

Piano di Resilienza della Rete Elettrica di TDE

(AGGIORNAMENTO al 31.12.2021)

REDATTO	FUNZIONE	NOME	FIRMA
	RESP.AREA RETE ELETTRICA ASM TERNI	ING. MARCO PAULUCCI	
	DIP. DI INGEGNERIA ASTRONAUTICA, ELETTRICA ED ENERGETICA DELL'UNIVERSITÀ "SAPIENZA" DI ROMA	PROF. ALBERTO GERI	
APPROVAZIONI	FUNZIONE	NOME	FIRMA
	DIRETTORE TERNI DISTRIBUZIONE ELETTRICA	ING. MASSIMO CRESTA	

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 2022_RELAZIONE TECNICA RESILIENZA TDE.docx	20/06/2022
		pag. 1 di 13

Sommario

1	Premessa	3
2	Finalità	3
3	Descrizione e perimetro dell'intervento	3
4	Area geografica di intervento	3
5	Periodo di riferimento	4
6	Analisi dei fattori critici di rischio	4
6.1	Precipitazioni nevose	4
6.2	Esondazione ed allagamento	4
6.3	Ondate di calore	5
6.4	Tempeste di vento e effetti dell'inquinamento salino in prossimità delle coste	5
6.5	Cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto	5
7	Documentazione di riferimento	9
8	Contesto metodologico	9
8.1	Elementi di calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi	9
8.2	Indici aggiuntivi introdotti da ASM TERNI	10
9	Modello di simulazione	11
10	Piano di sviluppo aziendale	11
11	Conclusioni	12

1 Premessa

L'art. 77 dell'allegato A del "Testo integrato della regolazione OUTPUT-BASED dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" (TIQE) (all. A alla del. 646/2015/R/eel) prevede che ogni impresa distributrice che serve più di 50.000 utenti trasmetta all'Autorità un piano finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica (Piano di Resilienza).

Il Piano resilienza include gli interventi individuati dall'impresa distributrice e mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione.

2 Finalità

Lo scopo del presente documento è di elaborare il Piano di Resilienza per la rete elettrica di Terni Distribuzione Elettrica (TDE), tenendo conto degli attuali *Piani di sviluppo* aziendali, secondo le linee guida contenute nel TIQE. In particolare vengono valutati quali fattori critici di rischio prioritari da esaminare, quelli proposti nell'art.77.3 del TIQE.

Per il calcolo dell'IRE (indice di resilienza), sono stati utilizzati i criteri esposti in:

- TIQE;
- le linee di guide di Arera;
- i risultati del gruppo di lavoro (tavolo resilienza).

3 Descrizione e perimetro dell'intervento

La rete di distribuzione MT/BT di TDE è connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante 1 cabina primaria con consegna lato AT (CP, da 50 MVA) e con 1 cabina primaria con consegna lato MT (CP, da 80 MVA). Nella rete è presente inoltre un'altra cabina AT/MT (da 65 MVA). Nella rete sono inoltre presenti 4 cabine satelliti di smistamento in MT e 592 cabine secondarie (CS, con una potenza di trasformazione installata di 135 MVA) (di cui 157 telecontrollate). La rete di distribuzione in MT ha un'estensione di circa 650 km (di cui il 59.21% in linee aeree, il 40.79% in cavo), mentre quella in BT ha un'estensione di circa 1'523 km (di cui 20.93% linee aeree con conduttori nudi, il 33.92% linee aeree in cavo sospeso ed il 45.15% in cavo interrato). Le utenze BT servite dalla rete di distribuzione sono circa 64'735, con una potenza totale installata di circa 311 MW, complessivamente l'energia media giornaliera distribuita agli utenti è di circa 884 MWh.

4 Area geografica di intervento

L'area del Piano è quella del Comune di Terni, codice Istat 55032, latitudine: 12,6604, longitudine 42,5795 quota sul livello del mare 130m (dati Istat).

5 Periodo di riferimento

In base all'art. 78.1 lettera c, TDE è una "principale impresa distributrice" a partire dal 2020. TDE si è inoltre avvalsa della facoltà di aderire al meccanismo premi/penalità a partire dal 2021. In base all'art. 78.6 dovrà trasmettere e pubblicare il piano a partire da giugno 2021, con avanzamento del progetto al 31 dicembre dell'anno precedente (2020). Il presente piano fa riferimento agli anni 2020-2023, salvo aggiornamenti.

6 Analisi dei fattori critici di rischio

I fattori di rischio analizzati sono:

- a. precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (wet snow);
- b. allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense o frane ed alluvioni provocate da dissesto idrogeologico;
- c. ondate di calore e prolungati periodi di siccità;
- d. tempeste di vento e effetti dell'inquinamento salino in prossimità delle coste;
- e. cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto.

6.1 Precipitazioni nevose

Nel territorio interessato, le precipitazioni nevose non hanno generato criticità, in termini di manicotti di ghiaccio tali da generare disservizi significativi alla rete elettrica. Questo dato storico è confermato anche dallo studio "Metadati relativi alle elaborazioni dei manicotti su base comunale" di RSE, nel quale non emergono sezioni di conduttori con TR inferiori a 50 anni. Per questo motivo il rischio derivante da precipitazioni nevose con conseguente manicotti di ghiaccio può essere considerato ragionevolmente con tempo di ritorno maggiore di 50 anni, per le finalità di questo Piano.

In riferimento al fenomeno "wet-snow", nel periodo di osservazione che parte dal 2008 è stato riscontrato un unico evento (nel 2021) che ha avuto impatto principalmente sulle strade di accesso alla rete, senza il manifestarsi di Periodi di Condizioni Perturbate per la rete elettrica. Per questo motivo, ai fini del piano, il rischio derivante da "wet-snow" può essere ragionevolmente considerato con tempo di ritorno maggiore di 50 anni.

6.2 Esondazione ed allagamento

All'interno del territorio dove insiste la rete sono presenti i fiumi Nera e Velino oltre che i loro affluenti. La città stessa di Terni è divisa dal percorso del fiume Nera. Il rischio esondazione è stato affrontato da tempo dalle istituzioni locali con un progressivo consolidamento ed innalzamento degli argini dei corsi d'acqua. Tali interventi hanno determinato una progressiva riduzione del rischio esondazione all'interno del territorio comunale. Nel "Piano di Emergenza Provinciale rischio Idraulico" il territorio viene diviso in aree con tempi di ritorno che vanno da 50 anni a 500. Per questo motivo ai fini del Presente Piano il rischio esondazione non viene approfondito ulteriormente.

6.3 Ondate di calore

Nella rete oggetto del piano, nel periodo di osservazione che parte dal 2008, non sono stati registrati eventi di guasto severi sulla rete MT riconducibili alle ondate di calore, infatti gli eventi di guasto registrati sulle linee MT interrate, sono stati ricondotti tipicamente a:

- ageing di alcune tratti di rete a 10kV;
- motivi tecnologici legati alla tipologia di giunti utilizzati;
- danneggiamenti da parte di terzi durante interventi di scavo.

Per questo motivo, ai fini del piano, il rischio derivante dalle ondate di calore sulla rete MT, può essere ragionevolmente considerato con tempo di ritorno maggiore di 50 anni.

Occorre comunque precisare che il continuo aumento dei carichi e delle temperature estive, non esclude la necessità di rivalutare i tempi di ritorno dei guasti dovuti all'effetto delle ondate di calore.

6.4 Tempeste di vento e effetti dell'inquinamento salino in prossimità delle coste

Il territorio in cui insiste la rete oggetto del Piano è distante dal mare, pertanto non sono stati mai registrati eventi associati all'inquinamento salino, per questo motivo il tempo di ritorno di guasti dovuti a tale fenomeno può essere assunto ad un valore maggiore di 50 anni.

Relativamente alle tempeste di vento, il territorio non è storicamente caratterizzato da eccezionali fenomeni ventosi e comunque sempre al di sotto dei valori minimi di dimensionamento meccanico delle linee elettriche aeree imposti dalle norme. Per questo motivo, ai fini del piano, il rischio derivante dalle tempeste di vento sulla rete MT, può essere ragionevolmente considerato con tempo di ritorno maggiore di 50 anni.

6.5 Cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto.

Allo stato attuale non esiste una specifica norma per la valutazione del tempo di ritorno del rischio di caduta alberi sulle linee elettriche aeree, per questo motivo, la valutazione di questa minaccia è stata effettuata sulla base delle seguenti in formazioni:

- classificazione del territorio per tipologia di presenza di alberi;
- tracciato delle linee elettriche aeree nel territorio;
- numero di eventi che hanno determinato Periodi di Condizioni Perturbate a causa della caduta di alberi sulla rete elettrica nel corso degli anni.

Seguendo la metodologia proposta da GdL Resilienza [1], per la valutazione della resilienza, l'intera rete MT di TDE è stata rappresentata come un grafo, in cui: le cabine secondarie, i nodi di derivazione rigida, i sezionatori di linea, le sbarre delle cabine AT/MT e le sbarre delle cabine MT/MT sono rappresentati come i nodi del grafo; le linee MT che interconnettono i nodi sono rappresentate come i rami del grafo.

Sulla base anche del Piano Regolatore Generale della Città di Terni (PRG), il territorio dove insiste la rete è stato diviso in aree in relazione alla maggiore o minore presenza di alberi. Le aree individuate sono: zona agricola, zona boschiva, filari arborei, sponde di fiumi e laghi, zona di riqualificazione e corsi d'acqua (in Figura 1 viene riportata la classificazione del territorio in relazione alla presenza di alberi).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 2022_RELAZIONE TECNICA RESILIENZA TDE.docx	20/06/2022
		pag. 5 di 13

Per ogni zona è stato attribuito un coefficiente di conversione, per poter mettere a confronto il rischio derivante dalla presenza di alberi nella zona, rispetto ad una generica zona boschiva [15].

Per ogni ramo del grafo (i.e. per ogni linea MT) sono stati valutati i km di percorso all'interno di ogni area del territorio. Applicando i coefficienti di conversione, per ogni ramo sono stati ricavati i km equivalenti di percorso in zona boschiva (L_{bosc}).

Il metodo utilizzato è un'analisi di sovrapposizione (Overlay Analysis) fra la rappresentazione GIS delle linee elettriche aeree e la ripartizione del territorio per tipologia di presenza di alberi (in Figura 2 è riportato un dettaglio dell'Overlay Analysis fra la rappresentazione GIS delle linee elettriche aeree e la ripartizione del territorio per tipologia di presenza di alberi). Applicando i coefficienti di conversione al risultato della query dell'Overlay Analysis, viene determinato L_{bosc} per ogni ramo del grafo.

Sommando tutti L_{bosc} di tutti i rami viene calcolato la presenza totale equivalente in zona boschiva della rete MT aerea (102,04 km). Nella Figura 3 viene riportata la presenza totale equivalente in zona boschiva della rete MT aerea, con i coefficienti di conversione applicati per le diverse zone.

Nel periodo di osservazione dal 2008 al 2020 (13 anni), sono stati registrati 20 eventi che ricadono all'interno di P.C.P. (Periodi di Condizioni Perturbate) associati alla caduta di alberi. In relazione alla lunghezza totale equivalente di linee insistenti in aree boschive, risulta un TR medio in area boschiva (TR_{mab}) di 66,43 [anni*km]. Il tempo di ritorno dei singoli rami è stato calcolato come il rapporto tra il TR_{mab} / L_{bosc} . In tutta la rete, rappresentata con 1.067 rami, solamente 9 rami risultano con un tempo di ritorno inferiore a 50 anni, di questi nessuno corrisponde a rami con configurazione in antenna, di conseguenza tutte le cabine secondarie hanno un TR_{eq} maggiore di 50 anni (Figura 4 – grafico dei 40 rami con TR più basso). Pertanto, per questa tipologia di rischio, la rete risulta adeguatamente resiliente e non risultano interventi da inserire nel piano ed eleggibili al meccanismo di premi/penalità, di cui alla lettera c art 79bis.1 del TIQE.

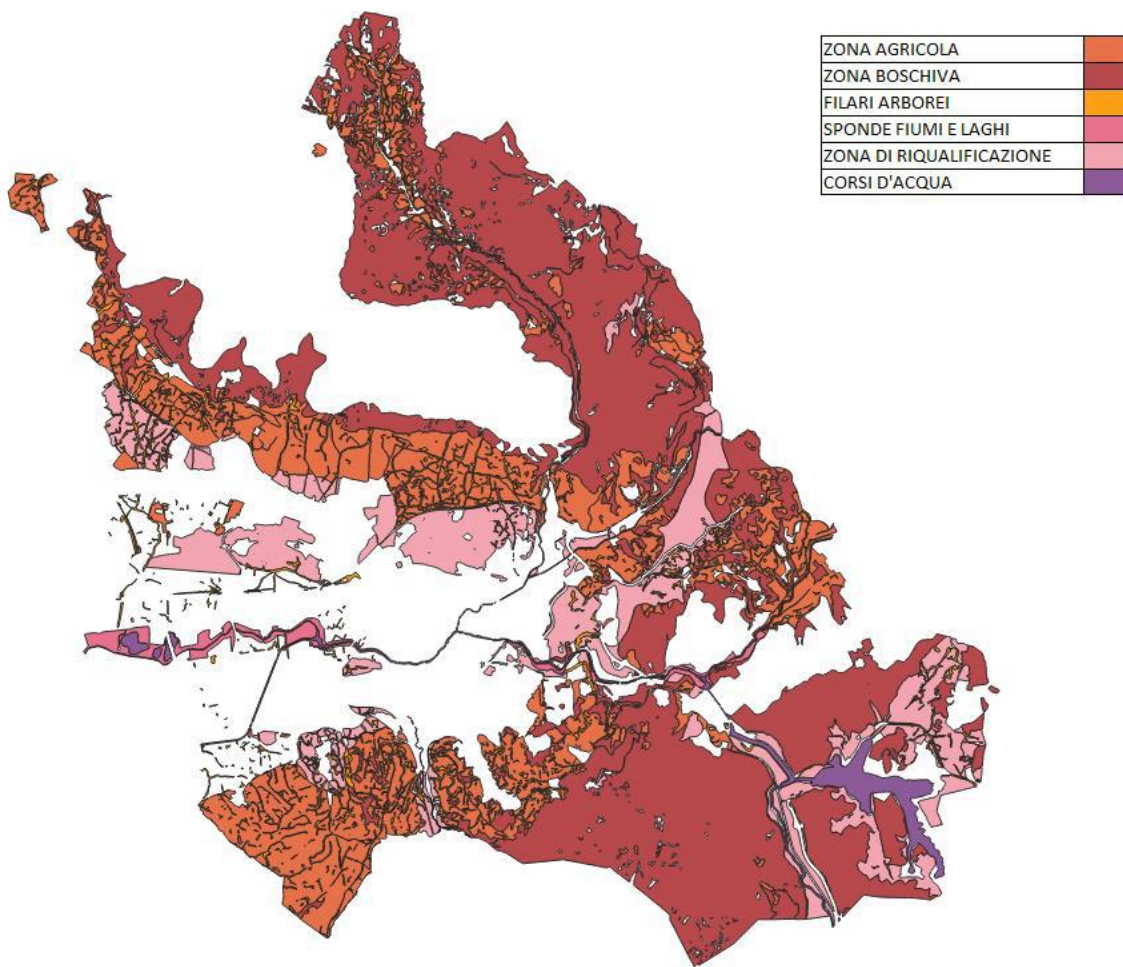


Figura 1 – Classificazione del territorio in relazione alla presenza di alberi



Figura 2 – Overlay Analysis fra la rappresentazione GIS delle linee elettriche aeree e la ripartizione del territorio per tipologia di presenza di alberi

TIPOLOGIA DI ZONA	km di rete	Coefficiente di conversione	km equivalenti in zona boschiva
ZONA AGRICOLA	47,1	0,3	14,1
ZONA BOSCHIVA	24,8	1,0	24,8
FILARI ARBOREI	9,0	2,0	18,0
SPONDE FIUMI E LAGHI	6,3	2,0	12,5
ZONA DI RIQUALIFICAZIONE	39,5	0,7	27,7
CORSI D'ACQUA	2,5	2,0	5,1
TOTALE [km]			102,2

Figura 3 – Tabella della presenza totale equivalente in zona boschiva della rete MT aerea

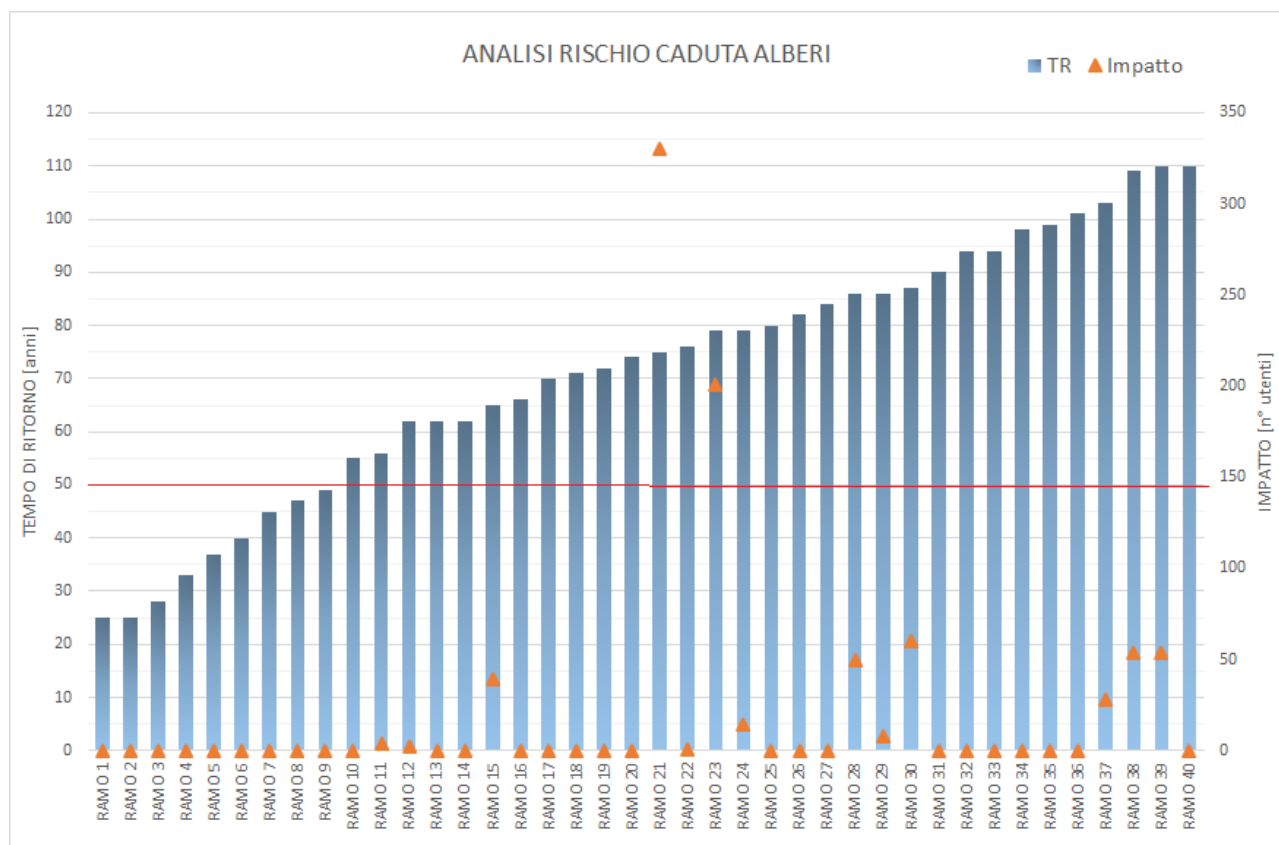


Figura 4 – Grafico dei 40 rami con TR più basso

7 Documentazione di riferimento

- [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] Norma CEI EN 50341-1 - Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1kV in corrente alternata.
- [6] Documento RSE “Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico su conduttori di linee elettriche aeree” del 14/11/2016.
- [7] Documento RSE “Approcci alla valutazione della resilienza del sistema elettrico” del 11/11/2016.
- [8] Allegato A alla determinazione DIEU 7 marzo 2017, n. 2/2017
- [9] Norme tecniche per le costruzioni de: “IL MINISTRO DELLE INFRASTRUTTURE di concerto con IL MINISTRO DELL'INTERNO e con IL CAPO DEL DIPARTIMENTO DELLA PROTEZIONE CIVILE”
- [10] RSE - Metadati relativi alle elaborazioni dei manicotti su base comunale
- [11] Massimo Cresta, Fabio Massimo Gatta, Alberto Geri, Marco Maccioni and Marco Paulucci - Energies 2021 (under submissions) - Resilience Assessment in Distribution Grids: a Complete Simulation Model
- [12]Bragatto, T.; Cresta M.; Gatta, F.M.; Geri, A.; Maccioni, M.; Paulucci, M. - Assessment and Possible Solution to Increase the Resilience of Terni Distribution Grid: the Ice Sleeves Formation Threat. Proceedings of the AEIT International Conference, Bari, Italy, 3–5 October 2018
- [13]Bragatto, T.; Cortesi, F.; Cresta M.; Gatta, F.M.; Geri, A.; Maccioni, M.; Paulucci, M. Assessment and possible solution to increase resilience: flooding threats in Terni distribution grid. Energies 2019, 12, Article number 744
- [14]Bragatto, T.; Cortesi, F.; Cresta M.; Gatta, F.M.; Geri, A.; Maccioni, M.; Paulucci, M. Assessment and Possible Solution to Increase Resilience: Heat Waves in Terni Distribution Grid. Proceedings of the AEIT International Conference, Florence, Italy, 18–20 September 2019
- [15]Cresta, M.; Gatta, F.M.; Geri, A.; Maccioni, M.; Paulucci, M.; Rizzo, A. Resilience Assessment in TDE’s Distribution Grid: Risk Model for Tree Falls. Proceedings of the AEIT International Conference, Catania, Italy, 23–25 September 2020.

8 Contesto metodologico

Vengono di seguito descritti i principali elementi metodologici per l’individuazione e la valutazione degli interventi per l’incremento della resilienza della rete e al calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi.

8.1 Elementi di calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi

In questo documento, l’analisi della resilienza è basata sulle definizioni di cui alla scheda n. 8 dell’allegato A del TIQE.

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 (PD)** è individuata come l’inverso del **Tempo di Ritorno** dell’evento (TR).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 2022_RELAZIONE TECNICA RESILIENZA TDE.docx	20/06/2022
		pag. 9 di 13

L'entità del danno è individuata come il **Numero di Utenti in bassa tensione Disalimentati** (NUD).

L'*indice di rischio* risulta quindi:

$$(1) \quad \text{IRI} = \text{NUD}/\text{TR}$$

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*:

$$(2) \quad \text{IRE} = \text{TR}/\text{NUD}$$

Il TR può essere calcolato o in base alle norme [4] e [5] (nel caso dei manicotti di ghiaccio) o in base a metodologie definite dal distributore stesso come nel precedente § 6.5 (rischio caduta alberi).

PD è la *probabilità* che un evento determini un disservizio, e risulta pari all'inverso del TR:

$$(3) \quad \text{PD} = 1/\text{TR}$$

8.2 *Indici addizionali introdotti da ASM TERNI*

ASM TERNI, al fine di meglio comprendere l'efficacia degli interventi programmati sulla rete, in base ai *Piani di sviluppo* della stessa, e/o a seguito di questo studio, ha introdotto alcuni interessanti indici addizionali che possono essere assunti come rappresentativi:

- del **grado di controalimentabilità della rete** (I_{GCR}), definito come

$$(4) \quad I_{GCR} = [\sum_i k * \text{NUC}_i] / \text{NUT}$$

con $k = 1$ per $\text{TR}_i = \text{Inf}$

$k = 0$ per $\text{TR}_i \neq \text{Inf}$ (questo svincola la formula dal tipo di minaccia)

dove TR_i è il *tempo di ritorno* del nodo i -esimo, NUC_i è il numero degli utenti BT connessi al nodo i -esimo, ed mentre NUT è il numero degli utenti BT della rete; la sommatoria è estesa a tutti i nodi della rete;

- del **grado di resilienza della rete** (I_{GRR}) rispetto alla minaccia considerata, definito come

$$(5) \quad I_{GRR} = [\sum_i (1 - 1/\text{TR}_i) \text{NUC}_i] / \text{NUT}$$

per il significato delle variabili impiegate nella formula si rimanda al punto precedente;

- del **grado di vulnerabilità delle utenze** (I_{GVU}) dalla rete, indipendentemente dalla minaccia considerata, definito come

$$(6) \quad I_{GVU} = \sum_j \text{NUD}_j / \text{NUT}$$

dove NUD_j è il numero degli utenti BT disconnessi in corrispondenza della rimozione del j -esimo ramo della rete, mentre NUT è il numero degli utenti BT della rete; la sommatoria è estesa a tutti gli scenari considerati (che sono tanti quanti sono i rami della rete).

Questi indici, stante la loro generalità, oltre che per valutare l’impatto degli interventi effettuati sulla medesima rete, possono anche essere utilizzati per comparare le performance di reti diverse [12].

9 Modello di simulazione

Il modello di simulazione è stato sviluppato partendo dai dati prodotti dal nostro sistema SCADA, implementato in occasione dell’attuazione del progetto pilota Smart Grid di cui alla delibera ARG/elt 39/10. E’ stato inizialmente acquisito lo stato reale della rete al 31.12.2021 in assetto standard, da cui è stato dedotto il grafo della rete, ipotizzando che tutti gli interruttori ed i sezionatori risultassero chiusi.

Nell’ambito del modello, ogni cabina e ogni derivazione rigida è rappresentata da un nodo del grafo, mentre ogni elemento sotteso tra due cabine e/o derivazioni è rappresentato da un ramo del grafo. Il grafo viene poi descritto attraverso i nodi ed i collegamenti associati, che costituiscono le possibili regole di connessione.

Le CP e i nodi di interconnessione con altre reti sono stati rappresentati mediante specifiche regole (fittizie), non rappresentative di effettivi elementi reali della rete, ma che risultano essere fondamentali per una corretta rappresentazione dei TR delle cabine primarie e delle CS (che altrimenti potrebbero risultare impropriamente in “antenna”). In altri termini, tutta la rete di AT è rappresentata come alimentata da un unico nodo, a cui si attestano i rami alimentanti le sbarre delle cabine primarie, ed i nodi di interconnessione.

Attraverso un algoritmo di “Shortest Path” è stata effettuata l’esplorazione del grafo, al fine di individuare le distanze fra i diversi nodi dello stesso se interconnessi (definite come potenziali dei nodi), ovvero eventuali nodi non raggiungibili (assunti a potenziale infinito). La valutazione dei tempi di ritorno di ciascun nodo del grafo è stata effettuata annullando, una alla volta, tutte le regole di connessione (ovvero ipotizzando la perdita di un ramo della rete). Si sono definiti così tanti scenari, corrispondenti a tutti i possibili assetti della rete ottenibili a seguito della perdita di un collegamento del grafo (ovvero di un ramo della rete). L’analisi della totalità degli scenari così ottenuti, ha fornito il potenziale dei nodi raggiungibili, e l’elenco di quelli non raggiungibili (i.e., quelli a potenziale infinito), da cui è stato possibile dedurre il *tempo di ritorno* delle cabine, ed il numero degli utenti disalimentati per ciascun evento considerato. Da una valutazione globale dei risultati di tutti gli scenari è stato possibile dedurre il *tempo di ritorno* di ciascuna cabina (assunto pari al minore dei tempi di ritorno di tutti gli scenari), ed il relativo numero degli utenti disalimentati. Applicando le relazioni (1) e (2) di cui al § 8.1, si sono valutati i conseguenti indici di rischio (IRIcs) e di resilienza (IREcs) delle cabine secondarie. Successivamente è stata valutata la resilienza della rete con riferimento agli utenti di BT (domestici e non domestici). Da ultimo, sono stati calcolati gli indici aggiuntivi introdotti da ASM TERNI ai fini della valutazione dell’efficacia degli interventi programmati.

10 Piano di sviluppo aziendale

Nell’ambito del *Piano di sviluppo* aziendale sono stati pianificati i seguenti interventi di carattere prioritario per il miglioramento della qualità del servizio e l’efficientamento della rete:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 2022_RELAZIONE TECNICA RESILIENZA TDE.docx	20/06/2022
		pag. 11 di 13

- passaggio a 20kV della linea ex-Mattatoio (intervento di potenziamento della rete di distribuzione MT) – anno 2021 (intervento concluso);
- sostituzione trasformatore AT/MT 25MVA cabina primaria Ex-SIT (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT con miglioramento della possibilità di riconfigurazione di rete) – anno 2021 (intervento concluso);
- sostituzione gruppo TA e TV a 132kV cabina primaria Ex-SIT (intervento di potenziamento e della rete AT) – anno 2022 (intervento concluso);
- passaggio a 20kV della linea Viale Trieste II (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) – anno 2022 (intervento concluso).
- passaggio a 20kV della linea Valnerina (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) – anno 2022 (intervento in corso);
- passaggio a 20kV linea Oslavia - (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) – anno 2022 (intervento in corso);
- potenziamento linea 3 Cospea (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) - anno 2023;
- sostituzione gruppo TA a 132kV cabina primaria Terni Ovest (intervento di potenziamento e della rete AT) – anno 2023;
- nuova uscente cabina Stadio (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) - anno 2023;
- passaggio a 20kV della linea Lambruschini (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) – anno 2024;
- sostituzione trasformatore AT/MT 25MVA cabina primaria Ex-SIT (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT con miglioramento della possibilità di riconfigurazione di rete) – anno 2024;
- richiusura chiusura linea Carsulae (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) - anno 2025;
- passaggio a 20kV della linea Cervara (intervento di potenziamento e razionalizzazione della rete di distribuzione MT) – anno 2025;

A questi interventi focalizzati sul miglioramento della qualità del servizio, si aggiungono quelli per l'installazione dei contatori 2G e per la manutenzione straordinaria della rete.

11 Conclusioni

La valutazione dei possibili investimenti eleggibili al meccanismo di premi/penalità di cui alla lettera c art 79bis.1 del TIQE è stata effettuata per i fattori di rischio proposti nell'art.77.3 del TIQE. Al momento, per queste tipologie di rischio, la rete è risultata adeguatamente resiliente e non sono pertanto previsti interventi specifici per il miglioramento della resilienza, da inserire nel piano. TDE ritiene comunque che il principale fattore di rischio per la rete è quello derivate dalla caduta di alberi di cui al § 6.5. Anche se non sono risultate cabine con TR equivalente inferiore a 50 anni, TDE ha integrato lo studio con delle simulazioni di Power Flow della rete, dalle quali emerge l'importanza di orientare gli investimenti sul suo passaggio dalla tensione nominale di 10kV a quella di 20kV [11]. Questo perché in alcuni particolari scenari di carico, guasti su linee non in antenna potrebbero determinare comunque il sovraccarico di altri tratti di rete e portare (in condizioni estreme) anche la

disalimentazione di cabine secondarie in configurazione “magliata” (i.e. con TReq di cabina secondaria infinito indipendentemente dal tipo di minaccia). Il passaggio dalla tensione nominale da 10kV a 20kV di alcune specifiche linee: aumenterebbe la caricabilità della rete, migliorerebbe l’efficacia della regolazione della tensione, migliorerebbe inoltre la flessibilità della rete e faciliterebbe la sua manutenibilità. Per questi motivi nei Piani di Sviluppo Aziendali si sta dando priorità anche alle attività di cambio tensione.

Il presente piano di resilienza, verrà aggiornato sulla base di eventuali ulteriori eventi metereologici che si dovessero manifestare.