

## **Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico**

### **Parte prima**

#### **PREMESSA**

L'art. 77 del TIQE (all. A alla del. 646/2015/R/eel) e l'art. 37 del TIQ.TRA (all. A alla del. 653/2015/R/eel) prevedono che, entro il 31 marzo 2017, Terna e ogni impresa distributrice che serve più di 50.000 utenti trasmettano all'Autorità un Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico (di seguito: Piani per la resilienza).

Tali Piani di lavoro per la resilienza devono tener conto dei piani di sviluppo delle singole imprese (piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e della delibera 627/2016/R/eel, programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239 convertito in legge 27 ottobre 2003, n. 290 e piani di sviluppo della rete di distribuzione ai sensi del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) ed essere coordinati tra Terna e le imprese distributrici.

I Piani di lavoro per la resilienza devono essere integrati nei successivi piani di sviluppo delle singole imprese.

Al fine di indirizzare efficacemente l'azione dell'Autorità, i Piani di lavoro per la resilienza devono contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti accaduti negli ultimi 15 anni.

Alcuni esempi di tematiche che possono essere prese in considerazione sono<sup>1</sup>:

- bonifica delle reti di trasmissione e distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- potenziamento della magliatura (trasmissione) e della controalimentabilità (distribuzione);
- aumento della cavizzazione (distribuzione);
- sostituzione e/o modifica della componentistica di rete;
- potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione;
- funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella disponibilità dell'impresa distributrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgano la generazione distribuita (distribuzione).

#### **OBIETTIVO DEI PIANI DI LAVORO**

Elencazione degli interventi<sup>2</sup> che gli operatori pianificano di realizzare, con indicazione di:

- descrizione e perimetro dell'intervento<sup>3</sup>;
- area geografica di intervento;

---

<sup>1</sup> Sono ripresi, senza modifiche, i contenuti del comma 77.2 del TIQE e del comma 37.2 del TIQ.TRA.

<sup>2</sup> Il termine "intervento", come già prassi nella trasmissione elettrica, fa riferimento a un insieme di opere finalizzate a incrementare la resilienza in una specifica area. Esempi di interventi (di sviluppo) della trasmissione sono "Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria", "Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova". La granularità di applicazione della definizione di "intervento" e, eventualmente, delle "opere" che costituiscono un intervento, deve essere valutata e opportunamente definita da ciascuna impresa, principalmente in relazione alla propria dimensione territoriale.

<sup>3</sup> A titolo esemplificativo si veda il formato scheda utilizzato da Terna nei Piani di sviluppo.

- fattore critico che motiva l'intervento (es.: manicotto di ghiaccio, inondazione in ambito urbano, ecc.);
- calendario di inizio dell'intervento e, quando applicabile, di ciascuna opera ad esso relativa;
- tempi previsti di realizzazione;
- impatti attesi su indici di rischio e di resilienza;
- benefici attesi;
- costi attesi.

#### **DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO<sup>4</sup>**

- (1) documento CEI "Introduzione ai risultati GdL Resilienza – Metodologia di valutazione della Resilienza del Sistema Elettrico" del 30 novembre 2016;
- (2) documento e-distribuzione "Valutazione della resilienza del sistema elettrico";
- (3) documento Terna "Resilienza della rete elettrica di trasmissione" rev.00 dell'11/11/2016;
- (4) norma europea CEI EN 50341 (EN 50341-2-13) riportante gli aspetti normativi nazionali italiani;
- (5) documento RSE "Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico su conduttori di linee elettriche aeree" del 14/11/2016;
- (6) documento RSE "Approcci alla valutazione della resilienza del sistema elettrico" del 11/11/2016;
- (7) documento di areti "Resilienza delle reti elettriche in contesto urbano" v. 3.0 del 12/10/2016.

#### **CONTESTO METODOLOGICO**

Nella successiva Appendice 1 vengono descritti i principali elementi metodologici per l'individuazione e la valutazione di interventi per l'incremento della resilienza:

- elementi per il calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi;
- elementi per il calcolo del beneficio atteso;
- elementi per il calcolo del costo atteso.

Tali elementi metodologici sono applicabili a ciascun tipo di evento. In particolare:

- a. riguardo alla formazione di manicotti di ghiaccio e neve deve essere fatto riferimento a quanto sviluppato nell'Appendice 2 alle presenti linee guida;
- b. per le inondazioni in contesto metropolitano deve essere fatto riferimento al documento (7);
- c. per altri tipi di eventi l'impresa deve garantire la coerenza metodologica per tutte le proprie analisi relative al medesimo tipo di evento.

Nell'individuare i suddetti interventi Terna e le imprese distributrici evidenziano anche gli investimenti volti alla riduzione dei tempi di ripristino del servizio (es.: telecontrollo, automazione, ecc.) ed il loro funzionamento.

Le imprese distributrici analizzano gli interventi sulle reti di distribuzione, Terna analizza gli interventi sulla rete AT a valle della disponibilità delle informazioni da parte dell'impresa distributtrice. Qualora il rischio possa essere ridotto sia da interventi sulla rete di trasmissione che sulla rete di distribuzione, Terna e l'impresa distributtrice interessata si coordinano al fine di stabilire se gli interventi devono essere effettuati solo sulla rete Alta Tensione (AT), solo sulla rete Media Tensione (MT) o su entrambe le reti.

---

<sup>4</sup> Trasmessa dal CEI all'Autorità in data 30 novembre 2016, prot. CEI 2045/RB/ar (prot. Autorità 35795 dell'1 dicembre 2016) – ad esclusione del documento (4).

## APPENDICE 1

La presente Appendice descrive i principali elementi metodologici per l'individuazione e la valutazione di interventi per l'incremento della resilienza:

- elementi per il calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi;
- elementi per il calcolo del beneficio atteso;
- elementi per il calcolo del costo atteso.

L'analisi economica deve tenere conto delle seguenti ipotesi:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale.

### **Elementi di calcolo di indici di resilienza e degli impatti attesi**

L'analisi della resilienza è basata su un indice di rischio di disalimentazione degli utenti di una rete elettrica per ciascuna causa compresa nei tipi di eventi a, b, e c, di cui sopra.

Tale indice di rischio (IRI) è il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio.

La probabilità di disservizio è individuata come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento (TR).

L'entità del danno è individuata come il numero di utenti in bassa tensione disalimentati (NUD).

L'indice di rischio risulta quindi  $IRI = NUD/TR$ .

L'indice di resilienza (IRE) è l'inverso dell'indice di rischio ed è quindi pari al tempo di ritorno dell'evento diviso il numero di utenti in bassa tensione disalimentati ( $IRE = TR/NUD$ ).

L'impatto atteso, cioè il miglioramento dell'indice di rischio, è valutato dalle imprese distributrici come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione pre-intervento, con riferimento a ciascuna cabina secondaria<sup>5</sup>. Le imprese distributrici possono procedere all'aggregazione di indici di rischio di cabine secondarie (es. gruppi di cabine secondarie su uno stesso *feeder* MT, intero *feeder* MT), sommandoli nel caso in cui i tempi di ritorno di ciascuna cabina secondaria oggetto di aggregazione siano uguali o almeno simili (al fine di evidenziare insiemi di utenti aventi rischiosità simili).

Ciascuna impresa distributtrice comunica a Terna il numero di utenti in bassa tensione (NUD) e l'impatto atteso per ciascuna semisbarra di cabina primaria (ottenuto sommando gli impatti attesi per tutte le cabine secondarie afferenti a tale semisbarra in assetto di rete standard).

### **Elementi di calcolo del beneficio atteso**

Le imprese distributrici ricavano, a partire dalla differenza degli indici di rischio suddetti post- intervento e pre-intervento, la probabilità di disalimentazione di utenti.

Le imprese distributrici adottano e motivano le ipotesi per l'individuazione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti, facendo riferimento a valori medi di prelievo.

---

<sup>5</sup> Qualora opportuno la differenza tra gli indici di rischio tiene conto delle informazioni comunicate da Terna, ad esempio vedi Appendice 2.

Il beneficio è riferito alle seguenti categorie:

- i. minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio (*utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh<sup>6</sup> non fornito per gli utenti non domestici, ed una ipotesi di durata delle interruzioni costante, pari a H ore (H è posto convenzionalmente pari a 16h, facendo salva la possibilità per le imprese di definirlo diversamente a seguito di appropriata giustificazione)*);
- ii. minori costi per gli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete;
- iii. minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio (*utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici*);
- iv. minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie;
- v. altri minori costi o altri benefici che non siano oggetto di potenziale doppio conteggio con i benefici suddetti.

#### **Elementi di calcolo del costo atteso**

Il costo comprende almeno<sup>7</sup>:

- a) il costo di investimento per la realizzazione dell'intervento, inclusi costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate ai servizi di trasmissione e di distribuzione, costi per la eventuale demolizione di infrastrutture preesistenti;
- b) i costi di esercizio e di manutenzione durante la vita economica dell'intervento.

Parallelamente alla determinazione del costo atteso degli interventi, Terna e le imprese distributrici individuano gli eventuali maggiori costi correlati alla sostituzione di linee AT oppure MT esistenti non ammortizzate.

---

<sup>6</sup> I valori economico sono definiti aggiornando, in via semplificata, i valori medi di disponibilità a pagare per evitare interruzioni (Willingness To Pay, WTP) e disponibilità ad accettare interruzioni (Willingness To Accept, WTA). Tali valori medi, espressi in valuta dell'anno 2003, sono pari a 10,39 Euro/kWh non fornito per utenti domestici e 45,23 Euro/kWh non fornito per utenti non domestici, (vd. tabella 10 del DCO 20/2011).

<sup>7</sup> Le voci di costo da considerare per gli interventi di trasmissione sono le stesse definite dall'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel.

## APPENDICE 2

La presente Appendice descrive una metodologia finalizzata all'individuazione di porzioni di rete con linee in conduttori nudi soggette alla formazione dei manicotti di ghiaccio ed all'azione combinata del vento.

La norma europea CEI EN 50341 (EN 50341-2-13) (4) 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<sup>8</sup>. 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.

La probabilità di disservizio PD è la probabilità che un evento meteorologico comporti la formazione di un manicotto di ghiaccio che, con la contemporanea azione del vento, porti ad una sollecitazione che determini la rottura del conduttore, pari all'inverso del tempo di ritorno TR di questa sollecitazione calcolato in conformità a quanto previsto dalla norma europea CEI EN 50341 (EN 50341-2-13) (4):

$$PD = 1/TR$$

Inoltre, ai fini della selezione degli interventi prioritari, come meglio specificato al punto 7, devono essere considerati gli eventi di formazione di manicotti di ghiaccio e neve sulle linee aeree in conduttori in media e alta tensione, secondo quanto illustrato nel documento RSE (5)<sup>9</sup>, ove risultino sollecitazioni sui conduttori superiori a quelle previste dalle norme CEI EN 50341.

### Calcolo degli indici di rischio

Il calcolo degli indici di rischio attuali delle cabine secondarie deve essere effettuato:

1. con riferimento alla rete AT, Terna calcola e comunica alle imprese distributrici, per ogni cabina primaria, il tempo di ritorno (TR-cp) che porta alla disalimentazione della cabina primaria stessa, considerando i tempi di ritorno delle linee della rete a monte a partire dalle Stazioni Elettriche (AAT/AT);
2. con riferimento alla rete MT, le imprese distributrici calcolano, per ogni cabina secondaria, il tempo di ritorno (TR-cs) che corrisponde alla disalimentazione della cabina secondaria stessa, considerando i tempi di ritorno delle linee MT della rete di distribuzione che alimenta la cabina secondaria. Il tempo di ritorno deve essere valutato considerando chiusi gli interruttori e organi di manovra di tutte le vie di possibile controalimentazione MT e considerando la piena disponibilità delle cabine primarie;
3. le imprese distributrici calcolano, per ciascuna cabina secondaria, il tempo di ritorno equivalente che è il valore più piccolo tra il TR-cs della cabina secondaria ed il TR-cp della cabina primaria che alimenta in assetto di rete standard e non perturbato la cabina secondaria in esame (TRcs-eq);
4. le imprese distributrici calcolano il valore dell'indice di rischio della cabina secondaria considerando anche la resilienza della cabina primaria (IRIcs-eq):

$$IRIcs-eq = NUD / TRcs-eq$$

<sup>8</sup> Condizioni meteorologiche con probabilità di accadimento cinquantennale.

<sup>9</sup> Eventualmente integrato con dati meteorologici più recenti.

5. le imprese distributrici calcolano il valore dell'indice di rischio della cabina secondaria considerando infinita la resilienza della cabina primaria (IRIcs):

$$\text{IRIcs} = \text{NUD} / \text{TRcs}$$

#### **Selezione delle porzioni di rete su cui intervenire in via prioritaria**

6. le imprese distributrici effettuano l'ordinamento decrescente degli indici di rischio IRIcs-eq di ciascuna cabina secondaria, o di loro aggregati;
7. le medesime imprese riordinano quanto sopra considerando le aree geografiche dove le risultanze di eventi metereologici accaduti negli ultimi 15 anni portino a riscontrare sollecitazioni sui conduttori superiori a quelle definite dalle norme CEI EN 50341. Allo scopo RSE produce una lista di Comuni nei quali si sono verificati eventi severi nel corso degli ultimi 15 anni; per tali Comuni l'impresa distributtrice aumenta opportunamente i valori di rischio, applicando la medesima logica per tutte le cabine secondarie e motivandola;
8. le imprese distributrici definiscono una soglia di indice di rischio (IRIcs-eq) al fine di individuare le porzioni di rete sulle quali intervenire. La soglia individua convenzionalmente il 10% delle cabine secondarie, facendo salva la possibilità per le imprese di definire diversamente tale soglia a seguito di appropriata giustificazione;
9. le imprese distributrici comunicano a Terna gli indici di rischio IRIcs-eq ed IRIcs delle proprie cabine secondarie o loro aggregati (max. semisbarra di cabina primaria), al fine di consentire a Terna l'individuazione le cabine primarie che sottendono porzioni di rete di distribuzione il cui indice di rischio dipende dalla rete AT;
10. Terna e le imprese distributrici si coordinano al fine di stabilire, sulla base degli indici di rischio (impatti attesi), dei benefici e dei costi attesi (vd. Appendice 1), se gli interventi devono essere effettuati solo sulla rete AT, solo sulla rete MT o su entrambe le reti.