

Milano, 31 ottobre 2017

Spettabile  
Autorità per l'Energia Elettrica il Gas  
e il Sistema Idrico  
Direzione Infrastrutture energia e  
unbundling  
[infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)

## **Commenti ANIE Energia al DCO 645/2017 “Incremento della resilienza nelle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica – attività svolte e ulteriori orientamenti”**

### **Osservazioni generali**

L’incremento della resilienza nelle reti di trasporto e distribuzione dell’energia, costituisce per Anie uno dei temi principali su cui dovrà essere misurata l’attività dei soggetti regolati nei prossimi anni. In questo senso Anie ritiene che la strada intrapresa per Terna con l'estensione della regolazione premi-penalità alle interruzioni per causa di forza maggiore (Delibera 653/2015) e per i DSO con la Delibera 127/2017, vada perseguita, aggiornando i requisiti già oggi introdotti. Ad esempio, potrebbero essere rivisti il limite inferiore di 72 ore e quello superiore di 10 giorni per le interruzioni di forza maggiore. Ciò anche alla luce dei recenti accadimenti avvenuti in Abruzzo e nelle Marche nel gennaio 2017: dalle informazioni rese note da Terna durante le audizioni parlamentari, emerge come il tempo di rialimentazione della rete AT sia stato mediamente pari a circa 13 ore<sup>1</sup>, mentre lo stesso DCO in consultazione indica 39.000 utenti interrotti per oltre 72 ore e 2.800 per più di 7 giorni, relativi alle reti di distribuzione. Si rileva poi che, mentre per gli eventi occorsi in Emilia Romagna e Lombardia è stata condotta un’indagine conoscitiva da parte di AEEGSI, per gli eventi che hanno interessato l’Abruzzo e le Marche non risultano avviati procedimenti analoghi.

L’andamento del “livello di investimento” di e-distribuzione appare particolarmente preoccupante e assolutamente meritevole di ulteriori tempestivi approfondimenti. Se ne raccomanda, inoltre, l’estensione almeno agli altri principali distributori di riferimento, considerando il fatto che alcuni di essi operano in territori montuosi e, pertanto, la loro esperienza d’esercizio e le loro decisioni di rinnovo reti possono essere molto interessanti, pur essendo limitato il numero di utenti serviti.

La resilienza è infine di fondamentale importanza per poter intervenire sulle infrastrutture particolarmente datate e sull’invecchiamento dei componenti (ageing), sia per Terna (Delibera 653/2015), che per i DSO (Delibera 646/2015). Infatti né l’attuale modalità di remunerazione dei Capex, né la regolazione premi-penalità della qualità del servizio si sono dimostrate efficaci nell’indurre i soggetti regolati ad intervenire sulle infrastrutture particolarmente vetuste.

Anie condivide la necessità di pervenire alla redazione di un PID da parte dei DSO di maggiori dimensioni e che anche il PdS di Terna contenga una sezione espressamente dedicata agli interventi sulla resilienza, organizzata secondo quanto già specificato (evidenza costi benefici, schede intervento, ecc...). I PID dovrebbero essere poi sottoposti alla medesima evidenza pubblica del PdS Terna, ivi inclusa la fase di consultazione pubblica. Anie desidera evidenziare la criticità rappresentata da quanto affermato al punto 4.11 comma a): a più di un anno dalla scadenza fissata in prima istanza al 30/09/2016 (art. 77.1 della Delibera 646/2015 e art. 37.1 della Delibera 653/2015) e successivamente procrastinata al 31/03/2017, non sono ancora disponibili pubblicamente i piani di resilienza né per Terna, né per i DSO, in quanto fortemente disomogenei. Nel frattempo il tema della resilienza si è purtroppo evidenziato per la sua attualità e importanza, con riferimento proprio agli accadimenti del gennaio 2017 in Abruzzo e Marche. Si segnala infine che Anie ha da sempre richiesto la pubblicazione dei Piani sulla resilienza.

Infine, per accelerare il processo di traduzione dei requisiti di resilienza in azioni concrete sulle reti, Anie suggerisce l’adozione delle opzioni TE-2 e RI-2, che dovrebbero orientare gli investimenti grazie agli aspetti incentivanti della regolazione proposta.

<sup>1</sup> Dalla registrazione dell’audizione del 9 febbraio 2017 dei rappresentanti di Terna alle Commissioni riunite della Camera dei Deputati, emerge che i disservizi sulla rete AT sono stati originati dalla formazione diffusa di manicotti di neve o di ghiaccio ed hanno interessato gli elettrodotti, mentre nessun problema è stato registrato sulle stazioni elettriche. È stato evidenziato che la durata media dei tempi di ripristino è stata pari a circa 13 ore, con punte massime che hanno raggiunto le 40 ore in caso di cedimento di sostegni.

## Spunti per la consultazione

Q.1 Si condivide il quadro di insieme e gli obiettivi proposti dalla consultazione pur con le istanze di accelerazione del procedimento tecnico regolatorio relativo agli investimenti in tema di resilienza.

Q.2 In aggiunta ai fattori di criticità evidenziati si raccomanda l'inserimento delle ondate di calore (peraltro già menzionate nel DCO e particolarmente critiche in ambito urbano, anche perché associate a carichi elevati dovuti al condizionamento) e la valutazione sugli eventi di ventosità particolarmente severa (cosiddette "trombe d'aria") che sembrano manifestarsi con una certa frequenza senza essere necessariamente correlate ad altri fenomeni già considerati come le bombe d'acqua.

Q.3 Il coordinamento Terna e DSO per interventi ottimali per la resilienza è fondamentale per gli obiettivi della stessa, soprattutto per la fase di ripristino: purtroppo la stessa AEEGSI segnala che tale coordinamento "deve ancora completarsi" (articolo 2.20). Si propone che tale coordinamento venga esplicitato, in particolare nella fase di ripristino, con una parte dedicata nel PdS e nei PID alle azioni concordate tra Terna e i DSO.

Q.4 Considerando che al recepimento della norma EN 50341 hanno contribuito in maniera determinante gli stessi gestori di rete, essi dovrebbero farsi parte attiva nell'aggiornamento della stessa, ad esempio promuovendo un gdl che produca una variante alla norma o una guida all'applicazione. È necessario in questo senso un confronto con la Direzione Tecnica del CEI.

Q.5 Come già affermato in precedenza, vanno inserite le ondate di calore e valutate le condizioni di notevole ventosità.

Q.6 Il PID dovrebbe seguire lo stesso iter di consultazione pubblica e approvazione del PdS di Terna. Si suggerisce in altri termini di estendere le forme di pubblicizzazione già suggerite al punto 4.18 del DCO. Lo stesso PdS di Terna dovrebbe essere integrato con una sezione dedicata alla resilienza ed anche ai relativi sviluppi tecnologici.

Q.7 Si ritiene utile applicare lo step intermedio ai DSO con più di 100.000 utenti e di stabilire le tempistiche di evoluzione verso quanto indicato al punto 4.11.c).

Q.8 e Q.9 Nessuna osservazione

Q.10 Si condivide l'opzione TE-2, suggerendo una combinazione di entrambi i parametri con pesi che possono essere variati in funzione della risposta dei DSO.

La proposta di trascurare in prima approssimazione l'energia immessa dalla GD (articolo 5.14) non sembra corretta, con particolare riferimento alle situazioni in cui la GD è preponderante rispetto al carico e quindi si verificano fenomeni di inversione di flusso su dorsali MT o su cabine primarie. Inoltre per la GD il servizio reso dalla rete consiste proprio nella possibilità di consentire l'immissione dell'energia prodotta. Si suggerisce pertanto di considerare le situazioni indicate in precedenza nella stima dell'energia distribuita.

Q.11 Gli interventi per la resilienza vanno definiti e monitorati in apposite schede che dovrebbero essere elaborate da Terna e dai DSO già nella fase intermedia che riguarda sezioni dedicate dei Piani di Sviluppo. Per ciascun intervento gli stessi soggetti regolati dovrebbero indicare lo stato di avanzamento lavori e, quindi, stimare il trend storico dell'addizionalità degli interventi per la resilienza.

Q.12 In linea generale si chiedono maggiori chiarimenti rispetto a quanto affermato al punto 5.21 e si auspica l'applicazione degli incentivi economici anche per la trasmissione.

Q.13 Si esprime la preferenza per l'opzione RI-2, rimandando ad ulteriori consultazioni le valutazioni sull'impatto massimo sulla tariffa.

Q.14 Come già indicato in precedenza si ritiene opportuno estendere anche a Terna il meccanismo di incentivazione per il ripristino del servizio di Trasmissione, con modalità che devono però essere discusse in apposita consultazione.

Uno spunto concreto per le attività di ripristino che Anie desidera portare all'attenzione dell'AEEGSI consiste nell'utilizzo degli impianti di generazione diffusa e dei gruppi elettrogeni, temi cui sembra non sia stata dedicata particolare attenzione.

Nel caso della generazione diffusa, occorre individuare gli impianti programmabili già installati presso le utenze, ad esempio gli impianti di cogenerazione utilizzati per produrre, oltre all'energia elettrica, anche calore per scopi di processo o di riscaldamento. Tali impianti possono essere o meno in grado di funzionare in assenza di alimentazione esterna (cosiddetto funzionamento in isola) ed avere eventualmente margine per poter alimentare utenze esterne rispetto all'impianto in cui sono inserite. Discorso analogo può essere fatto (ed è già in parte così in alcune realtà) per centrali idroelettriche contrattualizzate per alimentare isole di carico in condizioni di emergenza. Queste valutazioni andrebbero approfondite dai DSO ed inserite, se possibile, nei piani di ripristino. Il DSO, attraverso ad esempio il regolamento di esercizio, dovrebbe essere in possesso delle informazioni per poter eseguire tali valutazioni.

Un discorso diverso riguarda i gruppi elettrogeni installati presso le utenze. Essi sono gestiti per funzionare in assenza di rete esterna su una porzione o sull'intero impianto d'utenza e di norma interrompono il loro servizio al ritorno di un'alimentazione esterna e stabile. Nel caso fossero sovradimensionati rispetto alle esigenze dell'impianto in cui sono inseriti, potrebbero essere utilizzati per alimentare porzioni di rete esterna in condizioni di emergenza. Tale funzionamento sarebbe da definire dal punto di vista tecnico normativo, essendo appunto richiesto in condizioni di emergenza. Il beneficio maggiore consisterebbe nel poter utilizzare risorse di emergenza già installate e pronte all'uso, dal momento che solitamente il trasporto e la connessione alla rete di gruppi elettrogeni di emergenza potrebbe essere impraticabile a causa delle condizioni meteo avverse. Ovviamente questo tipo di servizio dovrebbe essere contrattualizzato in modo dedicato.