istituito con la Determinazione della Direzione Infrastrutture dell’Autorità, 6/2016/DIUC, in attuazione del punto 3, lettera c) della delibera 646/2015/R/eel.

⁷ Determinazione della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 7 marzo 2017, 2/2017/DIEU “Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico - parte prima”.

vigore i precedenti limiti di entità economica degli indennizzi (vd. successivo punto 2.8).

Investimenti di sviluppo e di rinnovo delle reti

- 1.14 Tra i principali *driver* che nel corso degli ultimi anni hanno pilotato gli investimenti di sviluppo nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica sono da annoverare:
- a) in alcune aree con relativa scarsità di generazione distribuita, l'adeguamento alla crescita della domanda elettrica, che però ha conosciuto in generale un periodo di riduzione di intensità dovuta alla crisi economica;
 - b) a partire dal 2000, e con maggiore intensità dal 2008, la regolazione della continuità del servizio disciplinata dalle delibere dell'Autorità;
 - c) a partire dal biennio 2008-2009 e in modo particolarmente vistoso negli anni dal 2010 al 2012, la connessione alla rete della generazione da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaica.
- 1.15 Questi *driver*, e in particolare quello alla precedente lettera c), hanno avuto importanti riflessi sia sullo sviluppo che sull'esercizio soprattutto delle reti di distribuzione che, nel trasformarsi progressivamente da reti passive a reti attive, hanno beneficiato del potenziamento dei sistemi di telecontrollo e automazione, nonché dello sviluppo di strumenti di monitoraggio e regolazione di grandezze elettriche rilevanti in logica *smart grid* con aumento di intelligenza e flessibilità della rete.
- 1.16 Per quanto riguarda la rete di trasmissione, ulteriori *driver* di sviluppo sono stati l'integrazione dei mercati, a livello sia nazionale interno che europeo, e il mantenimento della sicurezza, in particolare a fronte dell'incremento di generazione aleatoria e della riduzione di generazione termoelettrica convenzionale.
- 1.17 L'analisi diventa più complessa quando l'attenzione si sposta verso gli investimenti destinati al rinnovo delle reti di distribuzione e trasmissione. Le decisioni di rinnovo delle reti sono influenzate da molteplici fattori: oltre alle esigenze di natura tecnica (per esempio di ammodernamento tecnologico) che dovrebbero avere un ruolo preponderante, possono incidere sulle scelte di rinnovo sia valutazioni legate alle modalità di riconoscimento dei costi (la remunerazione di tali *asset* avviene secondo le regole fissate dall'Autorità, nell'arco di tempo corrispondente alla loro vita utile regolatoria), sia da ragioni di natura economico-finanziaria legata a specifici obiettivi aziendali o di gruppo. In particolare, in relazione a valutazioni di tipo economico-finanziario aziendale, per le imprese di distribuzione, i limiti di capacità finanziaria possono essere

correlati ai molteplici ambiti di attività in cui operano i gruppi integrati a cui le imprese distributrici appartengono, mentre l'attività di Terna è principalmente rivolta al *core business* di trasmissione e dispacciamento.

- 1.18 Con riferimento al tema del rapporto tra investimenti di sviluppo e di rinnovo, nell'Appendice 2 al presente documento viene riportato il risultato di una prima elaborazione quantitativa sui dati di investimento nelle reti di trasmissione e di distribuzione, utilizzando un indice costruito al fine di fornire prime indicazioni di larga massima del "livello di investimento" nelle infrastrutture. Tale indice confronta la quota di investimento con l'ammortamento economico degli *asset* esistenti. Tale indice assume valori positivi se gli investimenti eccedono l'ammortamento; viceversa è negativo se l'investimento è inferiore all'ammortamento. Il valore assunto dall'indice peraltro dipende da diversi fattori, quali la variazione intertemporale del valore del denaro, le soluzioni tecnologiche adottate (per esempio, sviluppi in logica *smart grid* richiedono meno investimenti in "rame e ferro" e più in sistemi di controllo) e l'efficienza nella realizzazione degli investimenti, la valutazione dei cui effetti richiede specifiche analisi sia di tipo tecnico sulle consistenze e sulla qualità del servizio, sia sull'efficienza nelle politiche di approvvigionamento e sviluppo.
- 1.19 Pur con tali *caveat*, e tenendo anche conto che alcune vite utili regolatorie sono differenti tra cespiti di trasmissione e di distribuzione, l'osservazione dei valori assunti dall'indice "livello di investimento" mostra una marcata differenziazione tra la rete di e-distribuzione rispetto al sistema di trasmissione (con livelli dell'indice significativamente inferiori per il primo rispetto al secondo).
- 1.20 Quanto sopra illustrato rafforza l'orientamento dell'Autorità circa l'opportunità di effettuare ulteriori approfondimenti di dettaglio sulle metodologie con cui le imprese distributrici assumono le decisioni di rinnovo delle reti soprattutto di distribuzione, anche in relazione all'invecchiamento dei componenti (*ageing*), e più in generale allo "stato di salute" della rete.⁸

Obiettivi della consultazione e sintesi degli orientamenti

- 1.21 Con la presente consultazione l'Autorità intende presentare un quadro di possibili meccanismi di incentivazione, di tipo non solo economico ma anche reputazionale, che siano coerenti con:

⁸ A tale proposito si veda ad esempio la metodologia "*DNO Common Network Asset Indices Methodology. Health and Criticality. Version 1.0 - 01/08/2016*" messa a punto dall'Associazione inglese dei distributori di energia elettrica, disponibile sul sito del regolatore britannico: www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-dno-common-network-asset-indices-methodology

- a) la duplice componente della resilienza, insistendo quindi sia sull'incremento della tenuta alle sollecitazioni sia sulla maggiore efficacia e tempestività del ripristino;
- b) la necessità di limitare per quanto possibile la sovrapposizione di effetti tra meccanismi incentivanti di tipo economico, in particolare rispetto a quelli già in essere per la continuità del servizio (che come già accennato sono diversi tra distribuzione e trasmissione sotto il profilo dell'inclusione/esclusione delle interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore);
- c) l'attesa prospettiva di sempre maggior integrazione della regolazione tariffaria e della qualità, proiettata verso due direttrici principali: da una parte un approccio "*forward-looking*" che impegnerà in modo sempre più intenso la pianificazione degli investimenti e delle attività di gestione (*business plan* su un orizzonte di medio periodo);⁹ e dall'altra un approccio di tipo "*spesa totale (totex)*" per il riconoscimento dei costi che superi l'attuale disparità di trattamento regolatorio per il riconoscimento dei costi di capitale (*capex*) e dei costi operativi (*opex*).

1.22 L'Autorità intende delineare indirizzi in merito ai Piani di sviluppo affinché la prospettiva "*forward looking*" sopra delineata si concretizzi già nel corso del corrente semiperiodo di regolazione 2016-2019 (vd capitolo 4). In una prospettiva di incentivazione reputazionale, l'Autorità ritiene che per le imprese di maggiori dimensioni, già dal 2018 debba essere avviato un percorso finalizzato all'integrazione graduale degli attuali Piani di sviluppo, dei piani per la resilienza e dei piani di rinnovo tecnologico della rete in Piani Integrati di Distribuzione (PID), e alla loro progressiva pubblicazione, anche sotto forma di monitoraggio dell'implementazione e di eventuali scostamenti. In tale contesto, l'Autorità ritiene che anche per le reti di distribuzione i processi di selezione degli investimenti debbano essere sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici cui dare evidenza pubblica.

1.23 L'Autorità intende altresì valutare l'opportunità di introdurre forme di incentivazione per gli interventi degli operatori finalizzati sia ad aumentare la tenuta alle sollecitazioni (vd capitolo 5) che ad accelerare e rendere efficace la fase di ripristino anche attraverso misure di prevenzione e approntamento (vd capitolo 6).

1.24 Con riferimento all'aumento della tenuta alle sollecitazioni vengono presentate tre opzioni, in applicazione della metodologia AIR:

- a) prevedere i soli incentivi reputazionali descritti nel capitolo 4, qualora il Ministero dello Sviluppo Economico (cfr anche i punti 1.28 e 1.29), secondo

⁹ Una prima esperienza pilota è stata compiuta per quanto concerne la regolazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G); si veda in particolare la deliberazione 646/2016/R/eel.

quanto prospettato nella consultazione sulla SEN, decida di introdurre eventuali obblighi di bonifica e ammodernamento tecnologico di parti vetuste e non adeguate delle reti (opzione *TE-0*);

- b) introdurre un meccanismo incentivante in forma di penalità nel caso in cui l'impresa distributrice non effettui, in un tempo opportunamente stabilito, almeno gli interventi "ad alta priorità" per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni (opzione *TE-1*);
- c) in aggiunta alle penalità dell'opzione precedente *TE-1* in caso di mancata o ritardata realizzazione degli interventi "ad alta priorità", introdurre anche un meccanismo incentivante in forma di premialità, con alcune condizionalità (opzione *TE-2*).

1.25 Anche con riferimento all'accelerazione della fase di ripristino della fornitura vengono presentate tre opzioni in applicazione della metodologia AIR:

- a) mantenere gli attuali obblighi regolatori in tema di gestione dell'emergenza, che prevedono aggiornamento (e miglioramento) periodico dei piani di emergenza delle imprese distributrici (opzione *RI-0*);
- b) introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, con un premio *ex-ante* annuale commisurato a un meccanismo "a punti" basato sull'*assessment* di specifiche "azioni qualificate" previste dalle imprese distributrici, con opportune verifiche di effettiva adozione delle azioni previste in occorrenza di eventi eccezionali (opzione *RI-1*);
- c) introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, con un riconoscimento di costi *ex-post* in caso di occorrenza di eventi eccezionali, nei limiti di costi predeterminati previsti per azioni speciali di ripristino (opzione *RI-2*).

1.26 Affinché ciò possa realizzarsi devono essere definiti almeno i seguenti punti, su cui l'Autorità intende raccogliere elementi utili attraverso la presente consultazione:

- a) un percorso pragmatico per il primo consolidamento delle Linee guida per la resilienza, sia in materia di tenuta alle sollecitazioni che di ripristino (a cura principalmente del c.d. Tavolo Resilienza), tenendo conto dei diversi fattori di rischio da prendere in considerazione;
- b) una tempistica per la predisposizione e la pubblicazione degli interventi previsti per la resilienza, in modo coerente con il primo consolidamento delle Linee guida di cui alla lettera precedente e in modo integrato nei Piani di sviluppo (a cura degli operatori di rete);

- c) la definizione dei meccanismi incentivanti, sia in ambito tenuta alle sollecitazioni che in ambito ripristino, secondo i primi orientamenti presentati in questo documento per la consultazione (a cura dell’Autorità).
- 1.27 Il documento, infine, pone l’attenzione su una criticità, emersa dal confronto con gli operatori, relativamente alla mappatura delle condizioni meteorologiche sul territorio nazionale favorevoli alla formazione dei manicotti di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi. L’Autorità ritiene che tale mappatura, che tiene conto degli eventi meteo accaduti sino al 2004, debba essere aggiornata, in modo che i limiti di progetto previsti dalla normativa tecnica possano tenere conto anche dei fenomeni meteo severi accaduti anche dal 2005 ad oggi (vd. successivi punti da 3.1 a 3.3).

Interazioni tra i diversi soggetti istituzionali

- 1.28 È necessario inoltre armonizzare le decisioni dell’Autorità con le possibili modalità di attuazione delle previsioni espresse nella consultazione sulla Strategia Energetica Nazionale (SEN), con particolare riferimento alla possibile predisposizione, a cura del Ministero dello sviluppo economico, in materia di resilienza delle reti elettriche, (i) di specifici indirizzi ai gestori di rete affinché individuino rapidamente piani di intervento con precisi tempi di attuazione e aree prioritarie, (ii) nonché di tutte le azioni di natura legislativa eventualmente necessarie per attuare con urgenza i piani.
- 1.29 L’Autorità ritiene opportuno, nell’ambito della leale collaborazione tra istituzioni, mettere a disposizione del Ministero dello sviluppo economico gli elementi che emergeranno dalla presente consultazione, in modo che possano essere utilizzati per la definizione della SEN sull’aspetto specifico della resilienza e delle sue modalità attuative.
- 1.30 Infine, l’obiettivo di miglioramento della resilienza richiede anche maggiore coordinamento dei diversi operatori di rete con le diverse istituzioni – locali, regionali e nazionali – preposte sia alla prevenzione e gestione delle emergenze sia a partecipare, per quanto di competenza, alla valutazione tecnico-ambientale delle proposte di sviluppo della rete.

Struttura del presente documento

- 1.31 Nel presente documento per la consultazione:
- a) il capitolo 2 è dedicato al riepilogo delle iniziative già adottate e in corso (“scenario attuale”) e a sintetizzare quanto emerso dall’analisi dei piani di lavoro sulla resilienza trasmessi all’Autorità dagli operatori di rete;

- b) il capitolo 3 è dedicato ai temi dell'aggiornamento della normazione tecnica e del primo consolidamento delle Linee guida in materia di resilienza;
- c) il capitolo 4 è dedicato al tema della pianificazione e dei relativi meccanismi di trasparenza e monitoraggio (incentivi “reputazionali”);
- d) il capitolo 5 è dedicato a presentare i primi orientamenti dell'Autorità, con opzioni alternative in logica di Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: AIR), per possibili meccanismi incentivanti e dei relativi meccanismi di controllo in “ambito tenuta alle sollecitazioni”;
- e) il capitolo 6 è dedicato a presentare i primi orientamenti dell'Autorità, con opzioni alternative in logica AIR, per possibili meccanismi incentivanti e dei relativi meccanismi di controllo in “ambito ripristino”, in termini sia di rapidità che di ampiezza della mitigazione degli effetti di eventi che abbiano provocato cedimenti strutturali;
- f) il capitolo 7, infine, traccia delle possibili tempistiche per i prossimi passi, tenendo conto anche dei previsti sviluppi in prospettiva “*business plan*” e “*totex*”.

1.32 Il presente documento è completato da 4 appendici:

- a) l'appendice 1 mostra l'andamento nel tempo di alcuni indicatori di resilienza aggregati su base regionale (2012-2016) e per causa di forza maggiore (2004-2016);
- b) l'appendice 2 contiene una analisi della dinamica degli investimenti di trasmissione e distribuzione realizzati a partire dal 2000;
- c) l'appendice 3 sviluppa un modello per la comunicazione all'Autorità dei costi e dei benefici correlati agli interventi per l'incremento della tenuta della rete elettrica alle sollecitazioni, a cura degli operatori di rete;
- d) l'appendice 4 contiene un elenco di possibili azioni qualificate, attuabili dagli operatori di rete, finalizzate ad accelerare la fase di ripristino della fornitura di energia elettrica.

Spunti per la consultazione

Q.1 *A livello generale, si condivide il quadro d'insieme e gli obiettivi di questa consultazione? Quali ulteriori aspetti andrebbero considerati?*

2 Scenario attuale

Misure e meccanismi regolatori attuali

- 2.1 A partire dal 2008, l’Autorità ha previsto lo sviluppo di uno strumento di supporto alla gestione delle emergenze, in particolare affidando al CEI la preparazione della Guida CEI 0-17 “Linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza dei distributori di energia elettrica”. Ai sensi dell’articolo 59 del TIQE 2016-2023 (nonché delle previgenti analoghe disposizioni), le imprese distributrici sono tenute a definire il proprio piano di emergenza conformemente alla suddetta Guida CEI.
- 2.2 Sempre a partire dal 2008, l’Autorità ha introdotto i già accennati elementi di responsabilizzazione dell’operatore di trasmissione a fronte di disalimentazioni originate da cause attribuibili a forza maggiore.
- 2.3 Nel corso del 2015, dopo ampia consultazione, con l’adozione del TIQE e del TIQ.TRA per il periodo 2016-2023, il tema della resilienza delle reti elettriche è stato innovativamente inquadrato dal punto di vista regolatorio:
 - a) attraverso l’individuazione di tematiche afferenti alla resilienza, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti accaduti negli ultimi 15 anni (artt. 77 del TIQE e 37 del TIQ.TRA);
 - b) prevedendo l’invio da parte di Terna e delle imprese distributrici con più di 50.000 utenti, entro il 31 marzo 2017, di piani di lavoro finalizzati all’adozione di misure regolatorie volte all’incremento della resilienza del sistema elettrico.
- 2.4 Per indirizzare al meglio la predisposizione dei piani di lavoro, l’Autorità, nell’ambito del Tavolo Resilienza, ha affrontato con priorità il tema della tenuta delle reti elettriche alle sollecitazioni, prevedendo la partecipazione al tavolo di Terna, delle imprese distributrici, della società Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) e del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI).
- 2.5 Per quanto concerne il tema della tenuta alle sollecitazioni, le considerazioni presentate in questo documento si basano sulla positiva esperienza della predisposizione – da parte di Terna e delle imprese distributrici con più di 50.000 clienti – dei piani di lavoro finalizzati anche all’adozione di nuove misure regolatorie volte all’incremento della resilienza.
- 2.6 In relazione al tema del ripristino della fornitura, deve ancora essere completato il lavoro di pre-analisi a cura del Tavolo Resilienza. Solo in esito a tale confronto sarà possibile la formulazione di orientamenti mirati. Tuttavia nel seguito del documento vengono formulate prime ipotesi di caratterizzazione e successiva regolazione della fase di ripristino come indirizzo di lavoro per il Tavolo Resilienza.

- 2.7 A margine dei lavori del Tavolo Resilienza, il CEI ha costituito un Gruppo di lavoro informale, che ha favorito la predisposizione di documentazione da parte degli operatori di rete e di RSE in materia di resilienza e di indicatori di resilienza delle reti elettriche, in parallelo ai lavori del Tavolo Resilienza. Tale documentazione è stata resa disponibile alla Direzione Infrastrutture dell’Autorità ad inizio dicembre 2016 ed è pubblicata sul sito internet dell’Autorità.¹⁰
- 2.8 La deliberazione dell’Autorità 127/2017/R/eel del 9 marzo 2017 “Resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica: estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete”, ha fissato un limite di 72 ore oltre le quali, e sino ad un massimo di 240 ore, gli indennizzi agli utenti disalimentati sono a carico degli operatori di rete, anche se l’innesco delle interruzioni è dovuto a forza maggiore. Sono state fatte salve le fasi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza (es.: ordinanza di un’authority competente che impedisca di accedere agli impianti danneggiati) durante le quali le relative quote parti degli oneri relativi agli indennizzi erogati ai clienti finali disagiati e disalimentati sono a carico del Fondo eventi eccezionali.
- 2.9 Tale disposizione si combina con la progressiva revisione degli standard sulle interruzioni prolungate o estese che, con il TIQE 2016-2023, sono stati aggiornati e progressivamente allineati ad 8 ore per tutto il territorio italiano, a partire dal 2020. Oltre tale tempo massimo sono riconosciuti indennizzi agli utenti per ogni causa e origine di interruzione¹¹.
- 2.10 In esito ai lavori del Tavolo Resilienza riguardo la tenuta alle sollecitazioni, con la determina della Direzione Infrastrutture 2/2017, è stata approvata la parte prima delle Linee guida per la presentazione dei piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico (Linee guida), sulla base delle quali gli operatori di rete hanno predisposto una prima versione dei piani di lavoro trasmessi all’Autorità tra la fine di marzo e l’inizio di aprile 2017, in alcuni casi successivamente aggiornati (di seguito: piani di lavoro 31 marzo 2017).
- 2.11 È infine opportuno evidenziare che l’indicatore di resilienza introdotto con la parte prima delle linee guida intercetta solo gli aspetti legati alla tenuta delle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica alle sollecitazioni, e non ancora gli aspetti legati al ripristino. L’indicatore di resilienza adottato è direttamente proporzionale al tempo di ritorno dell’evento che causa il

¹⁰ http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/002-17dieu_GdL_CEI.pdf.

¹¹ Parte I, Titolo 7 del TIQE.

disservizio e inversamente proporzionale al numero di clienti disalimentabili.¹² Esso risente pertanto sia del *rischio*, espresso attraverso la probabilità di accadimento di eventi che possono comportare sollecitazioni superiori ai limiti di progetto delle linee, sia della *magnitudo* dell’impatto (valutata in termini di consistenza dell’utenza sottesa all’elemento di rete a rischio).

- 2.12 L’indice di resilienza rappresenta un elemento chiave alla base delle analisi di impatto/beneficio da parte degli operatori di rete. Più in generale, i piani di lavoro devono valutare principalmente:
- a) l’indice di resilienza attuale delle reti o di loro porzioni, cioè prima dell’effettuazione degli interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni, a fronte di varie tipologie di eventi;
 - b) l’indice di resilienza post-intervento;
 - c) il costo e il beneficio attesi di ogni intervento.

Esame dei piani di lavoro trasmessi dagli operatori

- 2.13 Gli Uffici dell’Autorità hanno esaminato i piani di lavoro 31 marzo 2017. Ogni operatore ha sviluppato, in modo più o meno completo, una prima versione del piano, sulla base delle tipologie di evento (dette anche “fattori critici”) maggiormente ricorrenti nel territorio servito, riservandosi di estendere il piano, in tempi successivi, ad altri fattori critici ritenuti rilevanti.
- 2.14 L’esame dei piani di lavoro 31 marzo 2017 ha consentito di evidenziare che le tipologie di evento complessivamente analizzate sono diverse in relazione ai territori serviti dalle diverse imprese distributrici:
- a) per quanto riguarda Terna¹³ ed e-distribuzione, il fattore di rischio su cui si sono maggiormente concentrati i piani di lavoro 31 marzo 2017 è la formazione del manicotto di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi;
 - b) altre imprese distributrici hanno preso in esame anche:
 - i. la caduta di alberi fuori fascia per neve, ghiaccio e vento;

¹² Il tempo di ritorno di un evento è il numero di anni dato dall’inverso della probabilità annuale di accadimento di un evento di determinata severità in una data zona del Paese. La norma europea CEI EN 50341-2-13 definisce i criteri di dimensionamento delle linee elettriche aeree in conduttori nudi sulla base delle sollecitazioni conseguenti alla presenza di manicotti di ghiaccio e alla contemporanea azione del vento, con tempo di ritorno standard pari a 50 anni. Le prescrizioni di questa norma definiscono i criteri di progetto delle nuove linee, ma consentono anche di individuare il tempo di ritorno per le linee elettriche esistenti sulla base delle loro caratteristiche meccaniche ed area geografica di installazione.

¹³ Una sintesi delle azioni di mitigazione previste da Terna è contenuta nell’Appendice A al documento per la consultazione 542/2017/R/eel.

- ii. gli allagamenti di cabine di trasformazione per forti piogge o esondazioni di corsi d'acqua.
- 2.15 e-distribuzione e altre imprese distributrici hanno inoltre dichiarato che analizzeranno anche il fattore critico relativo alle ondate di calore.
- 2.16 Più in dettaglio, in merito al fenomeno della formazione dei manicotti di ghiaccio:
- a) Terna ha caratterizzato la rete sulla base delle sollecitazioni previste dalla Norma CEI EN 50341, individuando gli interventi prioritari considerando sia la distribuzione sul territorio nazionale della formazione di manicotti di ghiaccio, secondo una mappa geografica elaborata nell'ambito della Ricerca di sistema (di seguito: mappa RSE¹⁴), sia la frequenza degli eventi effettivamente avvenuti; Terna ha inoltre fornito alcuni elementi di costo e di beneficio per ciascun intervento. L'appendice A al documento per la consultazione 542/2017/R/eel sintetizza il contenuto del piano di lavoro 31 marzo 2017 trasmesso da Terna, che prevede anche l'adozione di interventi di prevenzione e mitigazione (es.: (i) installazione di dispositivi antitorsionali, (ii) di stabilizzatori di fase, (iii) di gruppi *anti-icing* e *de-icing*, (iv) modifiche preventive di assetto tramite riconfigurazioni etc.).
 - b) e-distribuzione ha considerato sia le sollecitazioni previste dalla Norma CEI EN 50341, sia quelle determinate in base ad un modello predittivo del "manicotto di ghiaccio"¹⁵, oltre agli eventi di caduta di linee elettriche aeree realmente accaduti negli ultimi anni e riconducibili alla formazione di manicotti di ghiaccio. Il piano di lavoro 31 marzo 2017 di e-distribuzione individua le singole linee oggetto di intervento, le loro caratteristiche tecniche, il tempo di ritorno di ciascuna linea ed il numero di utenti interessati, quindi l'indice di resilienza, i costi e i benefici attesi di interventi che in massima parte sono previsti con posa di cavo aereo¹⁶.
 - c) Altre sei imprese distributrici hanno sviluppato il proprio piano di lavoro 31 marzo 2017 considerando le possibili sollecitazioni a cui può essere sottoposta la propria rete in completa aderenza alla Norma CEI EN 50341.

¹⁴ Documento RSE "Banca dati meteorologica e metodologica per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree" del 14 novembre 2016; pubblicato contestualmente alla determina DIEU 2/2017.

¹⁵ Modello PRE.MA.G ("PREvisione della formazione del MANicotto di Ghiaccio", sviluppato da CESI con la collaborazione di e-distribuzione).

¹⁶ L'incremento di tenuta alle sollecitazioni di linee aeree in conduttori nudi è possibile in tre modi: i) sostituzione con linee aeree in conduttori nudi di sezione maggiore, ii) sostituzione con cavi aerei (cd. elicord), iii) interrimento. La ii) è quella più sostenibile economicamente nell'offrire un accettabile livello di tenuta alle sollecitazioni contro i manicotti di ghiaccio.

Anche in questo caso i piani di lavoro 31 marzo 2017 hanno individuato un insieme di interventi che sono considerati prioritari ai fini dell'incremento della resilienza del sistema. Non tutte le sei imprese hanno fornito dati di costo e beneficio associati a tali interventi.

- 2.17 In merito al fenomeno della caduta di alberi sui conduttori, una impresa distributrice ha considerato i dati storici nella propria disponibilità relativi alla caduta alberi sui conduttori nudi (es. valutazione delle reti cadute associate ai PCP¹⁷), fornendo dati di costo e beneficio associati a tali interventi. Una seconda impresa ha evidenziato la presenza di questo fattore critico, ma lo ha analizzato congiuntamente al fattore critico relativo al manicotto di ghiaccio.
- 2.18 In merito ai fenomeni di allagamenti per precipitazioni intense o “bombe d’acqua”, cinque imprese operanti in ambito prevalentemente urbano hanno considerato i dati e le informazioni nella propria disponibilità relativi ad eventi realmente accaduti. Tali imprese hanno individuato una o più soglie di piovosità, sulla base dei dati storici registrati da pluviometri di soggetti deputati al monitoraggio di tale fenomeno, le relative probabilità di accadimento e gli impatti attesi in funzione della vulnerabilità dei propri impianti (cabine secondarie). Alcune imprese hanno identificato la soglia di piovosità che dà origine ai Periodi di Condizioni Perturbate. Non tutte le imprese hanno completato l’analisi dei costi e dei benefici correlati ai singoli interventi presenti nei Piani.
- 2.19 Il fenomeno delle ondate di calore, come sopra accennato, pur essendo stato preannunciato da alcune imprese come elemento su cui dedicare attenzione e successive analisi, non è stato analizzato in alcuno dei piani di lavoro 31 marzo 2017 (si vedano anche i successivi punti 3.6 e 3.7).
- 2.20 Dal confronto tra gli Uffici dell’Autorità con gli operatori, inoltre, è emerso che il coordinamento tra Terna e gli operatori della distribuzione, come previsto dagli artt. 77 del TIQE e 37 del TIQ.TRA, deve ancora completarsi ai fini della selezione degli interventi ottimali per la resilienza. Tale coordinamento richiede la condivisione preliminare di approcci metodologici e di informazioni che sono utili per evitare interventi subottimali¹⁸ sulle reti che impatterebbero

¹⁷ Periodo di Condizioni Perturbate (PCP) di cui al TIQE (scheda 1). Il PCP è un periodo di 6 ore consecutive nel quale il numero di interruzioni senza preavviso lunghe sulle linee MT e BT della medesima provincia è superiore a un valore soglia del numero di interruzioni senza preavviso lunghe, registrate. Il valore soglia è stato definito sulla base di modelli statistici in collaborazione con il Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano nel 2007 e viene rivalutato annualmente tenendo conto dell’ultimo triennio.

¹⁸ Ad esempio, può essere subottimale un doppio intervento non coordinato sia lato trasmissione sia lato distribuzione o un intervento da parte di uno solo dei due operatori, a costo maggiore dell’alternativa, se disponibile a minor costo e analoga efficacia, da effettuarsi nella rete dell’altro operatore.

inopportuno sulla tariffa di trasporto o interventi poco efficaci se non accompagnati da interventi sulla rete dell'altro operatore.

- 2.21 A questo riguardo, l'Autorità ritiene che la collaborazione tra Terna e le imprese distributrici debba svilupparsi in modo da risultare efficace ed efficiente per le scelte di investimento nei futuri piani per la resilienza ma anche non eccessivamente onerosa.
- 2.22 Nel complesso l'Autorità ritiene che sia stata avviata una fase importante, ancorché particolarmente complessa, di analisi dell'affidabilità delle reti elettriche avente come obiettivo principale l'individuazione di "punti deboli" del servizio a fronte di eventi meteorologici severi e specifici fattori critici.

Spunti per la consultazione

- Q.2** *Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?*
- Q.3** *Quali aspetti del coordinamento tra operatori di distribuzione e di trasmissione si ritiene che possano essere semplificati alla luce dell'esperienza fin qui maturata?*

3 Criticità emerse, sviluppo e progressivo consolidamento delle Linee guida

Criticità in merito ai carichi di ghiaccio e neve previsti dalla norma CEI EN 50341

- 3.1 In relazione al fattore critico relativo ai manicotti di ghiaccio, dall'esame della documentazione ricevuta e da primi confronti con gli operatori, si rileva che in alcune parti del territorio italiano i carichi da neve e ghiaccio previsti dalla norma CEN EN 50341 - con tempo di ritorno di 50 anni – si discostano da quelli previsti da altre mappature (vd punto 2.16 e nota a piè pagina n. 14) e da quelli ottenuti da e-distribuzione applicando il modello PRE.MA.G (vd nota a piè pagina n. 15).
- 3.2 Da approfondimenti richiesti in particolare a RSE e a Terna in relazione a queste discrepanze è emerso che:
- a) Si può presumere che i cambiamenti climatici globali abbiano portato all'insorgenza di configurazioni meteorologiche che determinano, con maggiore frequenza, condizioni di temperatura, umidità ed altri fattori meteo che favoriscono le cosiddette nevicite umide, che comportano maggiori

sollecitazioni di neve e ghiaccio sulle linee aeree con conduttori nudi rispetto alla neve più asciutta¹⁹.

- b) La norma esistente (CEI EN 50341-2-13), per quanto migliorativa della precedente, potrebbe beneficiare di una verifica dei carichi di neve/ghiaccio ivi indicati, alla luce dei fenomeni succedutisi negli ultimi 15 anni. Infatti tali fenomeni hanno mostrato zone critiche del territorio italiano nei riguardi del fenomeno della neve umida; in particolare per tali zone può essere opportuno verificare la mappatura di detta norma. Le mappe dell'annesso nazionale (NNA – *National Normative Annex*) alla norma CEI EN 50341 erano state realizzate con criteri empirici basati sui fenomeni osservati fino all'anno 2004 (sulla base principalmente di dati meteorologici delle stazioni dell'aeronautica, dagli anni '50, e di fenomeni di danneggiamenti alle linee a partire dagli anni '70).
 - c) Il verificarsi di disservizi gravi e frequenti in varie aree considerate non potenzialmente critiche ai sensi della norma CEI EN 50341 impone di prendere in esame, oltre ai suddetti criteri empirici, anche una nuova mappatura delle condizioni meteorologiche sul territorio nazionale basata su una ricostruzione delle condizioni favorevoli alla neve umida, con l'utilizzo di simulazioni modellistiche, basate sulla cosiddetta rianalisi meteorologica, che integri le misure delle stazioni meteorologiche presenti sul territorio. Tali modelli, peraltro, possono essere messi a punto solo grazie alla disponibilità, oltre che dei dati meteo, anche della verifica di dati osservazionali sulle linee.
 - d) In campo internazionale, un approccio modellistico analogo è stato sperimentato in alcuni Paesi, nessuno dei quali peraltro ha ancora introdotto nella normativa questi metodi, considerati in fase di messa a punto.
- 3.3 Alla luce di quanto emerso e sopra riassunto, l'Autorità ritiene opportuno avviare il percorso di verifica delle mappe di rischio al fine di un loro aggiornamento, anche valutando l'attendibilità di approcci modellistici alle luce dei risultati delle prime sperimentazioni internazionali.

Consolidamento delle Linee guida per la resilienza

- 3.4 Come già osservato, le Linee guida per la resilienza necessitano di essere integrate con l'ambito ripristino e di pervenire ad un primo consolidamento per l'ambito relativo alla tenuta alle sollecitazioni. Con il presente documento

¹⁹ Si veda il rapporto dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) "*Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation*" pubblicato nel 2012 (https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srex/SREX_Full_Report.pdf).

L'Autorità intende raccogliere pertanto nuovi elementi utili a questo scopo che potranno essere analizzati al Tavolo Resilienza e, come già evidenziato al punto 1.29, forniti al Ministero dello sviluppo economico in modo che possano essere utilizzati per la definizione della SEN sull'aspetto specifico della resilienza e delle sue modalità attuative.

- 3.5 L'esame dei piani di lavoro 31 marzo 2017 predisposti dagli operatori di rete è stato utile per consentire all'Autorità di pervenire ad una perimetrazione dei possibili interventi effettivamente finalizzabili all'incremento della "tenuta alle sollecitazioni" della rete elettrica. L'orientamento dell'Autorità è di circoscrivere tali interventi ai seguenti fattori critici:
- a) formazione del manicotto di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi con azione combinata del vento;
 - b) caduta alberi fuori fascia di rispetto su linee aeree per peso eccessivo della neve;
 - c) allagamenti di cabine di trasformazione per forti precipitazioni o esondazioni di corsi d'acqua.
- 3.6 Nei propri piani di lavoro 31 marzo 2017, alcune imprese distributrici hanno evidenziato anche il tema delle ondate prolungate di calore, che possono portare al cedimento di isolamento di giunti interrati o alla rottura di altri componenti di rete. Le interruzioni di questo tipo non vengono considerate attribuibili a cause di forza maggiore, a meno che non avvengano in misura contemporanea così intensa da superare la soglia di individuazione dei Periodi di Condizioni Perturbate.
- 3.7 L'Autorità considera pertanto che la regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso fornisca già incentivi alla prevenzione e mitigazione delle interruzioni derivanti da perdita di isolamento per effetto di ondate di calore e accoglie con favore lo sviluppo, da parte delle imprese distributrici o di loro associazioni, di metodologie, per la valutazione di tale fattore di rischio.
- 3.8 Come già osservato, anche l'aspetto relativo al ripristino da un lato dovrà essere approfondito nell'agenda del Tavolo Resilienza, dall'altro tenere conto:
- a) degli effetti della delibera 127/2017/R/eel;
 - b) degli orientamenti preliminari dell'Autorità, illustrati nel successivo capitolo 6 del presente documento.
- 3.9 L'Autorità ritiene che le linee guida, una volta conseguito il primo consolidamento di cui sopra, necessitino comunque di successivi momenti di aggiornamento, alla luce della prima attuazione della regolazione e delle prime attività svolte dagli operatori sulle reti.

Spunti per la consultazione

- Q.4** *Quali azioni concrete e da parte di quali attori si ritengono opportune per dare seguito a quanto auspicato dall’Autorità in tema di aggiornamento delle mappe di rischio utilizzate per la normativa tecnica sui limiti strutturali di progetto delle linee?*
- Q.5** *Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell’emi-periodo di regolazione 2016-2019? Se no, perché?*

4 Pianificazione e monitoraggio: incentivi reputazionali

- 4.1 Sulla base del miglioramento del processo di predisposizione e consultazione del Piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale, l’Autorità ritiene opportuno che anche per le reti di distribuzione dell’energia elettrica i processi di selezione degli investimenti siano sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici, con le quali sarà possibile individuare il bilanciamento ottimale tra interventi mirati all’incremento della tenuta alle sollecitazioni e quelli mirati al miglioramento del ripristino della fornitura, come indicato nella parte introduttiva (vd. punto 1.7).
- 4.2 In questo senso l’Autorità ritiene che un impulso alla maggiore efficacia nella fase di pianificazione possa derivare dall’introduzione di un nuovo approccio al riconoscimento dei costi in logica “*totex*”, che mira a spostare ancora di più il *focus* dall’investimento al servizio reso; infatti, l’utilizzo di strumenti di pianificazione corredati da opportune analisi costi/benefici permette di identificare un corretto piano di investimenti per gli anni successivi.
- 4.3 Dal momento che tale sforzo, come detto, è già in corso nel settore della trasmissione, questo capitolo si concentra sul settore della distribuzione.

Il percorso dagli attuali Piani di sviluppo a Piani Integrati di Distribuzione

- 4.4 In base all’articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28,²⁰ le imprese distributrici hanno l’obbligo di predisporre e di pubblicare annualmente

²⁰ Secondo tale disposizione, “*le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell’amministrazione concedente, rendono pubblico con periodicità annuale il piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Il piano di sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna S.p.a. e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indica i principali interventi e la previsione dei*

un Piano di sviluppo del sistema di distribuzione, con particolare riguardo agli investimenti resi necessari dal prorompente sviluppo della generazione distribuita.

- 4.5 L’Autorità ha dato attuazione a tale previsione di legge mediante l’articolo 4.6 del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), che prevede che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti pubblichino entro il 30 giugno di ogni anno i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica.
- 4.6 L’articolo 4, comma 6 del TICA prevede inoltre che *“In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione o cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in media tensione, ivi inclusa l’eventuale elettrificazione di nuove aree.”*
- 4.7 L’Autorità inoltre prevede ulteriori disposizioni con il proprio Testo Integrato in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas (TIUF), Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com, fra cui le seguenti:
- a) il Gestore Indipendente esprime parere vincolante per l’approvazione del piano di sviluppo (comma 9.2);
 - b) il Gestore Indipendente è delegato a: (i) predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell’attività che amministra; (ii) trasmettere detto piano all’Autorità come approvato dagli organi societari competenti con eventuali differenze (comma 14.2);
 - c) il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture predisposto dal Gestore Indipendente individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell’attività oggetto di separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano (comma 14.3).
- 4.8 Le disposizioni del TIUF comportano attività preliminari rispetto alla scadenza del 30 giugno fissata dal TICA, che sono importanti ai fini della programmazione temporale delle attività di pianificazione e analisi.
- 4.9 Al momento, i Piani di sviluppo predisposti dalle imprese distributrici contengono solo i principali interventi e non forniscono un piano dettagliato degli interventi per sviluppo del carico, rinnovo tecnologico e miglioramento della qualità del servizio.
- 4.10 L’Autorità ritiene che:

relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione”.

- a) sia da preferire un approccio integrato alla pianificazione in quanto consente di non focalizzarsi solo sui *driver* principali (come può essere stato lo sviluppo della generazione distribuita in particolare nel 2010-2011) e quindi di evitare possibili sottovalutazioni di altri *driver*, inclusa la resilienza stessa e i fenomeni di invecchiamento (*ageing*) delle reti;
- b) debba essere disegnato un percorso per arrivare a integrare gli attuali Piani di sviluppo, i piani per la resilienza e i piani di rinnovo tecnologico della rete (anche in relazione a possibili indicazioni che pervengano dall'attuazione della Strategia energetica nazionale) in Piani Integrati di Distribuzione (PID) da parte degli operatori di rete;
- c) il quadro regolatorio debba infine essere aggiornato al fine di razionalizzare la documentazione che le imprese distributrici devono predisporre, semplificando al contempo l'iter di comunicazione all'Autorità.

4.11 Gli orientamenti generali dell'Autorità sono i seguenti:

- a) I piani di lavoro 31 marzo 2017 predisposti da Terna e dalle imprese distributrici abbiano costituito un primo *step* di questo percorso; in tal senso, pur essendo stati predisposti e comunicati all'Autorità in base ad una disposizione regolatoria, l'Autorità ritiene ancora prematura una loro pubblicazione integrale, in quanto ancora affetti da una notevole disomogeneità (comprensibile in una fase di avvio).
- b) Come *step* intermedio di questo percorso, l'Autorità ritiene che, dapprima le imprese distributrici di maggiore dimensione, clienti debbano predisporre sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei propri Piani di sviluppo, di orizzonte almeno triennale, redatti con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi (vd Appendice 3 al presente documento) e la tracciabilità degli interventi effettuati, destinati alla pubblicazione e al monitoraggio come di seguito indicato.
- c) Infine, come successivo *step* si arriverebbe a forme integrate di pianificazione con Piani Integrati di Distribuzione, di orizzonte pluriennale (inclusi rinnovi e oggetto di possibili ulteriori affinamenti riguardo gli interventi di sviluppo), potenzialmente utili anche in prospettiva "*totex*".

4.12 Nel seguito vengono presentati più in dettaglio gli orientamenti dell'Autorità per attuare a breve quanto indicato alla lettera b) del punto precedente. L'ulteriore evoluzione (lettera c del punto precedente) sarà trattata in apposita consultazione di prossima pubblicazione.

Lo step intermedio: sezioni dei piani di sviluppo focalizzate sulla resilienza e relative schede intervento per le imprese distributrici di maggiori dimensioni

- 4.13 Come step intermedio, l’Autorità valuta che le disposizioni attuative di seguito descritte potrebbero essere applicate inizialmente solo alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti, che complessivamente servono oltre il 95% dei clienti finali in bassa tensione; sulla base della prima applicazione tale soglia potrebbe essere successivamente abbassata fino a 50.000 o 100.000 clienti.
- 4.14 Le sezioni dei piani di sviluppo focalizzate sulla resilienza potrebbero rispondere ai seguenti criteri minimi di omogeneità:
- a) descrizione degli obiettivi e dei criteri adottati dall’impresa distributtrice in materia di resilienza (ad esempio: compendio delle azioni in tema di tenuta alle sollecitazioni e in tema di ripristino, criteri adottati per l’individuazione di porzioni critiche della rete riguardo la tenuta alle sollecitazioni);
 - b) analisi degli eventi meteo eccezionali e delle relative disalimentazioni occorse negli anni precedenti (almeno cinque), utili ad individuare le criticità esistenti (incluso ove applicabile l’identificazione di porzioni di rete in necessità urgente di ricostruzione a seguito degli impatti di eventi meteo);
 - c) estensione delle valutazioni di cui al punto precedente all’intera rete dell’operatore, con analisi dell’età degli elementi di rete e delle azioni di rinnovo già previste e, per quanto possibile, dei fenomeni di invecchiamento, così da individuare le criticità future previste;
 - d) individuazione degli interventi di sviluppo proposti in materia di tenuta alle sollecitazioni e correlazione con le criticità presenti o future;
 - e) risultati (costi, benefici e impatti sull’utenza) attesi con il complesso degli interventi di sviluppo pianificati.
- 4.15 Le sezioni dei piani di sviluppo sarebbero accompagnate da un allegato, nella forma di schede intervento, che dovrebbero contenere almeno, per ciascun intervento:
- a) fattore critico di riferimento e correlazione a criticità esistente o futura;
 - b) area geografica dell’intervento;
 - c) data prevista di inizio dell’intervento e, quando applicabile, di ciascuna opera ad esso relativa;
 - d) data di fine intervento prevista;
 - e) data di fine intervento effettiva;

- f) avanzamento (fase di lavoro e spese già effettuate) alla data di aggiornamento del monitoraggio;
- g) impatto atteso (indice di resilienza *pre- e post-intervento*);
- h) beneficio atteso;
- i) costo atteso;
- j) costo effettivo a fine intervento.

Monitoraggio

- 4.16 Le schede di “intervento resilienza”, aggiornate periodicamente in corso d’anno, verrebbero inoltre pubblicate sui siti internet degli operatori, con un richiamo da una pagina dedicata del sito dell’Autorità. Ciò permetterebbe di rendere il monitoraggio uno strumento per dare contezza pubblica dell’avanzamento delle attività svolte dagli operatori per l’incremento della resilienza, di eventuali scostamenti rispetto al piano e, in ultimo, dell’avvenuta realizzazione di ogni intervento .
- 4.17 Tale monitoraggio potrebbe poi essere esteso, nel successivo *step*, ai Piani Integrati di Distribuzione.
- 4.18 La trasparenza – attraverso adeguate forme di pubblicizzazione non solo dei piani ma anche delle azioni effettivamente intraprese e compiute – può fornire un’importante incentivazione di tipo reputazionale alle imprese distributrici.

Spunti per la consultazione

- Q.6** *Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?*
- Q.7** *Si condivide in particolare l’orientamento ad applicare, in prima attuazione, lo step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti?*
- Q.8** *Si condividono i criteri minimi di omogeneità per le sezioni dedicate alla Resilienza dei Piani di sviluppo delle imprese distributrici di maggiori dimensioni?*
- Q.9** *Si condividono le proposte in tema di schede intervento resilienza (vd. anche Appendice 3), ad accompagnamento dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione?*

5 Possibili incentivi economici per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni

- 5.1 Come già accennato, con la presente consultazione l'Autorità intende acquisire elementi utili in relazione all'introduzione di possibili meccanismi incentivanti volti a favorire l'incremento della resilienza del sistema elettrico sotto il duplice profilo della tenuta alle sollecitazioni e del ripristino. Questo capitolo si concentra sul primo profilo.
- 5.2 Già nell'ambito del procedimento relativo alla regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2016-2023, l'Autorità aveva consultato i soggetti interessati circa nuove forme di regolazione incentivante, mirate a ridurre la quota di durata cumulata di interruzioni di qualsiasi causa e origine eccedenti X ore o il numero di utenti che rimangono disalimentati per più di X ore²¹.
- 5.3 Alla luce delle osservazioni pervenute, delle analisi svolte e degli interventi già effettuati con la delibera 127/2017/R/eel, l'Autorità non intende dare ulteriore seguito a tali ipotesi in quanto nel primo caso il rischio maggiore sembra rappresentato da un segnale poco efficace nell'indurre adeguate scelte degli operatori di rete, con possibili ricadute economiche negative per gli utenti. Nel secondo caso il rischio maggiore è dovuto alla volatilità annua dell'indicatore (come evidenziato dai grafici in Appendice 1 al presente documento), con possibili ricadute economiche negative per gli operatori di rete.
- 5.4 Ciò premesso, nel resto di questo capitolo sono esaminate possibili forme di incentivazione economica (penalità o premialità sottoposte a condizionalità) alle azioni per la prevenzione strutturale dei fattori critici. In applicazione della metodologia AIR, prevista dalla deliberazione 483/2014/R/eel di avvio del procedimento relativo a tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo di regolazione, vengono presentate diverse possibili opzioni, la cui valutazione sarà effettuata sulla base degli elementi raccolti con la presente consultazione.
- 5.5 L'Autorità intende limitare, per quanto possibile, la sovrapposizione di effetti tra eventuali nuovi incentivi (premieria/penalità) per la resilienza e i diversi meccanismi incentivanti già disciplinati dai vigenti Testi integrati della regolazione *output-based* e delle tariffe²².
- 5.6 In via preliminare è opportuno richiamare il fatto che la metodologia adottata nelle Linee guida permette di ordinare gli interventi per livello di rischio attuale

²¹ Si vedano i punti da 6.11 a 6.19 del documento per la consultazione 415/2015/R/eel.

²² E' peraltro evidente che alcuni interventi di incremento della resilienza delle reti elettriche possono contribuire anche alla riduzione delle interruzioni ordinarie. Ad esempio la sostituzione di cavo nudo con cavo aereo (c.d. *elicord*, vd nota 16) consente di diminuire il numero delle interruzioni brevi.

(indice di resilienza pre-intervento): questo consente un approccio selettivo per distinguere gli interventi più necessari (ovvero con indice di resilienza più basso).

5.7 Con riferimento all'incremento della tenuta della rete, l'Autorità considera le seguenti possibili opzioni:

- a) *Opzione TE-0*: limitarsi agli incentivi reputazionali descritti nel capitolo 4 di questo documento e non introdurre né penalità né premi; questa opzione potrebbe comunque includere provvedimenti regolatori nel caso di introduzione di eventuali obblighi di bonifica e ammodernamento tecnologico di parti vetuste e non adeguate che potrebbe derivare da azioni del Ministero dello Sviluppo Economico (secondo quanto prospettato nella consultazione sulla SEN), in modo che il mancato adempimento di tali eventuali obblighi sia sanzionabile dall'Autorità ai sensi della legge 481/95.
- b) *Opzione TE-1*: introdurre un meccanismo incentivante in forma di penalità nel caso in cui l'impresa distributrice non effettui, in un tempo opportunamente stabilito, almeno gli interventi "ad alta priorità" che presentano maggior rischio in base all'indice di resilienza pre-intervento. Tali interventi critici dovrebbero essere definiti dall'Autorità a seguito della presentazione dei Piani di sviluppo comprendenti la nuova sezione dedicata alla resilienza (vd capitolo 4).
- c) *Opzione TE-2*: in aggiunta alle penalità dell'opzione precedente TE-1 in caso di mancata o ritardata realizzazione degli interventi "ad alta priorità", introdurre anche un meccanismo incentivante in forma di premialità (soggette ad alcune condizionalità) per la realizzazione di ulteriori interventi che presentino benefici maggiori dei costi.

Servizio di distribuzione: opzione TE-1

5.8 Una volta disponibile, per i principali operatori di distribuzione, l'elenco degli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni della rete elettrica identificati secondo i diversi fattori critici,²³ l'Autorità dovrebbe stabilire una soglia di indice di resilienza. Gli interventi che presentano un indice di resilienza inferiore alla soglia verrebbero etichettati come interventi "ad alta priorità" e sorgerebbe in capo alle imprese distributrici un obbligo a realizzarli nei tempi indicati nelle schede di Piano dei medesimi interventi (tempi eventualmente modificabili dall'Autorità).

²³ In sede di prima applicazione le imprese distributrici potrebbero selezionare anche un unico fattore critico.

- 5.9 La realizzazione degli interventi “ad alta priorità” verrebbe ordinariamente remunerata con i meccanismi tariffari in vigore. La mancata realizzazione o il ritardo grave nella realizzazione darebbe luogo a penalità per l’impresa distributrice (salvo dimostrazione di impedimenti dovuti a iter autorizzativi particolari).
- 5.10 Per la fissazione della soglia di indice di resilienza al di sotto del quale l’intervento è considerato ad alta priorità e quindi può dar luogo a penalità nel caso di mancata o ritardata realizzazione, l’Autorità dovrebbe tenere conto degli effetti sulle tariffe connessi ai costi di tali interventi; per tale motivo tale soglia non è al momento pre-determinabile ma indicativamente (almeno in fase di prima attuazione) potrebbe essere identificata nei percentili più bassi dell’ordinamento degli interventi per indice di resilienza, grazie alla metodologia richiamata al punto 5.6.

Servizio di distribuzione: opzione TE-2

- 5.11 L’opzione denominata *TE-2* comprende sia le stesse penalità previste nell’opzione *TE-1*, sia un meccanismo incentivante in forma di premialità così delineato:
- a) esclusi gli interventi “ad alta priorità”, il premio potrebbe essere riconosciuto ad ulteriori interventi scelti dalle imprese distributrici tra quelli con indici di resilienza comunque critici (per esempio appartenenti al 10° percentile della distribuzione dell’indice di resilienza a cui si riferisce la metodologia delle Linee guida);
 - b) in logica di *sharing* del beneficio netto per il sistema elettrico, solo gli interventi con rapporto beneficio/costo maggiore di 1 (o di un’altra soglia definita dall’Autorità) potrebbero essere oggetto di premialità; tale rapporto potrebbe essere valutato o con riferimento a un singolo intervento e alla relativa parte critica di linea MT o a gruppi di interventi caratterizzati da valori dell’indice di resilienza appartenente a un medesimo *range*; ²⁴
 - c) il premio potrebbe essere riconosciuto solo a interventi aventi carattere strutturale, incluse soluzioni tecniche innovative. L’Autorità si riserva di escludere da forme di incentivazione economica interventi che, pur finalizzati a mitigare uno o più dei fattori di rischio indicati nel cap. 3,

²⁴ Gli interventi di incremento di tenuta alle sollecitazioni per evitare interruzioni prolungate che coinvolgono utenti isolati in zone rurali hanno probabilmente basso impatto e basso beneficio, con la conseguenza che tali interventi avrebbero beneficio/costo <1. Si ritiene che in questi casi possano essere maggiormente pertinenti gli orientamenti relativi al ripristino della fornitura.

rivestano carattere di ordinarietà e siano già oggetto di incentivazione con i consueti meccanismi della continuità del servizio;²⁵

- d) in ragione del criterio di evitare duplicazione di incentivi non dovrebbero essere ammessi a questa incentivazione interventi di automazione o telecontrollo che – oltre a essere ordinariamente remunerati dai meccanismi di riconoscimento dei costi – generano effetti positivi sugli indicatori ordinari della continuità del servizio e sono quindi già oggetto di premialità;
- e) il premio sarebbe erogato solo se fossero rispettate alcune condizionalità (vd successivi punti).

Commisurazione dei premi e delle penali

- 5.12 I premi potrebbero essere commisurati a una parte del beneficio attualizzato netto conseguibile con l'intervento: per esempio, il premio potrebbe essere pari (per ciascun intervento) a una quota annua di beneficio netto (= beneficio meno costi); eventualmente, potrebbe essere posto un *cap* al premio, espresso come frazione del costo stimato per la realizzazione dell'intervento.
- 5.13 Tuttavia, allo stato attuale, la stima dei benefici potrebbe risultare ancora non adeguatamente consolidata e pertanto potrebbe risultare opportuno, in una prima fase, una commisurazione dei premi non al beneficio netto, bensì a un parametro più facilmente accertabile.
- 5.14 L'Autorità potrebbe quindi considerare per la prima applicazione del meccanismo incentivante una commisurazione del premio in relazione all'energia distribuita sui segmenti di rete la cui tenuta alle sollecitazioni è aumentata per effetto degli interventi. L'energia distribuita verrebbe approssimata con l'energia prelevata dai clienti di bassa e media tensione connessi a tali segmenti di rete, trascurando in prima approssimazione l'energia immessa da impianti di generazione distribuita.
- 5.15 In alternativa, la commisurazione dei premi potrebbe essere effettuata in relazione al numero di utenti sottesi all'intervento, parametro anche questo più facilmente accertabile rispetto all'energia distribuita.

²⁵ Ad esempio, con riferimento al fattore di rischio dei “manicotti di ghiaccio”, potrebbero essere esclusi dall'incentivazione gli interventi su porzioni di rete che alimentano cabine secondarie non incluse nel 10° percentile di cui al punto 8. dell'appendice 2 alle Linee guida. Oppure, con riferimento al fattore di rischio “allagamenti per precipitazioni intense”, gli interventi mirati a prevenire solo interruzioni del servizio elettrico in corrispondenza di precipitazioni “di prima soglia”, cui corrisponde l'insorgere di primi guasti sulla rete di distribuzione elettrica che però non danno luogo all'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate (PCP) ai sensi del TIQE.

- 5.16 Per il dimensionamento delle penalità, potrebbe essere utilizzato il parametro del beneficio complessivo. Analoghe considerazioni di facilità di accertamento a quelle dei paragrafi precedenti possono essere compiute anche per le penalità.

Condizionalità da rispettare nel caso della opzione TE-2

- 5.17 L’Autorità ritiene opportuno considerare anche alcune condizionalità per l’erogazione degli eventuali premi. In caso di adozione dell’*opzione TE-2*, sono possibili a tale proposito almeno due modalità:
- a) condizionare, in tutto o in parte, l’erogazione di eventuali premi al rispetto delle tempistiche previste dalle stesse imprese distributrici e indicate nelle “schede intervento resilienza”;
 - b) condizionare, in tutto o in parte, l’erogazione di eventuali premi all’evidenza di addizionalità degli investimenti per la resilienza rispetto a un *trend* storico di attività connesse al rinnovo; tale ipotesi costituirebbe un elemento di contrasto al decadimento dello sviluppo osservato negli ultimi anni sulle reti di distribuzione (vd. Appendice 2 al presente documento). Attraverso la consultazione si intende indagare quale/i indicatore/i potrebbero essere più adatti a permettere la verifica di tale addizionalità rispetto al trend storico; potrebbe trattarsi ad esempio della variazione delle consistenze di rete e/o di indicatori legati alle caratteristiche della rete (es. percentuale di cavizzazione per tipologia di area territoriale). In ogni caso dovrebbe trattarsi di indicatori costruiti su grandezze fisiche, e non “a valore”, per non indurre effetti non desiderati sulla spesa.
- 5.18 L’Autorità è consapevole che entrambe le soluzioni indicate possono offrire il fianco a comportamenti opportunistici, ma ritiene che da una parte la pubblicazione delle schede intervento e dall’altra una adeguata calibrazione della verifica di addizionalità (tenendo adeguatamente conto dei livelli storici degli indicatori selezionati) possano costituire elementi di contrasto ai rischi prima evidenziati.
- 5.19 Inoltre, in caso di adozione dell’*opzione TE-2*, l’Autorità darà luogo a controlli, sistematici e a campione, mirati ad accertare l’effettivo rispetto delle condizionalità.
- 5.20 In funzione della gravità delle risultanze dei controlli, i premi potrebbero non essere erogati, o esserlo in misura parziale, o dover essere restituiti, in tutto o in parte, facendo comunque salva la facoltà dell’Autorità di avviare procedimenti a carattere sanzionatorio o prescrittivo nei casi più gravi.

Servizio di trasmissione

- 5.21 Considerate le specificità della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione in relazione agli effetti di eventi meteorologici eccezionali, l'Autorità non è orientata ad applicare a Terna incentivi economici per l'incremento della tenuta della rete per evitare effetti di doppia incentivazione.

Spunti per la consultazione

- Q.10** *Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione di interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni per il settore della distribuzione? Quale delle tre opzioni appare preferibile? Nel caso dell'opzione TE-1 (solo penalità), quale impatto massimo dovrebbe essere previsto per le imprese distributrici? In caso di adozione dell'opzione TE-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto sulla tariffa (per esempio in euro/cliente/anno, con riferimento all'intera base di clienti BT)? Quale parametro si ritiene preferibile per la commisurazione dei premi e delle penali, e perché?*
- Q.11** *Quale/i indicatore/i si ritengono più idonei per rappresentare il trend storico rispetto al quale verificare l'addizionalità degli interventi per la resilienza?*
- Q.12** *Si condivide la proposta per il settore della trasmissione?*

6 Possibili incentivi economici per l'efficacia del ripristino

- 6.1 Questo capitolo è dedicato alle possibili forme di incentivazione per una maggiore efficacia della fase di ripristino della rete di distribuzione, in termini sia di rapidità che di mitigazione dell'ampiezza degli effetti di eventi che abbiano provocato cedimenti strutturali. Tali forme di incentivazione sono rivolte alle imprese di distribuzione, come chiarito di seguito.
- 6.2 Si sottolinea altresì che ricadono in questo ambito anche azioni preventive (di protezione o di approntamento in caso di allerta) che contribuiscono in fase di ripristino alla riduzione dei tempi di disservizio per i clienti.
- 6.3 Il segnale incentivante delineato in questo capitolo avrebbe un effetto coadiuvante a quello già fornito alla regolazione premi/penalità della durata delle interruzioni senza preavviso, attraverso cui si sono sviluppati gli investimenti finalizzati al ripristino della fornitura tramite l'automazione della rete, per esempio con manovre di riconfigurazione gestite da remoto attraverso i sistemi di telecontrollo.

- 6.4 La specificità del segnale incentivante delineato in questo capitolo dovrebbe essere quella di essere focalizzato sulle attività gestionali necessarie per il ripristino del servizio in condizioni di emergenza, anche con modalità provvisorie (es. inserimento mirato di gruppi elettrogeni). Le proposte sviluppate sono rivolte al ripristino dell'alimentazione per gli utenti MT e BT, connessi alle reti di distribuzione, in quanto è sulle reti di distribuzione che si registrano le interruzioni di maggiore durata.²⁶
- 6.5 Con riferimento al tema del ripristino in condizioni di emergenza, l'Autorità ritiene opportuno focalizzare le opzioni di intervento regolatorio sui seguenti obiettivi:
- a) premiare la prontezza di pre-allertamento in caso di previsioni, anche a breve termine, di possibili eventi meteorologici severi, in modo da ridurre al massimo i tempi di intervento in caso di successiva effettiva occorrenza dei fenomeni;
 - b) premiare la capacità degli operatori di dispiegare ed organizzare al meglio le risorse (es. mezzi per lo sgombero delle strade, mezzi anfibi utilizzabili in caso di allagamenti) disponibili nel territorio colpito da un fattore critico nelle ore immediatamente successive al verificarsi delle interruzioni;
 - c) favorire un maggiore coordinamento con le istituzioni deputate alla gestione delle crisi di emergenza e con gli altri servizi pubblici locali essenziali e dipendenti dal servizio elettrico.²⁷
- 6.6 Come per la tenuta alle sollecitazioni, in applicazione della metodologia AIR, vengono presentate tre possibili opzioni la cui valutazione sarà effettuata sulla base degli elementi raccolti con la presente consultazione:
- a) *Opzione RI-0*: mantenere gli attuali obblighi regolatori in tema di gestione dell'emergenza, che prevedono aggiornamento (e miglioramento) periodico dei piani di emergenza delle imprese distributrici;
 - b) *Opzione RI-1*: introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza,

²⁶ Nell'indagine conoscitiva sui disservizi occorsi in occasione degli eventi nevosi del febbraio 2015 in Lombardia e Emilia Romagna, è stato evidenziato che i contributi delle reti MT e BT alla durata media di interruzione sono largamente preponderanti (tra 86% e 98% del tempo totale di interruzione, a seconda dei territori esaminati (vd tabella 6 dell'Allegato A alla deliberazione 644/2015/E/eel).

²⁷ Anche in attuazione del punto 4, lettera b), della deliberazione 127/2017/R/eel finalizzato a "avviare confronti con le autorità preposte sulle possibili iniziative per la riduzione dell'impatto sul servizio elettrico di fattori esogeni alle reti elettriche". Su questo aspetto tema, l'Autorità auspica che la pubblicazione del presente documento possa favorire il confronto tra gli Uffici dell'Autorità, gli operatori di rete, i rappresentanti dei Comuni, della Protezione Civile, del Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco, e di altre istituzioni interessate.

con un premio *ex-ante* annuale commisurato a un meccanismo “a punti” basato sull’*assessment* di specifiche “azioni qualificate” (per un orizzonte inizialmente biennale, successivamente anche quadriennale) previste dalle imprese distributrici, con opportune verifiche di effettiva adozione delle azioni previste in occorrenza di eventi eccezionali;

- c) *Opzione RI-2*: introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, con un riconoscimento di costi *ex-post* in caso di occorrenza di eventi eccezionali, nei limiti di costi predeterminati previsti per azioni speciali di ripristino.

6.7 Le due ipotesi diverse dalla “ipotesi nulla” (*RI-0*) sono state sviluppate per rendere bilaterale (non solo penalità ma anche premialità) il segnale di penalizzazione per le imprese distributrici che non riescono a contenere i disservizi nell’arco delle prime 72 ore (salvo specifici motivi di sicurezza che ostino alle attività di ripristino) introdotto con le disposizioni contenute nella deliberazione 127/2017/R/eel, i cui effetti entreranno in vigore dal 1 ottobre 2017.

Servizio di distribuzione: opzione RI-1

6.8 Con riferimento all’*opzione RI-1*, una forma di incentivazione economica per il miglioramento delle azioni di ripristino a seguito di situazioni di emergenza, il meccanismo potrebbe essere basato su un sistema “a punti” così delineato:

- a) prevedere che le imprese distributrici possano presentare all’Autorità, su base volontaria, “azioni qualificate” di ripristino da applicare in condizioni di emergenza (e quindi coerente con le Linee guida per la gestione delle emergenze nonché con le indicazioni che potranno pervenire dal Tavolo Resilienza in materia di ripristino) per ridurre al minimo i disagi alla popolazione colpita dagli eventi e priva di energia elettrica;
- b) prevedere un sistema a punti, attraverso cui sia possibile per l’Autorità o per soggetti indipendenti dalla stessa incaricati, effettuare un *assessment* in base a un sistema a punteggio predefinito sulla base di criteri predeterminati e verificabili;
- c) darebbero luogo a punteggio solo “azioni qualificate” che esprimono una particolare e specifica iniziativa aggiuntiva rispetto alle attuali Linee guida di emergenza; il raggiungimento di una data soglia di punteggio potrebbe costituire titolo per un premio, commisurato al numero di clienti oggetto delle medesime azioni;
- d) le “azioni qualificate” dovranno essere verificabili; le modalità di verifica *ex-post* dovrebbero essere espressamente indicate già nella proposta delle

“azioni qualificate”; la mancanza di verificabilità condurrebbe a non guadagnare punti in sede di *assessment*;

- e) l’Autorità si riserva di verificare (anche mediante un soggetto indipendente incaricato allo scopo e/o con ispezioni senza preavviso) l’effettiva predisposizione delle “azioni qualificate” e dell’esecuzione di quelle non dipendenti dall’effettiva occorrenza di eventi eccezionali;
- f) in occasione di eventi di interruzioni di lunga durata e di vasta estensione l’Autorità si riserva di verificare (anche mediante un soggetto indipendente incaricato allo scopo) l’effettiva messa in pratica delle “azioni qualificate” dichiarate ai fini dell’*assessment* e dell’attribuzione del punteggio;
- g) la mancata predisposizione o messa in pratica delle azioni previste costituirebbe titolo per l’annullamento del premio, per un numero di anni da correlare alla gravità della mancata attuazione delle “azioni qualificate” previste dal piano di ripristino, essendo comunque fatte salve possibili sanzioni o altre più gravi iniziative in caso di dichiarazioni mendaci (vd oltre “condizionalità”).

6.9 L’Appendice 4 al presente documento fornisce alcuni primi esempi di possibili “azioni qualificate”. L’Autorità ritiene che, una volta raggiunto il consenso su quelle più efficaci e a cui possa essere data più rapida attuazione, sentito il Tavolo Resilienza, con successiva consultazione possa essere definito il punteggio da attribuire ad ogni azione qualificata e le modalità di erogazione dei premi. Trattandosi di una iniziativa assai innovativa, dovrebbe essere previsto un *tuning* dei criteri di punteggio dopo i primi eventi.

Servizio di distribuzione: opzione RI-2

6.10 Nell’opzione *RI-2* il meccanismo incentivante per il miglioramento delle azioni di ripristino a seguito di situazioni di emergenza avrebbe natura di riconoscimento di costi aggiuntivi, entro limiti predeterminati, per lo svolgimento di un menu di specifiche azioni speciali di ripristino.²⁸ In tale opzione, quindi, sarebbero necessari i seguenti passi:

- a) le imprese distributrici, anche attraverso il lavoro del Tavolo Resilienza, dovrebbero elaborare una proposta congiunta da sottoporre all’Autorità per la determinazione di specifiche azioni speciali e dei loro costi totali

²⁸ Anche per l’individuazione delle “azioni speciali di ripristino” si può fare riferimento all’Allegato 4. La differenza rispetto alle “azioni qualificate” dell’opzione *RI-1* sarebbe nel fatto che le azioni speciali dell’ipotesi *RI-2* verrebbero definite in via generale per tutte le imprese distributrici, mentre le “azioni qualificate” dell’ipotesi *RI-1* verrebbero presentate dalle singole imprese distributrici e sottoposte ad *assessment* specifico.

(capitalizzati e non) massimi, sorgenti rispetto alle attuali condizioni di gestione dell'emergenza, distinguendo tra costi indipendenti dal concreto accadimento di eventi di gestione dell'emergenza (es. prevenzione e preallertamento) e costi relativi all'effettivo accadimento di tali eventi (es. costi diretti di gestione dell'emergenza);

- b) l'Autorità dovrebbe in seguito approvare, anche con modifiche, tale proposta, corredata di costi standard e limiti massimi alla intensità delle azioni che potrebbero dipendere dalle caratteristiche territoriali, geografiche o in generale di rischio delle diverse aree servite (es.: numero massimo di mezzi speciali per lo sgombero della neve per 1.000 utenti in aree ad alto rischio);
- c) il costo standard di ogni azione speciale potrebbe avere una forma "binomia", ovvero essere suddiviso in una parte indipendente dal concreto accadimento di eventi di gestione dell'emergenza (per esempio, proporzionale al numero di mezzi predisposti), e una parte dipendente dal concreto accadimento di eventi (per esempio proporzionale alla durata dell'evento);
- d) il riconoscimento dei costi aggiuntivi avverrebbe in base ai costi standard approvati, nei limiti massimi approvati in base alle caratteristiche territoriali, sulla base di una rendicontazione da produrre in occasione dei già previsti report che le imprese distributrici devono fornire all'Autorità in occasione di eventi eccezionali.

6.11 Tale opzione si sostanzierebbe come detto nel riconoscimento dei costi (totali) sorgenti per le azioni speciali di ripristino, senza discriminare tra costi capitalizzati e non, e avrebbe natura incentivante per due motivi:

1. in primo luogo, permetterebbe agli operatori di ridurre l'onere degli indennizzi ai clienti a loro carico;
2. in secondo luogo, permetterebbe di evitare l'applicazione di meccanismi tariffari complessi e non completamente rispondenti alle specificità dei singoli eventi rispetto alle diverse reti di distribuzione.²⁹

6.12 Infine, si fa presente che tale soluzione si inserirebbe in futuro a pieno titolo nei nuovi meccanismi di riconoscimento di costo basati sulla spesa totale (*totex*) che saranno oggetto di specifiche consultazioni.

6.13 Anche nel caso della opzione RI-2, trattandosi di una iniziativa assai innovativa, deve essere prevista una seconda consultazione.

²⁹ Il parametro Y previsto della formula di aggiornamento dei costi operativi, infatti, verrebbe valutato rispetto ai costi operativi medi nazionali e non a quelli dalla singola impresa distributrice.

Condizionalità da rispettare nel caso delle opzioni RI-1 e RI-2

- 6.14 Nel caso delle due opzioni *RI-1* o *RI-2*, si tratterebbe di un incentivo di tipo asimmetrico nel senso che sarebbero previste solo premialità e non penalità. In assenza di specifiche penalità, l'Autorità ritiene opportuno prevedere alcune condizionalità per l'erogazione degli eventuali incentivi.
- 6.15 La principale condizione consiste, per entrambe le ipotesi, nell'effettiva messa in atto delle azioni ("qualificate" o "speciali") dichiarate dalle imprese, con riferimento sia alle azioni di predisposizione (indipendenti dalla effettiva occorrenza degli eventi eccezionali) sia alle azioni di gestione dell'emergenza (da effettuarsi in occasione degli eventi eccezionali).
- 6.16 Un'altra condizione, che deve essere attentamente indagata, riguarda la "scala" delle azioni, dovendo anche in questo caso attenersi a un principio di selettività secondo il quale solo le azioni effettivamente necessarie sono meritevoli di incentivazione.
- 6.17 Anche in caso di adozione dell'*opzione RI-1* o dell'*opzione RI-2*, l'Autorità darà luogo a controlli, sistematici e a campione, anche con ispezioni senza preavviso, mirati ad accertare l'effettiva messa in atto delle azioni dichiarate.
- 6.18 In funzione della gravità delle risultanze dei controlli, i premi potrebbero non essere erogati, o esserlo in misura parziale, o dover essere restituiti, in tutto o in parte, facendo comunque salva la facoltà dell'Autorità di avviare procedimenti a carattere sanzionatorio o prescrittivo nei casi più gravi, o di procedere ad altre più gravi iniziative in caso di dichiarazioni mendaci degli operatori.

Servizio di trasmissione

- 6.19 La regolazione prevede già meccanismi di compartecipazione in base ai quali gli indennizzi agli utenti MT e BT (per numero e durata delle interruzioni che eccedono gli standard fissati dall'Autorità) vengono suddivisi tra le imprese distributrici e Terna in funzione delle rispettive responsabilità nel causare le interruzioni.
- 6.20 Benché le opzioni fin qui illustrate si riferiscano alle imprese distributrici, che effettuano il servizio di ripristino ai clienti finali connessi alle reti da essi gestite, ulteriori ipotesi potrebbero essere sviluppate anche per Terna, qualora ciò emergesse come indicazione condivisa dalla consultazione. In tal caso occorre comunque tenere presente che le attività di ripristino di Terna (rivolte alla rialimentazione delle reti di distribuzione e non direttamente dei clienti finali) hanno natura diversa da quelle messe in atto dalle imprese distributrici.

Spunti per la consultazione

- Q.13** *Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione per migliorare l'efficacia del ripristino del servizio di distribuzione in condizioni di emergenza? Quale delle opzioni presentate appare preferibile? Nel caso delle opzioni RI-1 e RI-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto?*
- Q.14** *Si ritiene opportuno prevedere forme di incentivazione anche per il ripristino del servizio di trasmissione da parte di Terna? Per quali motivi e con quali modalità?.*

7 Roadmap

- 7.1 Questo capitolo è dedicato a tracciare delle possibili tempistiche per i prossimi passi, tenendo conto anche dei previsti sviluppi in prospettiva “*business plan*” e “*totex*”.
- 7.2 L’Autorità ha proposto nel capitolo 4 un percorso evolutivo dagli attuali Piani di sviluppo delle imprese distributrici verso Piani integrati di distribuzione, considerando uno step intermedio relativo a nuove sezioni dedicate alla resilienza nei Piani di sviluppo. In tale percorso:
- a) il 2018 potrebbe essere l’anno in cui implementare lo step intermedio;
 - b) la tempistica per i Piani integrati di distribuzione sarebbe correlata agli sviluppi in prospettiva “*forward looking*” citati nel medesimo capitolo 4.
- 7.3 Inoltre il 2018 sarebbe, auspicabilmente, anche il momento in cui consolidare le linee guida, quanto meno sull’aspetto “tenuta alle sollecitazioni”. Il consolidamento sull’aspetto “ripristino” potrebbe richiedere tempi più lunghi, principalmente in relazione alle analisi da parte del Tavolo Resilienza.
- 7.4 Sull’aspetto, fortemente correlato ai “piani resilienza”, di sviluppi in prospettiva “*business plan*” e “*totex*” sono previste più consultazioni, a partire già dal 2017 con un inquadramento generale del cambio di prospettiva; successive consultazioni si concentreranno su aspetti di dettaglio dei diversi meccanismi regolatori.
- 7.5 Per quanto riguarda l’adozione di incentivazioni economiche prospettate ai capitoli 5 e 6, si prevede al momento una seconda consultazione con la formulazione dei relativi orientamenti finali da parte dell’Autorità. Come già indicato nel capitolo 1, la tempistica di tale seconda consultazione terrà debito conto dell’interazione con e delle eventuali azioni dell’ente concedente.

Appendice 1: distribuzione nel tempo e nello spazio di alcuni indicatori di resilienza

Grafico A: Utenti BT disalimentati per interruzioni di durata superiore a 8 ore, dati relativi a di e-distribuzione

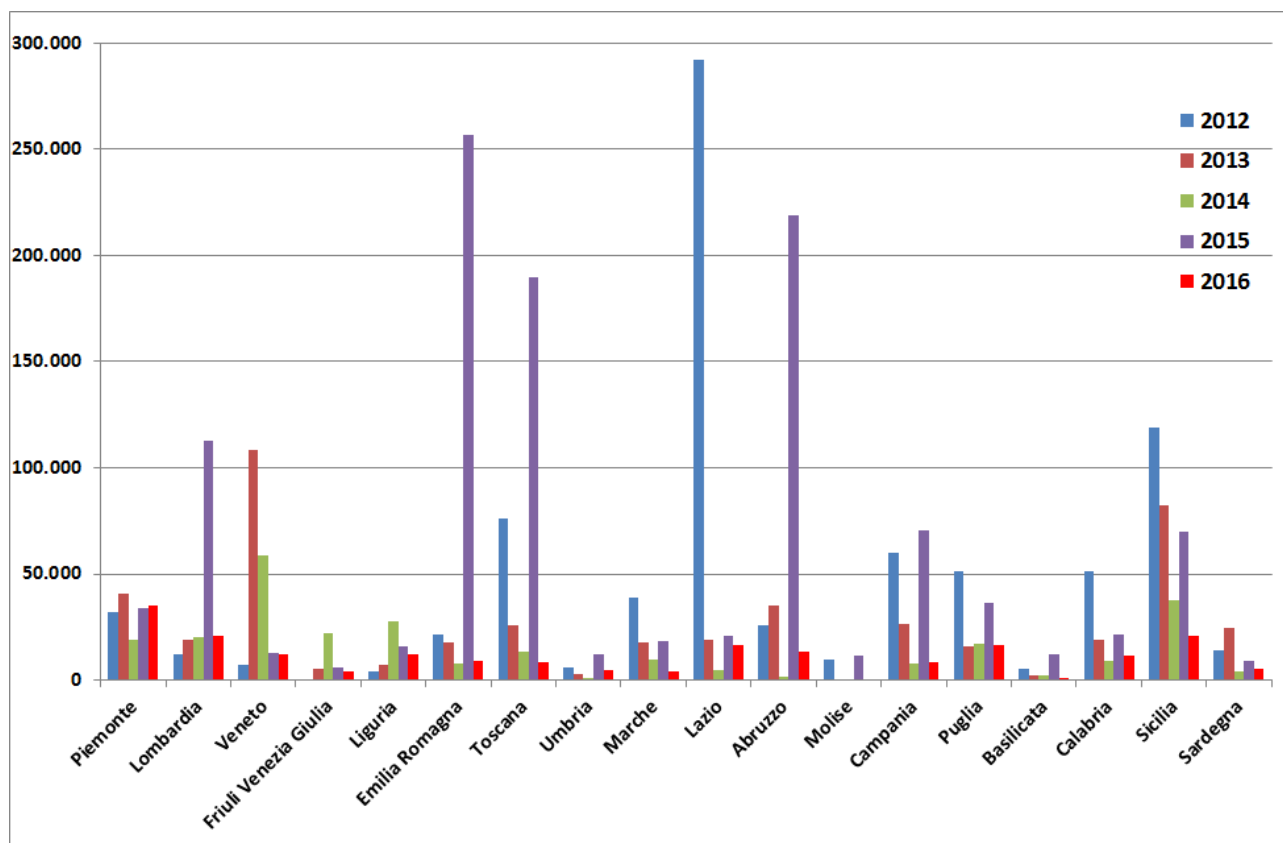


Grafico B: Utenti BT disalimentati per interruzioni di durata superiore a 72 ore, dati relativi a di e-distribuzione

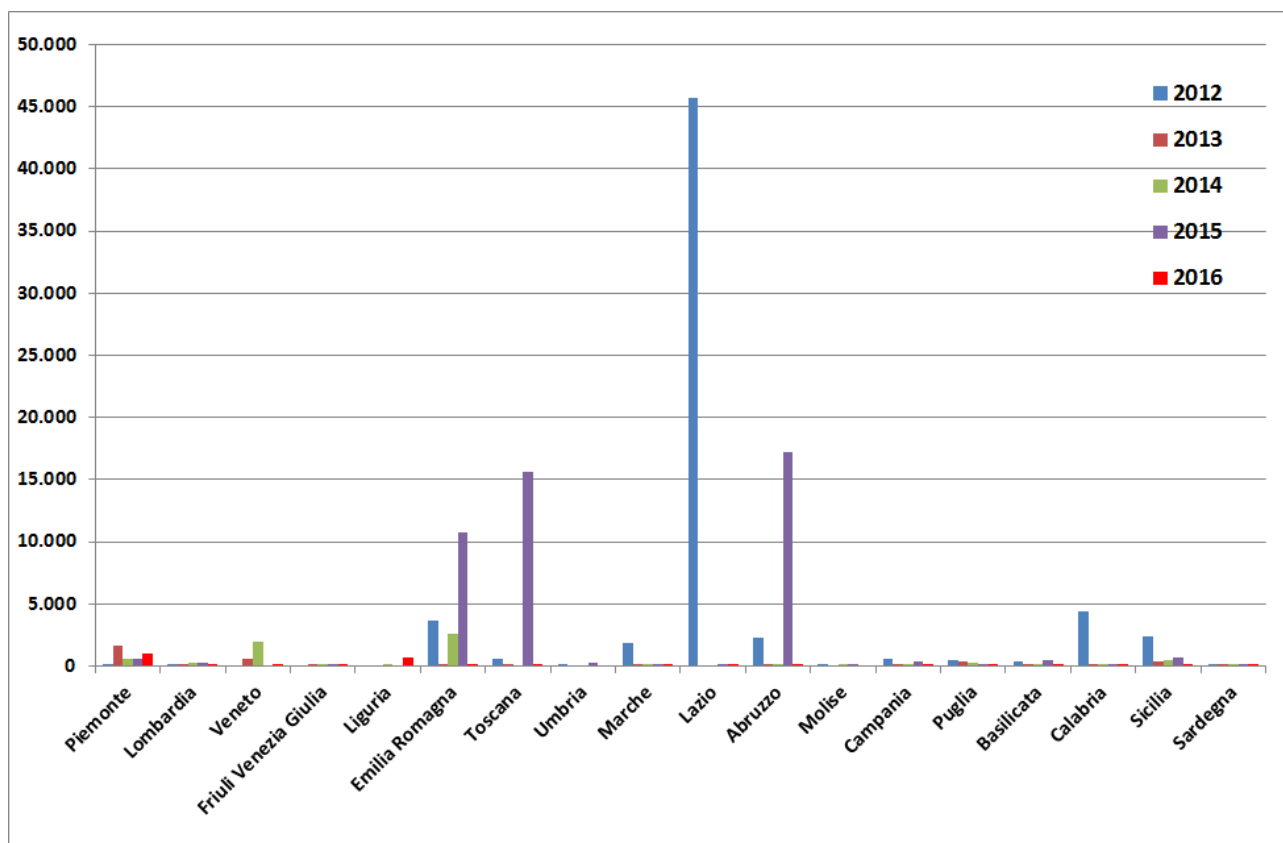
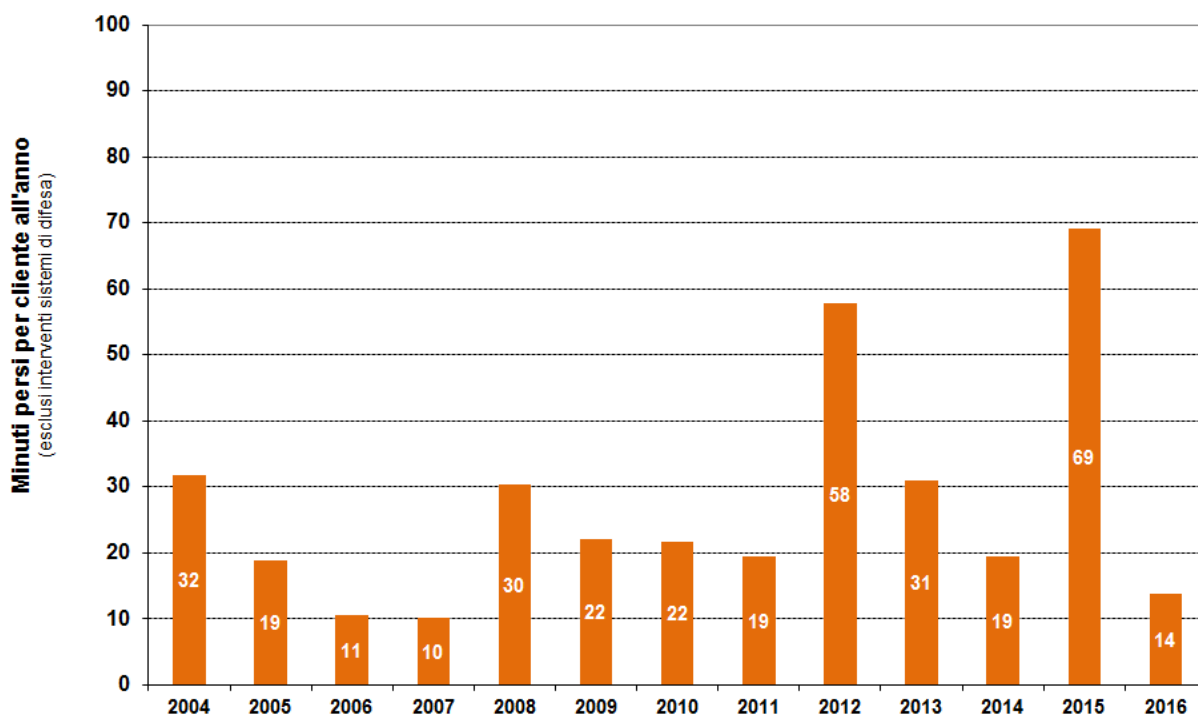


Grafico C: durata (minuti persi) delle interruzioni per utente BT attribuite a forza maggiore, inclusi gli incidenti rilevanti accaduti sulla RTN, esclusi i furti



Prendendo in esame le interruzioni di almeno 8 ore:

- nel 2012, dei 58 minuti attribuiti a forza maggiore 19 minuti sono dovuti ad eventi severi ed estesi accaduti nei soli giorni 3, 4, 5 febbraio nel Lazio e 9, 10, 11 marzo in Sicilia. In questi 6 giorni sono rimasti disalimentati per più di 8 ore circa 327.000 clienti su un totale di 411.000 clienti rimasti disalimentati per oltre 8 ore nell'intero 2012.
- nel 2015, dei 69 minuti attribuiti a forza maggiore 31 minuti sono dovuti ad eventi severi ed estesi accaduti nei soli giorni 5, 6, 7 febbraio in Lombardia ed Emilia Romagna e 5, 6, 7 marzo in Abruzzo e Toscana. In questi 6 giorni sono rimasti disalimentati per più di 8 ore circa 684.000 clienti su un totale di 722.000 clienti rimasti disalimentati per oltre 8 ore nell'intero 2015.

Sia nel 2012 che nel 2015 i restanti minuti (58-19) e (69-31) sono dovuti in gran parte ad altri eventi severi ed estesi (cfr. grafico A).

Appendice 2: Dinamica degli investimenti di trasmissione e distribuzione

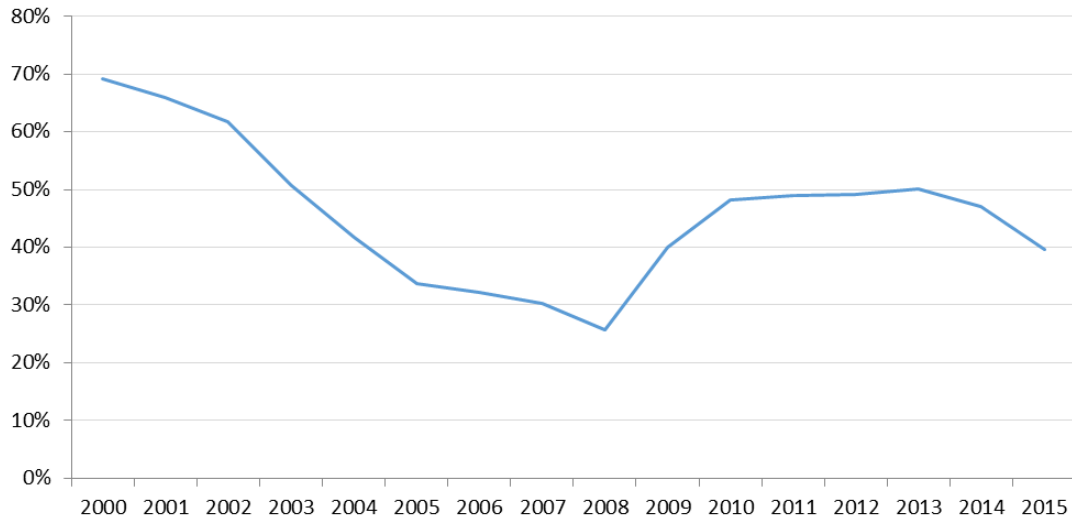
Nella presente Appendice si propone un'analisi della dinamica media, a livello nazionale, degli investimenti nelle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. L'Appendice presenta inoltre, per il principale distributore nazionale, alcuni dati di sintesi sulla variazione della consistenza della rete di distribuzione e sugli effetti della regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni.

L'analisi è stata condotta facendo esclusivo riferimento ai dati di investimento forniti rispettivamente dal gestore del sistema di trasmissione e da e-distribuzione in risposta a specifiche richieste di dati e informazioni formulate dal Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*. Sulla base dei dati disponibili è stato costruito un indice che, per ciascun anno, evidenzia l'ammontare percentuale di incremento patrimoniale che eccede la quota annuale di ammortamento economico-tecnico delle infrastrutture già in esercizio³⁰. (per semplicità, tale indice sarà richiamato nel seguito della presente appendice come "livello di investimento"). Valori negativi del suddetto indice implicano che l'investimento realizzato è inferiore all'ammortamento tecnico-economico delle infrastrutture esistenti. L'osservazione dei valori assunti da tale indice appare interessante in quanto consente una valutazione sintetica delle dinamiche degli investimenti registrata nel tempo sulle reti (l'analisi si concentra in particolare sugli investimenti realizzati a partire dal 2000).

Con riferimento alla **rete di trasmissione nazionale**, a livello nazionali si rilevano, sull'intero periodo di osservazione, tassi di sviluppo che oscillano nell'intorno del 40%; nel grafico sottostante che evidenzia i valori della media mobile calcolata sugli ultimi 5 anni dei tassi di sviluppo della RTN, ponderata per i relativi incrementi patrimoniali.

³⁰ La quota di ammortamento economico tecnico delle infrastrutture in esercizio in un determinato anno è stata determinata considerando le durate convenzionali dei cespiti attualmente in vigore (rif. deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL); l'ammortamento economico-tecnico di ciascun anno è stato determinando rivalutando le quote di ammortamento degli anni precedenti per mezzo delle variazioni del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevanti ai fini tariffari. Le elaborazioni sono condotte a parità di perimetro, al fine di sterilizzare gli effetti derivanti dalla cessione a Terna della rete di distribuzione in alta e altissima tensione.

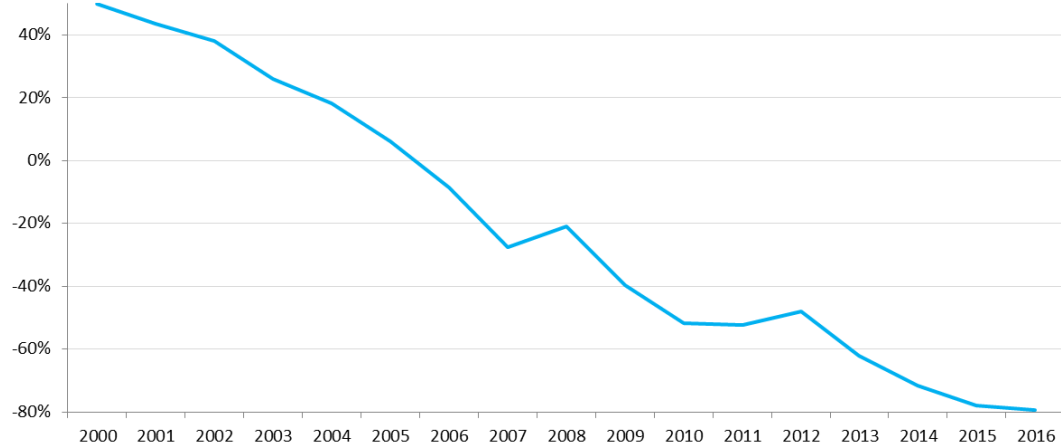
Media mobile dei tassi di sviluppo della RTN



Dall'analisi dei tassi di sviluppo emerge una tendenza alla contrazione degli investimenti nei primi anni del periodo oggetto di osservazione e, a decorrere dal 2008, un'inversione di tendenza con tassi di sviluppo medi che, in questo secondo intervallo del periodo di osservazione, si attestano a livelli superiori alla media.

Con riferimento alla **rete di distribuzione**, come rappresentato nel grafico sottostante che riporta i valori della media mobile calcolata sugli ultimi 5 anni dei tassi di sviluppo della rete di distribuzione di e-distribuzione, ponderata per i relativi incrementi patrimoniali si osserva una dinamica di sviluppo delle infrastrutture significativamente decrescente sull'intero periodo di osservazione. In particolare, il "livello di investimento" medio ponderato nel periodo 2000-2016 risulta del -30% circa.

Media mobile dei tassi di sviluppo della rete di distribuzione e-distribuzione



Dai dati sopra rappresentati, pertanto, per quanto riguarda la distribuzione, emerge una dinamica degli investimenti costantemente decrescente nel tempo con valori degli investimenti largamente inferiori, soprattutto negli ultimi anni, al valore degli ammortamenti delle reti esistenti.

Tali evidenze, fermi restando i *caveat* della presente analisi evidenziati nel capitolo 1 del presente documento,³¹ confermano la necessità di procedere ad un ulteriore approfondimento sulla adeguatezza delle politiche che governano le decisioni di sviluppo e rinnovo delle reti elettriche, anche in relazione alle esigenze del sistema elettrico mutate nel tempo.

Andamento della consistenza della rete di e-distribuzione

	Variazione rete in conduttori nudi dal 2008 al 2015	Variazione rete totale dal 2008 al 2015
rete BT	-11,2%	+4,7%
rete MT	-4,2%	+ 3,7%

Effetti della regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso per e-distribuzione

Anno	Premio netto per la durata delle interruzioni (M€)	Premio netto per il numero di interruzioni (M€)	Premio netto totale (M€)
2008	54,68	37,73	92,41
2009	38,47	16,21	54,68
2010	18,97	3,30	22,27
2011	26,81	74,09	100,90
2012	47,48	48,21	95,69
2013	34,50	36,13	70,63
2014	21,98	3,25	25,23
2015	10,20	-31,42	-21,21
Totale complessivo	253,09	187,51	440,60

³¹ Il valore assunto dall'indice dipende da diversi fattori, quali la variazione intertemporale del valore del denaro, le soluzioni tecnologiche adottate (per esempio, sviluppi in logica *smart grid* richiedono meno investimenti in "rame e ferro" e più in sistemi di controllo) e l'efficienza nella realizzazione degli investimenti, la valutazione dei cui effetti richiede specifiche analisi sia di tipo tecnico sulle consistenze e sulla qualità del servizio, sia sull'efficienza nelle politiche di approvvigionamento e sviluppo.

Appendice 3: Modello per la comunicazione dei costi e dei benefici

La presente appendice fornisce criteri minimi di omogeneità per la presentazione e la tracciabilità degli interventi proposti e in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi ad essi relativi.

La presentazione dell'intervento può essere effettuata in formato scheda intervento o in formato tabella di sintesi (o in entrambi i formati). Tenendo anche conto di quanto già indicato nel capitolo 4 riguardo il monitoraggio, la presentazione indica almeno i seguenti requisiti minimi:

- Nome dell'intervento;
- Codice identificativo univoco (ad esempio numero linea o altra modalità di individuazione della porzione di rete interessata);
- Breve descrizione dell'intervento (solo per formato scheda intervento), inclusa l'area geografica di riferimento;
- Breve descrizione degli obiettivi dell'intervento (solo per formato scheda intervento), in relazione al fattore critico;
- Lunghezza di nuove linee MT, disaggregata per lunghezze in conduttori nudi / in cavo aereo / in cavo interrato (km);
- Lunghezza di linee MT ricostruite o potenziate disaggregata per lunghezze in conduttori nudi / in cavo aereo / in cavo interrato (km);
- Numero di utenti interessati dall'intervento, disaggregato in utenti BT domestici / utenti BT non domestici / utenti MT.

La presentazione dei costi di ciascun intervento rispetta i criteri minimi illustrati nella tabella seguente:

Codice linea o porzione di rete	Invest. anno A [kEur]	Invest. A+1 [kEur]	Invest. A+2 [kEur]	Invest. A+... [kEur]	Invest. totale [kEur]	Costo operativo [kEur/a]	NPV costi [kEur]
001							
002							
003							

Per anno A si intende l'anno del Piano.

Gli investimenti degli anni successivi sono espressi in moneta dell'anno A e presentati fino a quando è prevista una spesa (ad esempio se nel 2018 sono previsti costi di

investimento fino al 2022, vengono presentati gli investimenti in ciascuno dei cinque anni).

L'investimento totale è il totale non attualizzato e corrisponde quindi alla semplice somma delle colonne precedenti.³²

Il costo operativo (associato all'intervento) è presentato come valore costante nell'arco dei 25 anni successivi all'ultimo anno con costi di investimento.

Il *Net Present Value* dei costi è espresso in moneta dell'anno A di Piano³³.

La presentazione dei benefici di ciascun intervento rispetta i criteri minimi illustrati nella tabella seguente:

Codice linea o porzione di rete	Beneficio B1 [kEur / a]	Beneficio B2 [kEur / a]	Beneficio B3 [kEur / a]	Beneficio B4 [kEur / a]	Beneficio B5 [kEur / a]	NPV benefici [kEur]
001						
002						
003						

Le categorie di beneficio corrispondono ai benefici B1 ... B5 descritti nella linee guida.

Il *Net Present Value* dei benefici è espresso in moneta dell'anno A di Piano.

Oltre a tale presentazione sintetica tabellare, l'impresa distributrice descrive nel Piano le informazioni quantitative (ad esempio numero di utenti disalimentati all'anno in situazione pre-intervento e in situazione post-intervento; quantità di energia prelevata dalle varie categorie di utenti in kWh/anno; durata di interruzioni ordinarie evitate all'anno; quantità di personale "risparmiato" in anni-persona; quantità di linea non più oggetto di taglio alberi in km) e le ipotesi assunte per la valorizzazione di ciascuno dei suddetti benefici (es. valorizzazione dei costi operativi evitati in euro/anno-persona, valorizzazione dei costi taglio alberi evitati in euro/km³⁴).

³² Per un investimento con 104 mila euro di spesa prevista nell'anno A e 104 mila euro di spesa prevista nell'anno A+1, l'investimento totale è 208 mila euro.

³³ Per un investimento con 104 mila euro di spesa prevista nell'anno A e 104 mila euro di spesa prevista nell'anno A+1 e (per semplicità) nessun costo operativo, il Net Present Value è 204 mila euro, uguale a 104 mila euro nell'anno A e 100 mila euro attualizzati (104 / 1,04) dell'anno successivo.

³⁴ Prestando la dovuta attenzione a potenziali fenomeni di doppio conteggio. Ad esempio, non vanno conteggiati due volte nel beneficio B4 (o B5) i costi evitati di personale addetto al taglio piante e i costi evitati di taglio piante al chilometro.

Appendice 4: Criteri per l'assessment delle “azioni qualificate” di ripristino

Nella presente appendice vengono elencate alcune possibili azioni qualificate finalizzate al ripristino dell'alimentazione, suddivise in quattro criteri³⁵ che dovrebbero esprimere al meglio l'efficacia delle imprese distributrici nell'affrontare emergenze interrutive, anche di vaste proporzioni:

- riduzione del rischio
- prontezza
- gestione dell'emergenza
- ritorno alla normalità

Per accedere al meccanismo premiante appare indispensabile che le imprese soddisfino preliminarmente alcuni requisiti, disponendo di “Linee guida *plus* per la gestione delle emergenze”.

Pre-requisiti

0. disponibilità di “Linee guida *plus* per la gestione delle emergenze”; punti rilevanti:
 - a. Informazioni alla clientela: deve essere dimostrabile in sede di ispezione di disporre di un sistema adeguato alla rilevazione in tempo reale delle interruzioni almeno MT e del numero di clienti ad esse associati
 - b. Rapporti con le Istituzioni: deve essere dimostrabile in sede di ispezione che sono stati adottati protocolli specifici con le Istituzioni interessate
 - c. Formazione del personale: deve essere dimostrabile in sede di ispezione che sono stati effettuati addestramenti specifici
 - d. Aggiornamento del piano di emergenza: deve essere dimostrabile in sede di ispezione che si è dato luogo a una *review* del piano (verificabile) dopo l'accadimento di un evento significativo

Riduzione del rischio (*risk reduction*)

1. Effettuazione di esercitazioni e/o simulazioni mirate in coordinamento con le Istituzioni preposte
2. Campagne specifiche di comunicazione agli utenti per zone particolarmente a rischio con suggerimenti pratici (da collegare alle forme di informazione ai clienti durante l'emergenza vd punto 8)

³⁵ Cfr. Modello “4R” (*Risk reduction, Readiness, Response, Recovery*) nel documento “*Lifeline Utilities and CDEM – Directors’s Guideline for Lifeline Utilities and Civil Defence Emergency Management Groups* [DGL 16/14]” del giugno 2014, pubblicato dal Dipartimento della Protezione civile (*Ministry of Civil Defence & Emergency Management*) del Governo della Nuova Zelanda, disponibile su internet www.civildefence.govt.nz/cdem-sector/cdem-framework/guidelines/lifeline-utilities-and-civil-defence-emergency-management-groups/. Si ringrazia la prof.ssa Sonia Giovinazzi per la segnalazione.

3. Collaborazioni con le Istituzioni per la sensibilizzazione della cittadinanza e dei gestori dei servizi pubblici
4. Consultazione con soggetti interessati di analisi specifiche di mitigazione del rischio con azioni previste di approntamento da adottare in caso di rischio imminente
5. Disponibilità di *app smartphone* per la comunicazione da parte dei clienti di interruzioni con possibile origine BT

Prontezza (*readiness*)

6. Integrazione di sistemi, procedure, risorse ed informazioni con gli organismi di Protezione civile per il miglioramento della collaborazione e della capacità di risposta sia in ordinario che in emergenza (integrazione di reti ICT, radio TETRA, dati GIS, collegamenti in fibra ottica, dati di contatto, dati di esercizio)
7. Utilizzo delle previsioni meteo a 3-2 giorni di per l'approntamento di misure di mitigazione nel caso di formazione di fronti perturbati o di potenziale insorgenza di rischi (es Reperimento dei mezzi speciali)
8. Allerta agli utenti, con indicazione dei Comuni maggiormente a rischio, delle possibili conseguenze degli eventi meteo e dei possibili pericoli per l'incolumità delle persone (possibile veicolazione dell'allerta tramite i mass-media)
9. Allerta agli altri servizi di pubblica utilità e adozione di misure di approntamento (es. gruppi di generazione precollocati presso scuole/presidi sanitari/servizi di sicurezza etc.)
10. Facilitazione del raccordo tra le rispettive articolazioni territoriali delle imprese distributrici e del sistema di Protezione Civile Provinciale con particolare riferimento alla pianificazione di protezione civile e collaborazione nel superamento di emergenze di varia natura (es.: mutua ospitalità d'infrastrutture, piani di contingenza carburanti per garantire la continuità dei servizi)

Gestione dell'emergenza (*response*)

11. Aggiornamento delle informazioni (es.: tempo stimato per la ripresa del servizio) agli utenti via radio/canali *smartphone* o altri mezzi per i quali sono sufficienti terminali alimentati a batteria
12. Utilizzo di mezzi non convenzionali per lo sgombero delle strade in caso di neve o per accedere agli impianti in caso di allagamenti
13. Utilizzo di generazione distribuita per funzionamento in isola intenzionale (limitato a zone/clienti critici)
14. Coordinamento continuo con Terna, previsto da apposita procedura riscontrabile
15. Gestione dell'emergenza per utenti di distributori di energia elettrica "*embedded*"
16. Azioni di gestione dell'emergenza mirate agli altri servizi di pubblica utilità elettro-dipendenti

Ritorno alla normalità (*recovery*)

17. Pubblicazione tempestiva di una relazione sull'evento contenente prime valutazioni di miglioramento delle procedure di ripristino a seguito di quanto successo
18. Indagine specifica sulla soddisfazione dei gestori degli altri servizi pubblici impattati, per valutare come sono andate le cose prima e durante l'emergenza