

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

Osservazioni di RSE SpA

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

Si condividono il quadro di insieme generale e gli obiettivi esposti nella consultazione.

Di seguito si propone una integrazione alla definizione proposta al paragrafo 1.5 e una indicazione operativa per la continuazione dei lavori del Tavolo istituito da AEEGSI.

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

La definizione di resilienza adottata fa esplicito riferimento alla aumento della capacità di **tenuta alle sollecitazioni** (coniugata come riduzione della vulnerabilità infrastrutturale), ed alla tempestività del ripristino.

Nella letteratura internazionale il concetto di resilienza è più esteso e considera *la capacità di un sistema di prevedere, prevenire, mitigare e recuperare da un disturbo, migliorando a capacità di assorbimento e ripristino*.

A supporto di questa visione anche il documento di consultazione della SEN afferma che *"L'efficacia di un sistema resiliente dipende dalla sua capacità di anticipare, assorbire, adattarsi e/o rapidamente recuperare da un evento estremo"*.

Lo stesso DCO fa esplicitamente riferimento a soluzioni smart per il miglioramento della resilienza alla nota 3, dove si afferma che:

*"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"**, [...] 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"** ... o di azioni **"gestionali"** finalizzate al ripristino della fornitura (vd appendice 4, prontezza e gestione dell'emergenza).*

In particolare, si vuole evidenziare come nel paragrafo 1.5 del DCO, sotto la voce *"tenuta alle sollecitazioni"* venga soprattutto evidenziata la necessità di irrobustire la rete, senza un esplicito riferimento a soluzioni *"smart grid"* come i miglioramenti dei sistemi di controllo e difesa. Tale aspetto viene accennato solo in seguito. Si ritiene opportuno introdurlo fin dal paragrafo 1.5 per evidenziare

l'importanza sia delle soluzioni passive sia di quelle attive (“*smart grid*”). Una definizione più generale potrebbe riferirsi alla capacità del sistema di assorbire i disturbi senza provocare, o riducendo, le disalimentazioni (perdite di carico), tramite soluzioni passive per il miglioramento della tenuta alle sollecitazioni (riduzione delle vulnerabilità) e soluzioni attive per la previsione, prevenzione e mitigazione dei disturbi, e per ridurre i tempi di ripristino riducendo l'energia non fornita.

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.

Si sottolinea la necessità di individuare un **mix ottimo** tra la tenuta alle sollecitazioni e il ripristino. A tal fine si ritiene opportuno che nelle attività future del “TdL Resilienza” i due aspetti vengano considerati di concerto in modo da individuare le soluzioni maggiormente efficienti ed efficaci.

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

Certamente i fattori elencati sono da considerarsi prioritari, anche se in specifiche zone (aree costiere ad es.) possono risultare prioritari altri fattori, come l'inquinamento salino. Inoltre in altre parti del documento (vedi paragrafo 4.10a) si fa cenno all'importanza di considerare anche l'invecchiamento dei componenti.

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?*

L'utilizzo di modalità di gestione delle emergenze differenti tra operatori della distribuzione e di trasmissione può essere fonte di mancanza di coordinamento ed efficacia ridotta. Si auspica la piena collaborazione degli operatori nel rendere disponibili i dataset ed i modelli utilizzati per la definizione di indici di rischio della rete al fine di programmare gli interventi per aumentare la resilienza.

In secondo luogo si ritiene utile suggerire di coinvolgere il CEI per quanto attiene la Norma CEI 0-17, “Linee Guida per la Predisposizione dei Piani di Emergenza dei Distributori di Energia Elettrica, citata come riferimento al punto 2.1 del DCO.

Si ritiene che la norma (ultima edizione risalente al maggio 2008) debba essere aggiornata con particolare riferimento ai seguenti punti della Delibera AEEGSI delibera 333/07333 (art. 52 all. A).

c) “Definizione dei criteri per la valutare la gravità e lo sviluppo di situazioni tali da portare a successivi stati di emergenza”;

e) “Modalità di comunicazione delle informazioni per la gestione dell'emergenza all'interno del soggetto distributore e nei confronti dell'esterno”.

Infatti la norma CEI riporta solo alcuni esempi (differenziati per operatore) senza la definizione di criteri condivisi a livello nazionale. La mancanza di tali criteri può evidenziarsi specie in caso di eventi critici interessanti territori in cui operano differenti distributori di energia elettrica. Inoltre le modalità di comunicazione previste dalla norma all'interno delle società distributrici e verso il gestore della Rete di

Trasmissione Nazionale risultano troppo generiche e possono comportare criticità in caso di emergenza. Non sono infine sufficientemente circostanziate le modalità di comunicazione alla clientela in relazione al grado di emergenza, alla durata e alla disponibilità di strumenti innovativi di comunicazione.

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?*

Alla luce dei fenomeni succedutisi nel periodo più recente, si concorda sulla necessità di coinvolgere il CEI in riferimento alla norma CEI EN 50341-2-13. Le attività dovranno consentire di pervenire ad una nuova mappatura delle condizioni meteorologiche sul territorio nazionale basata su dati recenti, sull'utilizzo di simulazioni modellistiche e sugli sviluppi scientifici, quali quelli della rianalisi meteo.

A proposito della realizzazione delle mappe di rischio si sottolinea che l'esperienza di collaborazione da parte di RSE con il TSO nazionale ha portato a identificare una metodologia utile all'identificazione di interventi prioritari per aumentare la tenuta alle sollecitazioni della rete di trasmissione. L'approccio ha combinato aspetti relativi ai componenti, alle sollecitazioni meteo e alle caratteristiche della rete, come descritto nell'allegato documento *"Metodologia per un nuovo indicatore Resilienza per la Rete di Trasmissione Nazionale"*

Le attività di ricerca di sistema svolte da RSE sono orientate a proseguire anche nel futuro sulla linea intrapresa in questa fase, e si auspica una ripresa dei risultati nell'ambito del "TdL Resilienza", al fine di valutarne le proposte metodologiche in tema di pianificazione e di valutazione del rischio di esercizio, attraverso approcci passivi e attivi per il miglioramento della resilienza.

Q.5 *Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell'emisfero di regolazione 2016-2019? Se no, perché?*

La proposta dei fattori critici è sicuramente condivisibile per essere introdotta nelle azioni regolatorie del periodo.

Si osserva che a nostro parere è necessario considerare anche la categoria dei rischi indiretti. A titolo di esempio si cita la minaccia "caduta alberi" in quanto il vento stesso può essere causa di caduta di alberi a prescindere dalla presenza o meno di neve. Questa revisione è anche in linea con quanto menzionato al paragrafo 2.14.

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 concorda sul fatto che tali indicatori debbano essere legati a grandezze fisiche e non "a valore". Tale indicatore può riferirsi ad un incremento della robustezza (ad es. percentuale di cavizzazione) ma anche all'aumento della flessibilità di esercizio (ad es. aumento del numero di controalimentazioni disponibili, introduzione di sistemi di controllo avanzato).

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?*

Si, in quanto la minaccia coinvolge sia la rete di distribuzione sia quella di trasmissione e TERNA è un attore fondamentale del ripristino e deve coordinarsi con i distributori al fine di garantire i più bassi tempi di ripristino del carico delle utenze. L'incentivazione dovrebbe tenere in conto del grado di coordinamento raggiunto con gli enti distributori coinvolti.