

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

## Attività svolte e ulteriori orientamenti

*Documento di consultazione 645/2017/R/eel del 21 settembre 2017*

## Osservazioni di Elettricità Futura

31 ottobre 2017

### Osservazioni di carattere generale

Elettricità Futura ritiene che la Resilienza delle reti sia un aspetto di primaria importanza, anche in relazione agli eventuali importanti impatti rilevanti sugli utenti finali, ad esempio in caso di interruzioni prolungate e estese.

A riguardo, l'Autorità per l'energia elettrica, i gas ed il sistema idrico (cfr. *infra* AEEGSI o Autorità) ha già attuato un primo consistente intervento regolatorio con la delibera 127/2017/R/eel, con cui ha stabilito che (a decorrere dal 1° ottobre 2017), l'onere degli indennizzi corrisposti ai clienti in caso di interruzioni prolungate.

Queste sono poste interamente a carico degli operatori di rete per interruzioni anche in caso di forza maggiore per la quota eccedente il limite di 72 ore di interruzione, il che appare, per inciso, penalizzante per gli operatori, anche in ragione dell'assenza di un simmetrico meccanismo premiante.

In linea generale, si apprezza che l'Autorità abbia riattivato il "*Tavolo Resilienza*", che è il luogo principale per il confronto e lo scambio informativo tra gli attori del settore elettrico coinvolti, al fine di esaminare le problematiche ed individuare meccanismi e soluzioni condivise sia in merito agli aspetti correlati alla tenuta delle reti che a quelli relativi al ripristino della fornitura.

Con riferimento all'attuale DCO, si osserva in generale, che la regolamentazione afferente alla Resilienza ed agli eventuali meccanismi incentivanti debba essere maggiormente integrato e sviluppato in stretto coordinamento con il percorso delineato dalla stessa AEEGSI verso il meccanismo *TOTEX* per la remunerazione degli investimenti. Solo in tal modo è effettivamente possibile tenere in considerazione anche tutti gli adempimenti e le evoluzioni nelle logiche di valutazione dei costi che i distributori dovranno perseguire in futuro.

Si apprezza che l'Autorità abbia esteso l'approccio al tema dell'incremento della Resilienza, inserendo tra le possibili leve da mettere in campo da parte delle imprese di distribuzione anche le modalità e le azioni per un rapido ripristino della continuità della fornitura.

Con specifico riferimento all'aspetto dell'incremento della *tenuta della rete alle sollecitazioni*, si ritiene che le proposte dell'Autorità abbiano carattere fin troppo penalizzante, per di più in assenza di una chiara definizione di quali siano i criteri che individuerebbero l'obbligatorietà degli investimenti.

La classificazione degli investimenti per la rete di distribuzione, e la successiva individuazione di obblighi sull'esecuzione di alcuni di questi, appare costituire un irrigidimento critico per le scelte di investimento dei distributori, e non in linea con la logica *output based* del futuro sistema di remunerazione *TOTEX*, che ci si attende andrà ad imporre delle *baseline* di costo che le imprese saranno obbligate a rispettare.

Sempre riguardo al tema della *tenuta della rete alle sollecitazioni*, si evidenzia, inoltre, come il meccanismo di incentivazione proposto dall'Autorità risulti particolarmente penalizzante per le imprese soprattutto laddove siano previsti degli obblighi riguardo alla specifica identificazione di interventi che non seguano i consueti criteri tecnico/economici adottati dalle imprese; in particolare nell'ipotesi TE0 l'AEEGSI rimanda a possibili azioni da parte del MISE in merito all'identificazione di una determinata soglia di interventi obbligatori per i distributori, deprezzando i risultati raggiunti nell'ambito del "Tavolo tecnico resilienza". Si ribadisce che debba essere evitata l'eventualità che potenziali obblighi e disposizioni siano emanati da enti esterni al settore elettrico: andrebbe invece valorizzato tutto il lavoro portato avanti negli ultimi anni dall'Autorità insieme agli operatori.

Inoltre, con riferimento all'introduzione di vincoli sull'esecuzione di specifici interventi da inserire all'interno dei c.d. *Piani Integrati di Distribuzione* (PID), si ritiene debbano essere previsti i necessari spazi di flessibilità per le imprese, per consentire di fronteggiare le mutate condizioni a contorno quali ad esempio le problematiche autorizzative, sulle quali l'operatore non avrebbe di fatto leve per agire.

In aggiunta, si evidenzia come, per il Gestore della RTN, non esistano simili meccanismi di penalizzazione riguardo all'esecuzione degli interventi di rete; ciò rischierebbe di introdurre criticità in termini di disomogeneità di trattamento tra i diversi gestori di rete.

Con specifico riferimento alle tipologie di sollecitazione prese in esame nel presente DCO, si evidenzia come gli elementi di rete vadano incontro a criticità nel momento in cui avviene un evento eccezionale (qualunque esso sia) che causa sollecitazioni superiori ai limiti previsti dagli standard progettuali nazionali ed internazionali. Ciò premesso, non si condivide la proposta dell'Autorità di circoscrivere gli interventi finalizzabili all'incremento della tenuta alle sollecitazioni soltanto ai fattori critici riportati al paragrafo 3.5. Si evidenzia infatti che, ad esempio, anche le ondate di calore hanno da tempo raggiunto carattere di eccezionalità, con riferimento alle

temperature e alla durata dei fenomeni registrati, e pertanto anche gli interventi finalizzati ad affrontare tale fattore critico dovrebbero essere tenuti in considerazione.

Infine si segnala che andrebbero approfonditi anche gli interventi finalizzati all'incremento della resilienza (in risposta a specifiche sollecitazioni) in ambiti urbani e densamente popolati, che nel DCO non vengono affrontati sebbene rappresentino dei contesti in cui gli utenti potenzialmente esposti sono molti.

## **Risposte agli spunti di consultazione**

**Q1.** A livello generale, si condivide il quadro d'insieme e gli obiettivi di questa consultazione? Quali ulteriori aspetti andrebbero considerati?

Q1. Come detto nelle osservazioni generali, si evidenzia che anche le ondate di calore possono raggiungere carattere di eccezionalità così come i relativi impatti sulle utenze: in circostanze di caldo eccezionale, infatti, gli elementi di isolamento dei giunti interrati (o altri componenti di rete) non riescono a dissipare il calore accumulato, andando incontro ad un decadimento/cedimento strutturale. Pertanto anche gli interventi finalizzati ad affrontare tale fattore critico dovrebbero essere tenuti in considerazione.

Inoltre, così come evidenziato nelle osservazioni generali, si ribadisce che andrebbero approfonditi anche gli interventi finalizzati all'incremento della resilienza in ambiti urbani e densamente popolati.

**Q2.** Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?

**Q3.** Quali aspetti del coordinamento tra operatori di distribuzione e di trasmissione si ritiene che possano essere semplificati alla luce dell'esperienza fin qui maturata?

Q2. Si rimanda al Q1. In generale, tutti gli aspetti inerenti l'individuazione dei fattori critici andrebbero trattati in seno al Tavolo Resilienza il cui ruolo di coordinamento e condivisione di tutte le tematiche a contenuto tecnico appare di fondamentale importanza.

Q3. Rispetto allo stato attuale, si ritiene necessario un maggiore livello di coordinamento, affinché i Distributori siano sempre aggiornati sugli interventi previsti dal TSO e sul loro stato di avanzamento, al fine di ottimizzare le azioni da intraprendere.

**Q4.** 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

**Q5.** Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell'emiparodo di regolazione 2016-2019? Se no, perché?

Q4. Si sottolinea che gli attori coinvolti da tali attività sono molteplici, dalle imprese di distribuzione a Terna agli enti di ricerca (RSE; CESI etc.), pertanto è necessario un adeguato coordinamento da portare avanti all'interno del Tavolo Resilienza.

Q5. Le tempistiche applicative dovrebbero avere orizzonti temporali maggiori rispetto alla proposta avanzata dal presente DCO (2018); ciò alla luce del fatto che al momento non sono adeguatamente definite e dettagliate né le azioni che dovrebbero eseguire gli operatori né gli eventuali meccanismi di incentivazione finalizzati all'incremento della resilienza.

Q6. Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?

Q7. Si condivide in particolare l'orientamento ad applicare, in prima attuazione, lo step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti?

Q8. Si condividono i criteri minimi di omogeneità per le sezioni dedicate alla Resilienza dei Piani di sviluppo delle imprese distributrici di maggiori dimensioni?

Q9. Si condividono le proposte in tema di schede intervento resilienza (vd. anche Appendice 3), ad accompagnamento dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione?

Q6. In linea di principio si condivide l'idea di una graduale integrazione degli attuali Piani di Sviluppo delle imprese verso i Piani Integrati di Distribuzione (PID), anche attraverso uno step intermedio che preveda la predisposizione delle c.d. schede di resilienza. Tale proposta appare essere inserita in un quadro di allineamento con i Piani di Sviluppo del Gestore della RTN. Sempre in ottica di allineamento con quanto previsto per il Gestore della RTN, si ritiene pertanto che anche i distributori non debbano essere sottoposti a meccanismi penalizzanti nel caso di non completamento degli interventi entro le tempistiche stabilite.

Q7. Si condivide l'orientamento di applicare inizialmente lo step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti, ma, come scritto al punto Q5, la data di avvio ipotizzata dovrebbe comunque essere successiva al 2018, poiché al momento non sono adeguatamente definite né le azioni che dovrebbero eseguire gli operatori né gli eventuali meccanismi di incentivazione.

Q8. Non si hanno considerazioni a riguardo.

Q9. Si ritiene necessario un maggior livello di dettaglio riguardo alle caratteristiche che dovrebbero avere le schede di intervento resilienza.

Q10. 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?

Q11. Quale/i indicatore/i si ritengono più idonei per rappresentare il trend storico rispetto al quale verificare l'addizionalità degli interventi per la resilienza?

Q12. Si condivide la proposta per il settore della trasmissione?

Q10-Q11. Si rimanda alle osservazioni di carattere generale. Come detto, non si condivide l'individuazione di obblighi per l'esecuzione di alcuni investimenti, a fronte di un meccanismo sostanzialmente penalizzante. Inoltre non si comprende come l'individuazione della soglia possa contemporaneamente soddisfare sia le esigenze di resilienza sia quelle legate agli effetti sulle tariffe connessi ai costi di tali interventi.

Q12. Non si hanno osservazioni a riguardo.

Q13. 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?

Q14. 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?

Q13. Come detto nelle osservazioni di carattere generale, si apprezza che l'Autorità abbia deciso di inserire nel concetto di resilienza anche la capacità di ripristino del servizio, per i quali si condividono le proposte riguardo a meccanismi incentivanti effettivamente premianti.

L'opzione RI-1 presenta delle positività con riferimento all'orizzonte pluriennale ipotizzato, che permette una migliore pianificazione e flessibilità decisionale. Un'ulteriore positività di tale opzione è rappresentata da quanto riportato alla lettera d) del paragrafo 6.8 del DCO, cioè il fatto che sia il distributore ad indicare, nella proposta di "azoni qualificate", le modalità di verifica "ex-post" che l'Autorità utilizzerà per accertarne l'esecuzione.

L'opzione RI-2, d'altra parte, è ancora da definire con un'eventuale consultazione ad-hoc, pertanto, allo stato attuale, non si può esprimere una preferenza riguardo alle suddette proposte.

Q14. Non si hanno osservazioni a riguardo.

