

Osservazioni Utilitalia - DCO 645/2017/R/eel

Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti

Osservazioni generali

Il presente DCO si inquadra in un duplice percorso: rappresenta il necessario prosieguo della disciplina regolatoria in materia di resilienza del Sistema Elettrico Nazionale e contemporaneamente getta le basi per l'evoluzione della regolazione secondo un approccio TOTEX.

L'affinamento ed il consolidamento delle Linee Guida per la resilienza – determina 2/17 DIEU – nonché la definizione di opportuni meccanismi tariffari a sostegno degli investimenti e delle azioni messe in campo dai Gestori di Rete rappresentano passaggi fondamentali ed ulteriori, rispetto al primo invio dei Piani per la resilienza cui le Imprese hanno ottemperato ai sensi delle disposizioni del TIQE, affinché possano essere messe in atto concretamente le azioni in difesa del Sistema Elettrico Nazionale ed a vantaggio del miglioramento della qualità del servizio per gli utenti finali.

D'altra parte, lo sviluppo di un nuovo orizzonte della regolazione tariffaria, affrontato organicamente nel recente DCO 683/2017/R/eel, e la prospettiva di graduale integrazione della disciplina tariffaria e della regolazione della qualità del servizio impongono la definizione di un percorso di inquadramento graduale dei Piani per la resilienza verso forme di predisposizione dei *business plan* che AEEGSI chiama Piani Integrati di Distribuzione.

Pare comunque opportuno rappresentare ad AEEGSI come Utilitalia abbia segnalato al MiSE, nell'ambito della consultazione riguardante la Strategia Energetica Nazionale, che "la definizione di strumenti specifici di incentivazione per aumentare la resilienza delle reti appare fondamentale e deve prevedere la necessaria flessibilità nelle decisioni sugli investimenti ritenuti più efficienti rispetto alle specificità dei diversi territori". In quest'ottica, è prioritaria un'armonizzazione delle decisioni di AEEGSI con l'attuazione delle previsioni espresse nella Strategia Energetica Nazionale e riteniamo assolutamente apprezzabile che AEEGSI, come dichiarato al punto 1.29 del DCO, possa mettere a disposizione del MiSE gli elementi che emergeranno dalla presente consultazione.

Per meglio contestualizzare la chiave di lettura delle osservazioni federali alla Strategia Energetica Nazionale, precisiamo che per il comparto della distribuzione le forme di incentivazione non possono limitarsi al solo livello reputazionale, ma devono configurarsi come veri e propri incentivi economici in grado di indirizzare efficacemente le politiche di investimento delle Imprese soggette a vincoli in termini di quantità di risorse sia finanziarie che gestionali e che sarebbero chiamate ad ulteriori investimenti straordinari per l'incremento della resilienza delle reti, considerando comunque non percorribile la distrazione di risorse dalle attività del cosiddetto *business as usual*.

L'esperienza ha dimostrato come politiche volte al sostegno degli investimenti hanno visto rispondere positivamente i Gestori di rete e rappresentano una soluzione efficace anche per migliorare la qualità del servizio ai clienti finali. Lo *sharing* dei benefici risultanti dagli interventi ha reso disponibili risorse efficienti per le linee di sviluppo attuate dai Gestori di Rete ed ha appunto permesso ai clienti finali di godere di migliorati livelli di qualità del

servizio (basti pensare ai risultati ottenuti negli anni limitatamente alla durata ed al numero delle interruzioni di cui alla regolazione della continuità del servizio).

Il Regolatore, come osservato al quarto bullet del punto 5.1 del DCO 683/2017/R/eel, dovrà inoltre valutare attentamente, anche in prospettiva *forward looking* e TOTEX, il grado di delega delle decisioni ed è utile ricordare come “la sterilizzazione del rischio di investimento per gli operatori” sia “controbilanciata con una centralizzazione delle decisioni di investimento”. La centralizzazione delle decisioni di investimento sottende una quasi sostanziale assenza di asimmetria informativa tra Operatore e Regolatore e la compiuta definizione di metriche di valutazione di investimento in ottica *output based*, rodiate e condivise. La paventata urgenza dell’avvio dei Piani di investimento per la resilienza e le azioni già pianificate che saranno messe in campo dai Gestori di Rete non si conciliano con la definizione da parte del Regolatore di quelle che in gergo possono essere considerate *investment rule* (si pensi ad esempio alle proposte declinate nel DCO con riferimento all’aumento della tenuta alle sollecitazioni), a maggior ragione in assenza di contenimento del rischio di investimento qualora il meccanismo stabilito si configurasse solo come “meccanismo incentivante in forma di penalità”. Le metriche di valutazione dei benefici limitatamente alla tenuta alle sollecitazioni, com’è evidente dall’assenza di ulteriori dettagli di merito contenuti nell’appendice 1 di cui alla determina 2/2017 DIEU e dalle risultanze dell’esame dei Piani eseguite da AEEGSI, meriterebbero ulteriori passaggi di approfondimento e condivisione prima di potersi configurare come strumenti efficaci di supporto a decisioni di investimento, che peraltro nel DCO vengono individuate con riferimento ad un indicatore di resilienza (l’inverso dell’indicatore di rischio) che, anche per ragioni semplificative, prende in considerazione la probabilità dell’evento di disservizio e il danno associato calcolato come numero di utenti BT disalimentati, piuttosto che soppesare specifici costi e benefici dell’investimento considerato – utilizzati invece da AEEGSI per la quantificazione di possibili premi come parte del beneficio attualizzato netto.

Solamente metriche consolidate e condivise tra tutti gli Operatori coinvolti consentirebbero la confrontabilità delle metodologie di individuazione delle soluzioni di investimento per l’incremento della resilienza delle reti elettriche. Auspichiamo pertanto che l’obiettivo prioritario del Tavolo Resilienza possa essere l’unificazione dei criteri e dei dataset per l’indagine delle criticità correlate ai differenti fattori di rischio.

In ottica di sistema, crediamo inoltre che un allargamento dei fattori di rischio considerati possa consentire alle Imprese distributrici di meglio identificare le azioni da mettere in campo sulla base della tipologia e delle caratteristiche della rete e del territorio in cui esse operano, fattori che necessariamente scontano un marcato grado di asimmetria informativa con il Regolatore.

Tenuta alle sollecitazioni e efficacia delle azioni di ripristino sono individuati come componenti del più ampio concetto di resilienza. Il secondo tema dovrà essere oggetto di valutazioni in sede di Tavolo di Lavoro per la resilienza (cfr. punto 2.6), mentre limitatamente al primo ribadiamo l’opportunità che vengano considerati tutti i fenomeni oggetto di indagine da parte dei Gestori di Rete.

Se da un lato, AEEGSI ritiene 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 delle ondate di calore, in un contesto di identificazione di meccanismi economici di sostegno per l’incremento della resilienza del Sistema non può non essere preso in considerazione un fenomeno che si sta manifestando negli ultimi anni e del tutto straordinario quale le ondate di calore. Peraltro le logiche di investimento delle Imprese, che risentono di valutazioni di tipo economico finanziario aziendale, ed i conseguenti limiti di capacità finanziaria correlati ai molteplici ambiti in cui

operano le multiutility – come ricorda AEEGSI al punto 1.17 – mettono in luce l’inadeguatezza di tali forme incentivanti per la realizzazione di quegli investimenti utili alla limitazione dei disservizi durante le ondate prolungate di calore. Se l’intento del Regolatore risiede unicamente nell’evitare effetti di *double counting* dei meccanismi incentivanti, per questo specifico caso di intervento, e nell’ipotesi che il processo di individuazione della soluzione di intervento comporti sforzi paragonabili a quelli messi in campo per gli altri interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni, potranno essere eventualmente identificati opportuni strumenti regolatori quali, ad esempio, l’affiancamento alla regolazione esistente della qualità del servizio di una ulteriore forma incentivante la cui intensità per questa particolare forma di intervento preveda una maggiore percentuale di *sharing* del beneficio netto a favore dei clienti finali. A tale proposito, intendiamo confermare che Utilitalia ha avviato un confronto anche mediante il coinvolgimento di strutture accademiche di supporto per l’analisi del fenomeno, l’identificazione degli indicatori tecnici significativi e l’individuazione delle azioni da mettere in campo. Confidiamo che i risultati di tali confronti portino in tempi contenuti ad una proposta tecnica e regolatoria della quale metteremo a parte AEEGSI.

Considerati anche i numerosi rimandi a successivi step consultivi, il percorso di integrazione dei Piani per la resilienza verso Piani Integrati di Distribuzione dovrà coordinarsi con gli orientamenti per l’introduzione di schemi di regolazione TOTEX e delimitare coerentemente l’ambito di Imprese interessate nel tempo dalle nuove disposizioni regolatorie.

Ulteriori considerazioni di dettaglio circa le proposte in consultazione saranno presentate in risposta ai singoli spunti del DCO, fermo restando quanto già esposto in questa parte generale.

Spunti di consultazione

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

Rimandando in toto alla parte generale, si osserva che al punto 1.18 ci si riferisce all’Appendice 2 in cui è riportata un’elaborazione quantitativa dei dati di investimento che per il comparto della Distribuzione prende in considerazione la sola e-distribuzione. Si sottolinea che le considerazioni esposte sulla scorta di tale analisi, utilizzata anche per la definizione di una condizionalità alternativa per l’erogazione dei premi in riferimento all’opzione TE-2, debbono ritenersi valide esclusivamente per il principale operatore della Distribuzione. Prime analisi condotte dai maggiori DSO Associati suggeriscono trend anche sostanzialmente diversi, fermo restando che in contesti urbani *ageing* le decisioni di rinnovo sottendono a considerazioni diverse rispetto al resto della rete di distribuzione – vedi anche il punto 1.20 illustrante gli approfondimenti che AEEGSI intende effettuare. Non si ritiene quindi opportuno inserire una condizionalità sull’erogazione di eventuali incentivi basata sul trend storico degli investimenti, in quanto potrebbe risultare penalizzate per quelle Imprese distributrici che negli anni hanno investito in maniera costante nelle infrastrutture di rete.

Fondamentale è inoltre stabilire univocamente il livello di sollecitazione a cui la rete deve resistere (cfr. punto 1.27) in coerenza con il panorama normativo. A questo proposito è auspicabile che le modalità per il calcolo dei carichi meccanici derivanti dal manicotto di ghiaccio e neve siano calcolati in applicazione di una norma tecnica stabilita a livello di armonizzazione europea o quantomeno italiano.

Q.2 Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?

Si ribadisce l'importanza di considerare tutti i fattori critici di rischio derivanti dai cambiamenti climatici, incluse le ondate eccezionali di calore.

La fenomenologia dei guasti in alcuni mesi dell'anno, che, come evidenziato alla Federazione da parte delle Associate che operano in particolari contesti urbani, possono incrementare notevolmente di numero (l'ordine di grandezza è almeno di 5 volte superiore al numero di guasti medi negli altri mesi), deriva dall'effetto combinato del cambiamento climatico – perduranti periodi di caldo eccezionale e/o di elevate temperature – e del mutamento nelle abitudini di consumo – spostamento del picco di carico nelle ore più calde della giornata in cui è minore la dissipazione di energia per scambio termico con l'ambiente circostante. È altresì facilmente intuibile la difficoltà sia di analisi del fenomeno che di intervento, considerando ad esempio gli aspetti non secondari di natura autorizzativa e la necessità di minimizzare i disservizi con particolare riferimento ai centri storici e alle zone in cui l'utilizzo del vettore elettrico è marcato in molte ore del giorno e laddove gli utenti sono quindi maggiormente sensibili ad eventi interruttivi prolungati (seppur con preavviso). Come già espresso nei Piani di lavoro degli Operatori, un altro fattore critico rilevante da tenere in considerazione è il fenomeno della caduta di alberi posti al di fuori della fascia di rispetto sottoposta a potatura periodica; a tale proposito si manifesta apprezzamento per il recepimento del tema, come indicato al punto 3.5 b).

Inoltre, sebbene i criteri di valutazione dei fattori di rischio dei manicotti di ghiaccio siano stati già elaborati e presentati nell'Appendice 2 alle Linee Guida, prima che le Imprese possano affrontare analisi e Piani di investimenti allargati a tutta la rete di propria pertinenza ci sarà bisogno, come segnalato nella parte generale, del consolidamento delle metriche e delle base dati per un uniforme e confrontabile utilizzo degli indicatori di riferimento. Si ravvisa infatti l'opportunità di applicare un procedimento di rianalisi che, andando a simulare gli eventi meteorologici recenti più rilevanti, verifichi l'accuratezza nell'individuazione delle cabine secondarie che sono risultate disalimentate.

A questo proposito ed alla luce di quanto emerso nel Tavolo di Lavoro del 25 ottobre, per quanto concerne la formazione del manicotto di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi, sarà opportuno attendere da RSE i dati aggiornati dei carichi di rottura rispetto a quelli forniti a marzo 2017. In tal senso sarà altresì necessaria, inoltre, una conferma dell'affidabilità degli stessi, a valle del confronto tra RSE ed e-distribuzione che avverrà nelle prossime settimane.

Gli approfondimenti in corso e quelli che seguiranno consentiranno l'integrazione delle Linee Guida e potranno consentire ai Gestori di Rete interessati l'aggiornamento del Piano di resilienza.

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?

Il coordinamento TSO/DSO è certamente centrale per evitare interventi subottimali in ottica di sistema. Condivisione di informazioni e di approcci metodologici di indagine delle reti sono condizioni necessarie per l'individuazione delle migliori azioni da mettere in campo; tuttavia non è chiaro come AEEGSI intenda intervenire per favorire la collaborazione TSO/DSO, dal momento che al punto 2.21 dichiara contemporaneamente che essa deve “svilupparsi in modo da risultare efficace ed efficiente per le scelte di investimento nei futuri piani per la resilienza ma anche non eccessivamente onerosa”. Si tenga conto del fatto che, ad esempio, limitatamente agli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni derivanti dalla formazione del manicotto di ghiaccio, i DSO, coerentemente con le indicazioni emerse nell'ambito del GdL CEI, hanno condotto le proprie valutazioni – nella gran parte dei casi di cui siamo a conoscenza e in assenza di informazioni dettagliate circa la RTN a monte - nell'ipotesi di rete AT totalmente resiliente.

Per altro, come ben noto ad AEEGSI, anche dove vi sono progetti di investimenti da parte di Terna già elaborati, i tempi di investimento non sono concordati con i DSO o non sono materialmente prevedibili con esattezza per problemi di natura autorizzativa od esogena. Da questo punto di vista potrebbe essere utile uno specifico focus/sezione sviluppata da Terna nel Piano di Sviluppo della RTN e periodici incontri, anche promossi da AEEGSI, con i DSO per aggiornamenti sullo stato di avanzamento di singole attività di particolare impatto in termini di resilienza delle reti sottese.

Oltre quanto già esposto, un aspetto fondamentale nel coordinamento tra Operatori, è rappresentato dalla tempistica che intercorre tra l'accettazione della soluzione minima tecnica da parte del Distributore, e la presentazione del progetto da parte del TSO finalizzata all'ottenimento delle autorizzazioni.

In tal senso sarebbe opportuno che il Regolatore stabilisca un tempo ben definito (9-12 mesi, ad esempio) a disposizione del TSO per la presentazione del progetto, soprattutto per interventi di particolare impatto sulla resilienza.

Per quanto riguarda le reti poste a confine tra due aree di competenza di due diversi Distributori sarebbe opportuno prevedere un coordinamento tra gli stessi e una regolazione delle competenze di ciascuno al fine dell'incremento della resilienza degli impianti delle rispettive reti di distribuzione.

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?

Si concorda con l'opportunità di verifica ed aggiornamento delle mappe di rischio utilizzate dalla normativa tecnica.

Con riferimento anche a quanto espresso in risposta allo spunto di consultazione Q.1, si ritiene opportuno che l'esito del processo di verifica ed aggiornamento delle mappe meteorologiche trovi recepimento nella normativa tecnica europea o italiana.

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?

Si rimanda alle considerazioni di cui alla parte generale ed al Q.2.

Per quanto concerne i fattori critici individuati al punto 3.5 del DCO, si ritiene opportuno specificare meglio il punto b) facendo riferimento anche al vento: "b) caduta alberi fuori fascia di rispetto su linee aeree per peso eccessivo della neve e **vento forte o trombe d'aria.**"

Q.6 Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?

Si condivide la prospettiva di una razionalizzazione e aggiornamento della documentazione che i DSO devono predisporre a fini regolatori, così come è valutata positivamente la gradualità nel percorso verso i Piani Integrati di Distribuzione, qualora anche l'orizzonte regolatorio si indirizzi verso logiche di riconoscimento della spesa totale.

Si ritiene inoltre particolarmente importante che il passaggio verso i Piani Integrati di Distribuzione sia accompagnato dallo sviluppo di strumenti e modalità di valutazione degli investimenti in logica TOTEX standardizzati, in analogia all'esperienza del modello UK.

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?

L'implementazione dello step intermedio deve tener conto sia delle prospettive di evoluzione della regolazione in ottica TOTEX che della roadmap indicante le tempistiche di

decorrenza della disciplina relativa ai singoli step, che nel caso considerato riguarda il 2018 (cfr. punto 7.2 del DCO).

Alla luce dell'opportunità di un preliminare consolidamento delle Linee Guida, della necessità di discussione nell'ambito del Tavolo di Lavoro del tema del ripristino nonché dei momenti di consultazione successivi prospettati in più punti del DCO, si propone di considerare l'anno 2018 quale periodo per la predisposizione di tutti gli elementi necessari all'avvio dello step intermedio affinché le Imprese – i cui budget per l'anno 2018 sono in avanzata fase di definizione e saranno approvati verosimilmente prima della pubblicazione del provvedimento in esito al presente DCO – possano recepire nelle sezioni dedicate alla resilienza dei propri Piani di Sviluppo le indicazioni regolatorie a valere dagli investimenti/azioni dell'anno 2019.

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?

Rappresentiamo da un lato l'opportunità di razionalizzare le sezioni dei piani di sviluppo nella forma di schede di intervento qualora anche il futuro approccio TOTEX possa prevedere una simile disciplina e dall'altro la necessità di limitare gli oneri connessi alla realizzazione di tali sezioni e agli obblighi finalizzati al monitoraggio, in una fase transitoria. L'esperienza maturata da TERNA a questo riguardo è significativa per dimostrare come si possa adottare un processo graduale di approfondimento degli elementi che potranno connotare e descrivere gli interventi.

A tale proposito, i criteri minimi proposti al punto 4.14 del DCO possono essere utili per uniformare le sezioni dei piani focalizzate sulle resilienza ma dovranno essere oggetto di discussione nell'ambito del Tavolo di Lavoro. In particolare crediamo sia opportuno individuare dei criteri omogenei per condurre le analisi, di cui ai punti c) e d), sull'età degli elementi di rete, sui fenomeni di invecchiamento e sulla valutazione dell'impatto dei risultati sull'utenza, nonché per la valutazione dei benefici nella formulazione dell'analisi costi – benefici.

AEEGSI dovrebbe inoltre esplicitare gli obblighi in capo ai DSO aventi tra 50.000 e 300.000 POD in termini di Piani per la resilienza, considerate le attuali disposizioni del TIQE.

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?

Crediamo sia opportuno che il materiale ad accompagnamento ed esplicativo degli interventi in tema di resilienza sia discusso e consolidato nell'ambito del Tavolo di Lavoro. Possibili spunti di discussione potrebbero essere ad esempio:

- 1) adattare le schede intervento anche ad interventi meno articolati e complessi quali sono quelli tipici delle Imprese distributrici, con la possibilità di far convergere in un'unica scheda una pluralità di interventi (prevedendo la loro aggregazione ad esempio per linea MT oppure per CP);
- 2) prevedere la possibilità di inserire all'interno delle schede intervento anche eventuali varianti in corso d'opera.

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?

Rimandando alla parte generale, Utilitalia evidenzia perplessità circa le proposte di ordine economico/finanziario per l'incremento della tenuta della rete: appaiono, infatti, non solo non adeguatamente incentivanti ma addirittura eccessivamente vincolanti e potenzialmente penalizzanti per le Imprese. I DSO perderebbero la possibilità di scelta nelle decisioni di investimenti almeno su una fetta di interventi per la resilienza definiti "ad alta priorità". Inoltre, trascurando l'ipotesi TE-0, l'ipotesi TE-1 prevede esclusivamente penalità in caso di mancato rispetto di tempistiche stimate ex ante, che per quanto accurate risentono di un rischio autorizzativo che appare forse non sufficientemente contemplato dalla frase "salvo dimostrazione di impedimenti dovuti a iter autorizzativi particolari". La proposta TE-2 avrebbe sì il pregio di aggiungere la possibilità di conseguire premi, ma solo su investimenti a carattere strutturale – no automazione e controllo – e che non presentano carattere di ordinarietà (vedi punto 5.11). Peraltro, stante gli orientamenti palesati nel DCO, i premi potrebbero anche essere soggetti a cap ed al rispetto di alcune condizionalità.

In linea di principio per la misurazione dei tempi e dei risultati perseguiti dagli Operatori occorre perimetrare con attenzione le attività che sono di competenza del Distributore, il quale, come è ovvio, non può farsi carico o essere responsabile di attività che non gli pertengono (si pensi ad esempio ai già citati ritardi per la realizzazione di opere per iter autorizzativi complessi o ritardi per ripristino dovuti a cattiva manutenzione della viabilità di responsabilità di altri Enti Territoriali).

E' bene tenere presente che tutti gli investimenti di cui si tratta sono investimenti volti a contenere effetti prevedibili ma non certi mentre i DSO sono quotidianamente impegnati ad investire per la tenuta del servizio ordinario.

La Federazione, quindi, così come rappresentato anche in risposta alla consultazione inerente la Strategia Energetica Nazionale, sostiene l'importanza della definizione di un quadro incentivante per gli interventi in materia di resilienza, in primis, ovviamente, per quelli afferenti all'incremento della tenuta alle sollecitazioni.

Il perimetro degli interventi "ad alta priorità", la cui realizzazione verrebbe remunerata con gli ordinari meccanismi tariffari in vigore, dovrebbe essere minimizzato ed individuato nell'ambito del Tavolo di Lavoro e parallelamente dovrebbe essere strutturato un meccanismo premiante che consenta ai DSO di beneficiare effettivamente di forme di incentivazioni su un più ampio numero di interventi. Non riteniamo inoltre opportuna la fissazione di cap all'incentivazione, in ragione degli impatti tariffari stimabili assolutamente contenuti, ed eventuali forme di condizionalità nell'erogazione dovrebbero agire esclusivamente sulle leve a disposizione dei DSO per la realizzazione degli interventi, indipendentemente da eventuali ritardi negli iter autorizzativi non di responsabilità dei DSO.

In ogni caso potrebbe essere opportuno strutturare sistemi incentivanti semplificati per premiare le Imprese di distribuzione che riducono nel corso degli anni la durata delle interruzioni per utente BT attribuite a cause di forza maggiore (vedi Appendice 1 al DCO), per esempio considerando il miglioramento della media degli ultimi anni (almeno 5, ad esempio) o in alternativa la riduzione nel medio lungo periodo del numero di PCP. In base alle analisi condotte da alcuni DSO associati, si rileva infatti che tali indicatori caratterizzano bene sia l'efficacia degli interventi in tema di tenuta alle sollecitazioni che il miglioramento delle azioni di ripristino.

Utilitalia rinnova infine l'invito affinché il Regolatore possa farsi promotore di azioni e segnalazioni finalizzate alla diminuzione delle tempistiche autorizzative per gli interventi sulle reti di distribuzione, consentendo così ai DSO (assumendo che ne abbiano la capacità finanziaria anche alla luce del quadro regolatorio che sarà delineato) di rispondere più prontamente ai progressivi mutamenti delle esigenze del Sistema Elettrico Nazionale.

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?

Si rimanda a quanto già espresso in risposta allo spunto di consultazione Q.1.
Qualora AEEGSI decidesse comunque di determinare condizionalità per l'erogazione degli incentivi dipendenti dal rispetto delle tempistiche previste indicate nelle "schede intervento resilienza" è necessario, analogamente a quanto sopra rappresentato, che vengano previsti meccanismi di sterilizzazione di eventuali ritardi non dipendenti dall'operato dell'Impresa distributrice.

Q.12 Si condivide la proposta per il settore della trasmissione?

Nessuna osservazione.

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?

Per quanto concerne il tema del ripristino, è apprezzabile l'apertura di AEEGSI verso forme incentivanti - non precedentemente considerate dalla delibera 127/2017/R/eel che è peraltro oggetto di contenzioso con il principale Operatore della distribuzione come dichiarato pubblicamente dalla stessa AEEGSI -, ma gli elementi contenuti nel DCO non consentono appieno una valutazione di merito delle due proposte RI-1 e RI-2 (si trascura per semplicità l'ipotesi base RI-0). Suggeriamo pertanto che una seconda fase consultiva – vedi anche il punto 7.5 del DCO – possa articolare entrambe le opzioni con maggiore dovizia di particolari, allorché il tema sarà anche oggetto di incontri al Tavolo di Lavoro.

Infine, ci riserviamo di formulare ulteriori osservazioni a valle dell'evento organizzato da Utilitalia che si terrà a Milano il prossimo 17 novembre in materia di Piani di Emergenza.