Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Metriche e modelli di resilienza multi-rischio per il sistema elettrico

S. Giovinazzi, M. Pompili, A. Geri, L. Calcara

SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Report RdS/PAR2017/064

METRICHE E MODELLI DI RESILIENZA MULTI-RISCHIO PER IL SISTEMA ELETTRICo

Sonia Giovinazzi, Massimo Pompili, Alberto Geri, Luigi Calcara
SAPIENZA - Università di Roma
Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica - DIAEE

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2017
Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici
Progetto: Sviluppo di un modello integrato di Smart District urbano
Obiettivo: Obiettivo d: Sicurezza infrastrutture critiche e monitoraggio Smart District - Sotto-obiettivo d.1: DSS protezione e sicurezza delle infrastrutture critiche
Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Metriche e modelli di resilienza multi-rischio per il sistema elettrico"
Responsabile scientifico ENEA: Maurizio Pollino
Responsabili scientifici: Massimo Pompili e Alberto Geri

Indice

SOMMARIO 5

1 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI 8

1.1 RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO: REVISIONE DI DEFINIZIONI E METRICHE 8

1.1.1 Valutazione quantitativa della resilienza un sistema elettrico 8

1.1.2 Un processo operativo per la valutazione quantitativa della resilienza di un sistema elettrico 10

1.2 DSS CIPCAST PER LA VALUTAZIONE DELLA RESILIENZA: CAPACITÀ GIÀ IMPLEMENTABILI E POTENZIALITÀ AGGIUNTIVE DA SVILUPPI IN CORSO 16

1.3 VALUTAZIONE DELLA FREQUENZA DI DANNI PER I GIUNTI DI CAVI SOTTERRANTI SOGGETTI A SURRISCALDAMENTO 18

1.3.1 Fattori esogeni che possono influenzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei 19

1.3.2 Caratteristiche di cavi e giunti che possono influenzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei 21

1.3.3 Modello di fragilità proposto e basato sull'evidenza sintomatica 22

2 CONCLUSIONI E SVILUPPI FUTURI 26

3 RIFERIMENTI 27

BIBLIOGRAFIA 27

RAPPORTI TECNICI - RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO 28

4 CURRICULUM SCIENTIFICO DEI PARTECIPANTI 30

Indice delle Figure

Figura 1. Rappresentazione della “funzione resilienza” per diverse ipotesi di risposta del sistema, più (linee verdi) o meno (linee blu) resilienti 9
Figura 2. Processo operativo proposto per l’analisi di resilienza di sistemi critici [13], incluso quello elettrico..... 10
Figura 3. Esempi di pericolosità prese in considerazione dal IRD (*Infrastructure Resilience Division*) organo tecnico dell’ASCE per la valutazione della resilienza di infrastrutture critiche..... 12
Figura 4. Calcolo delle metriche di resilienza della rete elettrica: per una (a) valutazione storica e per (b) analisi di previsione e pianificazione, figura tratta da [18] 15
Figura 5. Calcolo delle metriche di resilienza della rete elettrica con inclusione dell'incertezza, figura tratta da [18] ... 15
Figura 6. Il simulatore RecSIM di CIPCast (Report RdS/PAR2016/020) 16
Figura 7. Esempio di scenario di danneggiamento atteso per la Rete di distribuzione elettrica (EDN) e il sistema idrico (Adduzione, distribuzione e impianti di sollevamento). 18
Figura 8. Esempi di giunti e cavi sotterranei danneggiati, potenzialmente per surriscaldamento. 19
Figura 9. Fattori considerati per analizzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei..... 19
Figura 10. Numero di danni osservati ai giunti nell'area territoriale del Lazio, Abruzzo e Molise per ciascun mese del triennio 2010-2013..... 23
Figura 11. Temperatura esterna media, massima e minima, per la città di Roma, ricavabile per ciascun mese del triennio 2010-2013 dal sito al link https://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Roma/..... 23
Figura 12. Frequenze di guasto di derivazione empirica per articolazioni soggette a ondate di calore, DFJ in funzione della temperatura esterna massima per il territorio dell'Italia centrale per ciascun mese del triennio 2010-2013. 24

Sommario

Questo lavoro ha perseguito la definizione e lo sviluppo di metriche e modelli per la valutazione della resilienza dei sistemi elettrici soggetti a sollecitazioni indotte da diversi eventi naturali estremi, con l'obiettivo di arrivare a una integrazione funzionale, delle stesse metriche e modelli, all'interno del Sistema di Supporto alle Decisioni (DSS) implementato nell'ambito del sub-obiettivo d.1 del progetto D.6.

Si è proceduto, innanzi tutto a una attenta e critica revisione delle definizioni e metriche, relative alla resilienza del sistema elettrico, utilizzate ad oggi nel panorama nazionale e internazionale. Si è evinto come, diversamente dal termine "affidabilità", non esista per la "resilienza" una univoca definizione formale, ma solo una crescente consapevolezza della necessità di approcciare il problema da un punto di vista olistico e multi-disciplinare, mirando operativamente a: a) valutare attentamente i possibili rischi per il sistema elettrico, nel breve e lungo termine, indotti da fenomeni naturali estremi, errori umani, attacchi cyber e terroristici, ecc.; b) mantenere la funzionalità del servizio erogato anche in situazioni di crisi; c) limitare la portata e l'impatto delle interruzioni quando si verificano; d) ripristinare rapidamente il servizio in seguito a situazioni di crisi e imparare da queste esperienze per gestire meglio gli eventi futuri. Per ciascuno dei punti sopracitati, il rapporto sintetizza e confronta criticamente modelli di valutazioni, metriche, buone pratiche proposte e/o adottate a livello nazionale e internazionale.

In relazione al punto a) si è proceduto, in questa annualità, a una attenta analisi mirata alla valutazione dei rischi che fenomeni di surriscaldamento possono indurre nel sistema elettrico. In particolare si è focalizzata l'attenzione sui cavi sotterranei soggetti a ondate di calore, arrivando a definire una correlazione analitica per la valutazione della frequenza dei danni previsti per giunti e cavi, nelle reti di distribuzione elettrica. L'espressione analitica, originalmente proposta, è stata ricavata dalle evidenze di danni raccolti nell'area dell'Italia centrale per un periodo di quattro anni (2010-2013). Nel rapporto viene evidenziato come la previsione e la valutazione del danno fisico atteso a seguito di un fenomeno naturale sia un passo assolutamente necessario, anche se non sufficiente, al fine della valutazione dello status quo della resilienza del sistema elettrico, e per la pianificazione di strategie migliorative, come previsto dall'Autorità per l'Energia Elettrica, le Reti e l'Ambiente (ARERA) in Italia, e da altri enti a livello internazionale.

Infine, sempre in relazione al punto a) si è proceduto a una verifica dell'affidabilità degli approcci e dei modelli proposti per la valutazione dei danni fisici indotti da eventi sismici nell'ambito della precedente collaborazione) in relazione a eventi Europei, grazie a una revisione della letteratura internazionale.

1. Introduzione

I sistemi per la fornitura dell'energia elettrica, cosi come le reti dell'acqua potabile e delle acque reflue, le reti di telecomunicazione, la rete stradale e ferroviaria (o le strutture critiche come ospedali, porti e aeroporti) sono cruciali per il funzionamento di routine della società e svolgono un ruolo fondamentale nelle operazioni di emergenza, di risposta e ricostruzione dopo calamità naturali.

Purtroppo i sistemi infrastrutturali mostrano una elevata fragilità a calamità naturali, quali, tra gli altri, terremoti, eventi metereologici estremi, inondazioni. Nel breve e lungo termine, tali naturali estremi, così come errori umani, attacchi *cyber* e terroristici, ecc. posso condizionare la funzionalità delle infrastrutture elettriche, portando a interruzioni di corrente che potrebbero aggravare le condizioni delle comunità colpite e ritardare il ritorno alla normalità.

In particolare, in Europa, i sistemi per la fornitura dell'energia elettrica, si sono mostrati vulnerabili a condizioni meteorologiche avverse, inondazioni fluviali e terremoti; i danni fisici indotti alle componenti del sistema elettrico da tali eventi naturali hanno, inoltre, un alto potenziale di perturbare delle funzioni della rete elettrica [1]. Mentre i sistemi di trasmissione ad alta tensione, in particolar modo quelli sopraelevati, si sono rivelati robusti nei confronti del rischio sismico [1]-[3], gli edifici che ospitano le sottostazioni del sistema di distribuzione elettrica si sono rilevate vulnerabili al movimenti del suolo indotto dai terremoto, riconosciuti come la causa di danni inerziali a componenti "pesanti" del sistema elettrico, quali generatori e trasformatori e a sotto-componenti fragili, realizzati in ceramica; le deformazioni permanenti del suolo e i fenomeni di liquefazione, indotti dai terremoti, sono stati invece identificati come una delle principali cause di danni ai componenti di infrastrutture elettriche interrate [1], [3][4]. Il tempo richiesto per ripristinare l'alimentazione elettrica dopo eventi sismici, è in media contenuta in un arco temporale che va da 1 a 4 giorni, ma notevoli variazioni di tale arco temporale sono possibili, con ripristini avvenuti in poche ore o al contrario che hanno richiesto interi mesi, a seconda delle capacità di eseguire rapidamente le riparazioni necessarie; tale capacità può essere influenzata da numerosi fattori, tra i quali, la disponibilità di sistemi di back-up, di macchinari e di materiale di ricambio e dalla possibilità di accesso alle strutture danneggiate, che potrebbe essere limitata dalla presenza di danni alla rete stradale e/o dalla congestione del traffico [1].

Per quanto riguarda le condizioni meteorologiche avverse, sia i sistemi di trasmissione che i sistemi di distribuzione, sono risultati vulnerabili a bombe dell'acqua, inondazioni, caduta di neve estrema o tempeste di vento e surriscaldamento. Ad esempio, le linee aeree ad alta tensione sono state soggette a guasti a causa di manicotti di ghiaccio formatisi sui conduttori durante le nevicate; le linee aeree di media tensione potrebbero sono state soggette a guasti a causa della caduta di alberi durante le tempeste di vento.

In questo lavoro l'attenzione è stata focalizzata in particolar modo al surriscaldamento che è stato causa, in passato e in tempi recenti, di guasti catastrofici ai cavi sotterranei. Un caso clamoroso si è verificato a Auckland, in Nuova Zelanda nel 1998, dove quattro importanti cavi sotterranei sono stati danneggiati, perdendo la funzionalità, a causa del surriscaldamento avvenuto nel periodo estivo (cioè nei mesi di gennaio e febbraio). Il 20 gennaio 1998, si registrò il fallimento di un cavo di 110 kW, installato 40 anni prima e isolato a gas; nonostante il cavo avesse superato la durata di vita media attesa, il guasto fu attribuito alle condizioni metereologiche calde e secche, che avevano caratterizzato i giorni antecedenti il suo fallimento. La crisi progredì lentamente, ma inesorabilmente, quando si assistette al fallimento di un secondo il 9 febbraio e, una settimana dopo, degli ultimi due. L'intera città rimase alimentata da un singolo cavo di 22 kW[2]. La rottura dei cavi sotterranei provocò un'interruzione di corrente di cinque settimane in tutto il distretto centrale della città, cuore delle attività economiche e commerciali, e causò un impatto economico stimato, nel lungo termine, equivalente allo 0,1-0,3% del prodotto interno lordo della Nuova

[1] http://www.stuff.co.nz/national/10583844/Aucklands-history-of-power-cuts

Zelanda[3]. In Italia, è stato osservato che il maggior numero di guasti nei cavi sotterranei a media tensione e ai loro giunti si è verificato durante il periodo estivo, cioè nel periodo che va da giugno ad agosto [5],[6].

Per evitare il verificarsi di interruzioni simili a quelle sopra citate e, in ogni caso, per ridurre le conseguenze ad alto impatto che il guasto e/o malfunzionamento di alcuni componenti del sistema elettrico potrebbero causare alle comunità, è fondamentale definire una procedura standardizzata e metriche misurabili per valutare la resilienza alle condizioni di status quo e per testare l'efficacia di diverse strategie che potrebbero consentire di aumentare la resilienza.
A tale scopo, questo rapporto fornisce, in primo luogo, una revisione critica, anche se non esaustiva, delle metriche e dei modelli per la valutazione della resilienza. In secondo luogo, il documento propone modelli di fragilità empirici per stimare le frequenze dei danni ai cavi sotterranei dei sistemi di distribuzione a media tensione, quando sottoposti a surriscaldamento e a terremoti. Infine, l'uso di tali modelli all'interno del *Decision Support System* (DSS) CIPCast sviluppato dal gruppo di lavoro del Laboratorio DTE-SEN-APIC di ENEA (nell'ambito del Sotto-Obiettivo d.1 del Progetto D.6) per informare i processi decisionali verso il miglioramento della resilienza è brevemente illustrato nel documento.

[2] https://www.nbr.co.nz/article/aucklands-fifth-major-outage-1998-%E2%80%94-key-warns-network-upgrade-would-hit-consumers-bd-163513

1 Descrizione delle attività svolte e risultati

1.1 Resilienza del sistema elettrico: revisione di definizioni e metriche

Di seguito si riporta, in modo succinto, il risultato di una attenta e critica revisione delle definizioni e metriche, relate alla resilienza del sistema elettrico, utilizzate ad oggi nel panorama nazionale e internazionale. La rassegna proposta non ha l'ambizione di essere esaustiva; una completa e esauriente analisi della letteratura scientifica è infatti fuori dal campo di applicazione e dallo scopo di questo rapporto tecnico. Le definizioni e metriche sintetizzate nei paragrafi a seguire sono fornite con lo scopo di inquadrare quanto discusso e proposto in questo lavoro e per chiarire come, diversamente dal termine "affidabilità", non esista per la "resilienza" una univoca definizione formale, ma solo una crescente consapevolezza della necessità di approcciare il problema da un punto di vista olistico e multi-disciplinare, mirando operativamente a: a) valutare attentamente i possibili rischi per il sistema elettrico, nel breve e lungo termine, indotti da fenomeni naturali estremi, errori umani, attacchi cyber e terroristici, ecc.; b) mantenere la funzionalità del servizio erogato anche in situazioni di crisi; c) limitare la portata e l'impatto delle interruzioni quando si verificano; d) ripristinare rapidamente il servizio in seguito a situazioni di crisi e imparare da queste esperienze per gestire meglio gli eventi futuri.

1.1.1 Valutazione quantitativa della resilienza un sistema elettrico

La resilienza può essere definita in molti modi, di seguito si riportato alcuni esempi, estratti da [7] facendo riferimento rispettivamente alla letteratura ingegneristica, a direttive politiche e della comunità accademica:

- *La resilienza è la capacità del sistema di resistere a un'interruzione importante entro parametri di degradazione accettabili e di recuperare entro un tempo accettabile e costi e rischi complessi* [8]
- *La resilienza è la capacità di prepararsi e adattarsi alle mutevoli condizioni e di resistere e riprendersi rapidamente dalle interruzioni. . . [Essa] include la capacità di resistere e recuperare da attacchi intenzionali, incidenti o minacce o incidenti naturali. [9]*
- *La capacità di recupero è la capacità di prepararsi e pianificare, assorbire, riprendersi e adattarsi più efficacemente agli eventi avversi. [10]*

Dalle tre definizioni si evince una caratteristica comune della resilienza cioè che essa non descrive uno stato dicotomico della presenza o meno di un'interruzione. Piuttosto, la resilienza descrive il grado di interruzione su più dimensioni, che potrebbero includere, tra le altre, il tipo, la qualità, il tempo e la geografia della fornitura del servizio. In altre parole, la resilienza descrive lo stato del servizio fornito da un sistema in risposta a un'interruzione. Nel valutare la resilienza, le domande chiave dovrebbero essere:

1. se il servizio è stato degradato,
2. quanto del servizio è stato degradato,
3. quanto rapidamente il servizio è stato ripristinato e
4. quanto completamente il servizio è stato ripristinato.

La Figura 1 illustra una risposta teorica di un sistema energetico a un'interruzione. La percentuale del servizio fornito, riorientata lungo l'asse delle ordinate, potrebbe essere misurata in termini di energia elettrica erogata, produzione economica generata da energia o altre metriche che verranno discusse nei capitoli successivi. L'interruzione potrebbe essere causata da un disastro naturale, un incidente industriale o un attacco terroristico. Diverse risposte porteranno a una diversa capacità di recupero a costi diversi.

Il tempo di interruzione e il declino del tasso di servizio dipendono dalla natura dell'evento, dalla progettazione del sistema e dalla modalità con cui viene gestito il sistema. La durata dell'interruzione (misurata nel tempo e riorientata lungo l'asse x), insieme alla frequenza e all'estensione del recupero, dipenderebbe da questi stessi fattori. Il recupero potrebbe non essere completo, o potrebbe portare a

condizioni di servizio migliorate rispetto a quelle pre-esistenti (curva verde in Figura 1). Ad esempio, con risorse aggiuntive, potrebbe essere possibile ricostruire una rete elettrica dopo un disastro con attrezzature più efficienti e, di conseguenza, la qualità del servizio fornito dopo il recupero potrebbe superare il livello originale del servizio fornito (curva verde in Figura 1)

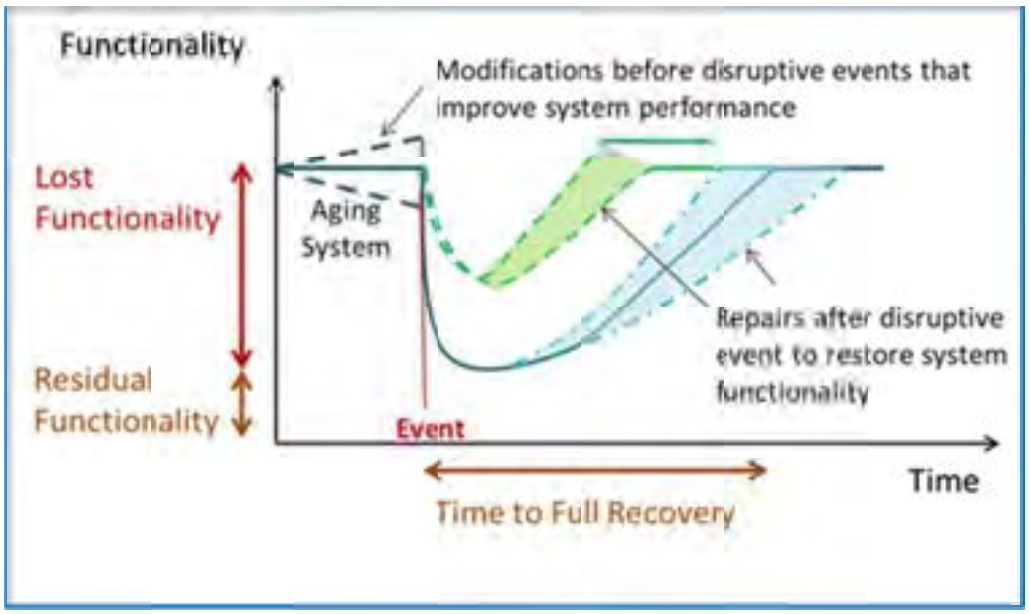


Figura 1. Rappresentazione della "funzione resilienza" per diverse ipotesi di risposta del sistema, più (linee verdi) o meno (linee blu) resilienti

La resilienza di un sistema dipenderà non solo da come è stato progettato, ma anche da come viene gestito: come il servizio viene degradato durante un'interruzione, quanto velocemente recupera e in che misura recupera completamente. Ad esempio, un sistema di rete elettrica progettato con maggiore ridondanza, gestito con più contingenze per il backup e progettato pensando al recupero, potrebbe subire una minore e più breve interruzione e, in tal caso, sarebbe più resiliente di un sistema che ha meno ridondanza, ha meno backup ed è più difficile da ricostruire (situazioni messe in evidenze dalle curve verde e blu rispettivamente in Figura 1).

Un'espressione analitica di ciò è stata fornita da [11]-[12] che hanno definito la resilienza *r* come una funzione a tratti che cattura la riduzione delle prestazioni del sistema in funzione del tempo Q (t); Q (t) varia da 0% (perdita totale della funzionalità del sistema) al 100% (nessuna riduzione delle funzionalità del sistema). L'equazione proposta da [11] per la resilienza *r* è rappresentata matematicamente come:

$$r = \int_{t_{0E}}^{t_{0E}+T_{RE}} [100 - Q(t)]dt \qquad (1)$$

dove t_{0E} è il tempo in cui si verifica l'evento e T_{RE} è il tempo di recupero della funzionalità.
Secondo l'Equazione 1 la resilienza *r* è essenzialmente una misura della funzionalità totale persa in un sistema, quando colpito da un evento catastrofico, e successivamente recuperata, al variare del tempo. La resilienza può essere stimata in termini di qualità del servizio a livello di singoli componenti, o a livello di sistema, così come in termini di qualità della vita a livello di comunità. Ci sono quattro proprietà chiave delineate da [12] in grado di influenzare Q (t) e quindi la resilienza *r* di un sistema, in particolare:

i) la *robustezza*, cioè la capacità del sistema, o dei singoli componenti, di resistere allo stress;
ii) la *ridondanza*, cioè la sostituibilità di diversi elementi all'interno del sistema;

iii) la *disponibilità di risorse*, cioè la capacità di adattamento di un sistema al fine di prevenire o ridurre l'interruzione del sistema e la rapidità e/o la disponibilità delle risorse necessarie;

iv) la *rapidità*, cioè la capacità di rispondere e mitigare le interruzioni in modo tempestivo.

1.1.2 Un processo operativo per la valutazione quantitativa della resilienza di un sistema elettrico

Il *Resilience Analysis Process*, di seguito riferito come RAP, è un processo operativo proposto da [13] per valutare la resilienza di base di un sistema critico come quello elettrico, sia in condizioni di status quo, sia per valutare i miglioramenti di resilienza che possibili strategie e miglioramenti potrebbero portare al sistema. Il processo RAP prevede sette passi fondamentali, come evidenziato in Figura 3 (in senso antiorario), meglio descritti in italiano come:

1. Definizione degli obiettivi di resilienza
2. Definizione delle metriche di sistema e di resilienza
3. Caratterizzazione della pericolosità per diverse minacce indotte da fenomeni naturali o dall'uomo
4. Determinazione dell'impatto fisico a livello di componente
5. Definizione e implementazione dei modelli di sistema per la valutazione degli impatti funzionali
6. Stima delle conseguenze sociali, economiche, produttive e di benessere per le comunità
7. Valutazione di possibili miglioramenti della resilienza rispetto allo status-quo

Le prime sei fasi del RAP offrono ai responsabili delle decisioni e alle parti interessate un metodo per valutare le prestazioni attese di un sistema rispetto alla resilienza, nelle sue condizioni attuale (cioè nello status quo). Quando tutti e sette i passaggi vengono seguiti, l'obiettivo del RAP si espande per identificare i miglioramenti e le strategie che potrebbero aumenteranno la resilienza.



Figura 2. Processo operativo proposto per l'analisi di resilienza di sistemi critici [13], incluso quello elettrico

I passaggi RAP sono organizzati in un cerchio (Figura 2) per dare l'idea della natura iterativa dell'analisi della resilienza. La valutazione e rivalutazione periodica della resilienza del sistema è importante per la:

- validazione della metodologia dell'analisi di resilienza,
- validazione dei modelli utilizzati, rispetto ai dati che eventualmente si renderanno disponibili a seguito di incidenti effettivamente registrati;
- aggiornamento di valutazioni di resilienza con gli attuali metodi tecnologici e rispetto a eventuali valutazioni più accurate della pericolosità.

1. Definizione degli obiettivi di resilienza

Prima di determinare l'ambito del sistema rilevante per l'analisi e la selezione delle metriche appropriate, è essenziale definire obiettivi di resilienza di alto livello. L'obiettivo impostato durante questo primo passaggio pone le basi per tutti i passaggi successivi. Ad esempio, la discussione durante questa fase dovrebbe determinare se la valutazione della resilienza, nello status quo è l'obiettivo principale, o se, obiettivo centrale è valutare i possibili miglioramenti del sistema. Se questo ulteriore passo, cioè la valutazione dei miglioramenti rientra nell'ambito dell'analisi, è necessario prendere una decisione su quali tipi di modifiche tecniche e/o di strategie di resilienza si vogliano prendere in considerazione e sui tipi di domande che l'analisi deve affrontare.

Durante questa fase, vengono identificati i principali stakeholder e i loro obiettivi, che naturalmente possono anche essere in conflitto. Alcuni esempi di obiettivi di alto livello che potrebbero essere discussi in questa fase del processo comprendono:

- Migliorare la resistenza della rete elettrica regionale ai disastri naturali;
- Decidere come allocare l'investimento di capitale il budget disponibile per la manutenzione in modo da migliorare la resilienza del sistema;
- Come poter garantire la disponibilità di energia per i sistemi strategici, quali ad esempio il sistema sanitario e la rete di trasporto durante i disastri

2. Definizione delle metriche di sistema e di resilienza

Le definizioni del sistema sotto analisi e delle metriche di resilienza influenzano l'ambito e la modalità dell'analisi. Per quanto riguarda il sistema, è necessario l'identificazione dei suoi confini geografici, dei componenti rilevanti del sistema e dell'arco temporale che sarà oggetto dell'analisi.

Occorre, in questa fase, discutere e definire anche i tipi di conseguenze ai quali si è maggiormente interessati; se, ad esempio, si è interessati a valutare impatti economici nel lungo termine (ad esempio Impatti macroeconomici) indotti da una perdita di funzionalità del sistema elettrico, è possibile eseguire una analisi non troppo dettagliata e non di grande precisione del comportamento fisico di ciascun componente del sistema, in quanto in ogni caso, l'analisi macroeconomica potrebbero comportare la necessità di diverse assunzioni e approssimazioni, e l'introduzione di incertezze.

La determinazione dell'appropriato livello di dettaglio e precisione dell'analisi dovrebbe essere quindi guidato, almeno in parte, dagli obiettivi di alto livello stabiliti nel passaggio precedente (cioè "Definizione degli obiettivi di resilienza"); tenendo conto che la disponibilità dei dati gioca un ruolo determinante relativamente alla decisione del livello di dettaglio dell'analisi. Le metriche di resilienza selezionate dovrebbero essere sufficientemente specifiche per consentire il processo decisionale, sia per fini operativi che per quelli di pianificazione.

3. Caratterizzazione della pericolosità per diverse minacce indotte da fenomeni naturali o dall'uomo

La caratterizzazione delle minacce è fondamentale per comprendere quanto sia capace il sistema di assorbire e adattarsi a diversi tipi di attacchi o eventi naturali, che possono anche presentarsi in modo congiunto e/o contemporaneo per effetti a cascata o contesti *multi-hazard* (Figura 3). Quando si esegue un'analisi per valutare la resilienza contro molteplici rischi, le informazioni sulla probabilità di ogni possibile scenario di minaccia e sulle capacità o la forza della minaccia sono estremamente importanti. Piattaforme per la valutazione del rischio all'ambiente costruito, che contengono moduli di valutazione della pericolosità per diversi tipi di fenomeni naturali, come HAZUS-MH [14] in USA o CIPCast [14], [**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, [26], [27] e [28] in Europa sono fondamentali per eseguire questo passo della valutazione.

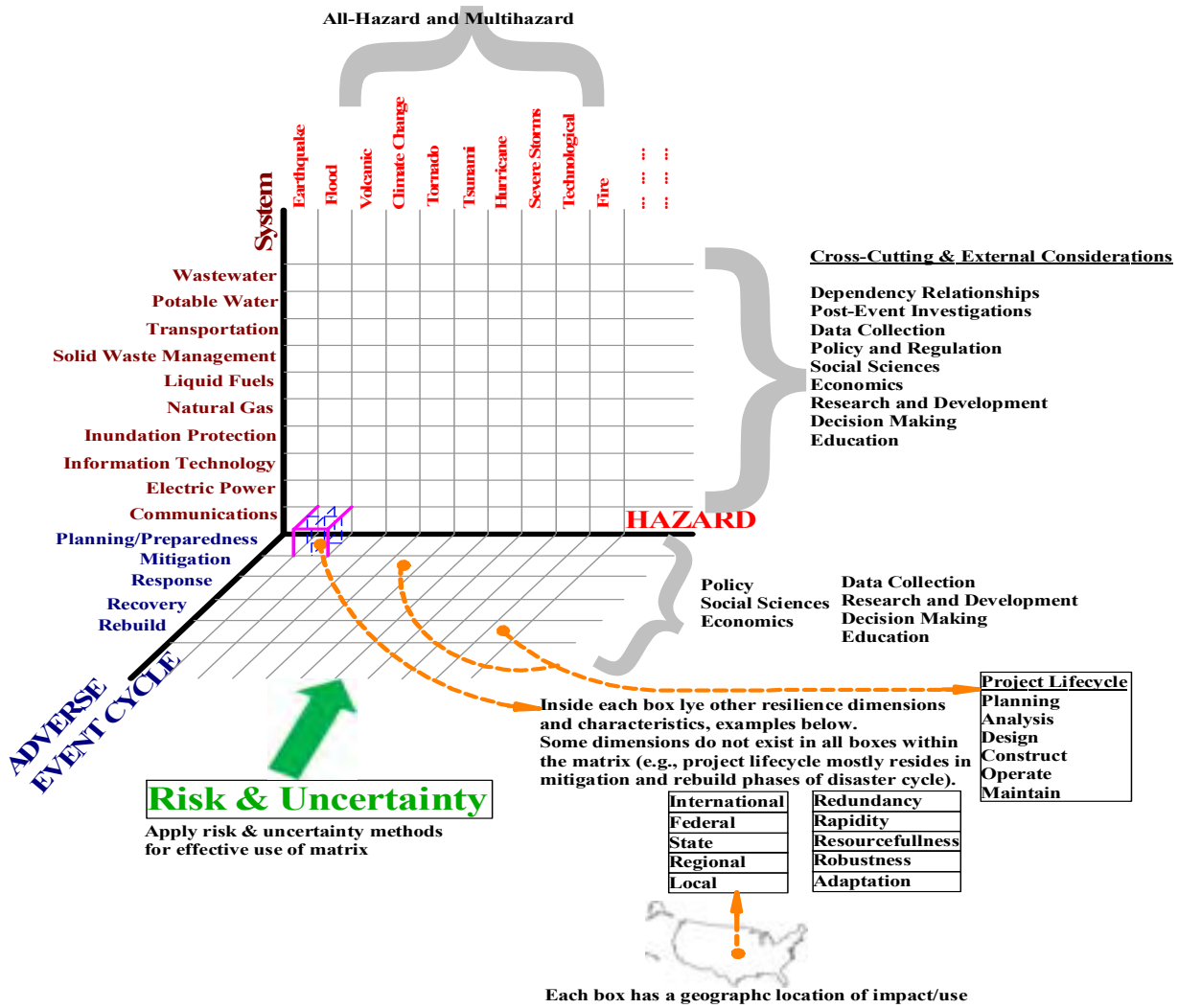


Figura 3. Esempi di pericolosità prese in considerazione dal IRD (*Infrastructure Resilience Division*) organo tecnico dell'ASCE per la valutazione della resilienza di infrastrutture critiche.

4. Determinazione dell'impatto fisico a livello di componente

Una volta che la valutazione e quantificazione delle pericolosità attesa è stata consolidata, gli attributi di ciascuna minaccia (ed esempio accelerazioni attese in caso di un evento sismico prestabilito o per diversi terremoti di progetto con diversi periodo di ritorno; picchi di temperatura di picco e durata delle temperature di pico nel caso di ondate di calore) vengono utilizzati per determinare l'entità del danno al sistema (infrastruttura, componente dell'infrastruttura, ecc.) che potrebbe essere danneggiata a seguito di di tali serie di minacce. Nuovamente, piattaforme e DSS come HAZUS-MH o CIPCast (cfr. Report RdS/PAR2016/020, Report RdS/PAR2016/023 e Report RdS/PAR2017/061) possono avere un ruolo fondamentale in questa fase, poiché includono tra gli altri modelli per la stima delle potenziali perdite indotte da terremoti, e da fenomeni meteorologici estremi come alluvioni e nubifragi.

5. Definizione e implementazione dei modelli di sistema per la valutazione degli impatti funzionali

Gli stati di danno fisico stimati nel precedente passo possono essere utilizzati come input per i modelli di sistema per la valutazione degli impatti funzionali al sistema, in termini di variazione dello stato di output del sistema in presenza di danno. Ad esempio, il danno fisico stimato (o una serie di esiti di danno, qualora si desideri tenere conto nell'analisi nell'incertezza intrinseca nella stima del danno fisico) per diversi componenti di una rete elettrica, indotto da un terremoto, può essere utilizzato come input per un modello di sistema che correla quei danni a possibili interruzioni e/o variazioni del livello di servizio normalmente previsto per quel sistema, nel tempo. Potrebbero essere necessari più modelli di sistema per acquisire tutti gli aspetti rilevanti del funzionamento completo del sistema.

Inoltre, possono esistere delle dipendenze tra i modelli. Ad esempio, un modello di tempi di riparazione e di costi di riparazione può essere utilizzato per determinare un programma di riparazione per componenti di un'infrastruttura. I modelli per la valutazione degli impatti funzionali al sistema possono essere funzionali alla stima di costi e per la stima dei tempi di ripristino, al fine di valutare come i sistemi si comportano durante il periodo di ripristino.

6. Stima delle conseguenze sociali, economiche, produttive e di benessere per le comunità

Quando si valuta la resilienza, la valutazione degli impatti diretti (cioè il danno fisico alle componenti) e di quelli sull'output del sistema (cioè sul suo livello di funzionalità e/o sul livello e sulla qualità di erogazione del servizio normalmente fornito) sono solo una parte della storia, necessaria ma non sufficiente.

La maggior parte dei sistemi energetici non hanno la sola finalità di generare, trasportare o distribuire energia elettrica, ma hanno un incarico ultimo ben più importante, cioè quello di supportare funzioni sociali di critica importanza (ad esempio il trasporto, l'assistenza sanitaria, la produzione di beni, la circolazione economica in generale, ecc.). Al fine della valutazione di come una variazione della funzionalità di un sistema potrebbe impattare sul funzionamento delle funzioni critiche sociali ed economiche, gli output dei modelli di sistema devono essere convertiti in metriche di resilienza (alcune possibili metriche sono riportate in Tabella 1), stabilite nel secondo passo di questo processo in funzione della finalità ultima della valutazione, a sua volta stabilita nel primo passo del processo.

Qualora si volesse includere l'incertezza in questa valutazione, i valori della metrica di resilienza saranno caratterizzate secondo delle distribuzioni di probabilità, in un luogo di un singolo valore.

A seconda delle parti interessate che stanno eseguendo l'analisi, potrebbero esserci differenze significative su quali tipi di conseguenze debbano essere considerate prioritarie. Approcci multi-criteri e metodi come il processo di gerarchia analitica (AHP) possono essere usati per supportare le determinazioni esperte dell'importanza relativa di queste misure [17].

Tabella 1. Metriche di resilienza

Categoria di conseguenze	Metriche di Resilienza
DIRETTE	
Servizio elettrico	Cumulative dei tempi di interruzioni e/o clienti disalimentati Cumulative delle richieste di energia dei clienti non soddisfatte Numero medio (o percentuale) di clienti in interruzione durante un periodo di tempo specifico
Servizio elettrico critico	Cumulative delle ore critiche di interruzioni di servizio per i clienti Domanda di energia critica del cliente non servita Numero medio (o percentuale) di carichi critici che si verificano durante un'interruzione
Ripristino	Tempo necessari per il ripristino del servizio e/o la riparazione Costo necessari per il ripristino del servizio e/o la riparazione
Monetario	Perdita di entrate delle utenze Costo dei danni alla rete (ad esempio riparazione o sostituzione di linee, e di trasformatori) Costo del recupero Riduzione dei costi di interruzione
INDIRETTE	
Funzione comunitaria	Servizi critici senza alimentazione (ad es. Ospedali, caserme dei pompieri, stazioni di polizia) Servizi critici senza alimentazione per più di N ore (ad esempio, N> ore di riserva di carburante)
Monetario	Perdita di beni non=deperibili e deperibili Costi di interruzione dell'attività Impatto sul prodotto municipale/regionale lordo o sul prodotto interno lordo
Altre risorse critiche	Impianti di produzione strategici senza alimentazione Impianti militari strategici senza alimentazione

7. Valutazione di possibili miglioramenti della resilienza rispetto allo status-quo

A meno che il processo di valutazione di resilienza non venga intrapreso con lo scopo esclusivo della valutazione, delle condizioni di status-quo, è probabile che sia necessario prendere alcune decisioni su come modificare le operazioni o pianificare gli investimenti per migliorare la resilienza. A tal fine, dopo aver completato una prima valutazione di base attraverso i passaggi precedenti, è possibile e desiderabile compilare le metriche per una configurazione di sistema che è in qualche modo diversa da quella esistente (status-quo) al fine di confrontare quale configurazione fornirebbe maggiore resilienza.

Strategie per incrementare la resilienza potrebbero comprendere tra le altre:

- un cambiamento fisico del sistema (ad esempio, aggiungendo una linea elettrica ridondante);
- un cambiamento di politica (ad esempio, consentendo l'uso di riserve di gas immagazzinate durante un'interruzione);
- un cambiamento procedurale (ad esempio disabilitare l'erogazione prima di una tempesta).

La Figura 4, tratta da [18] illustra i passaggi 5 e 6 nel processo di analisi della resilienza sopra descritto (e rappresentato in modo semplificato in Figura 2). Le fasi chiave del processo sono l'identificazione di set di dati storici, cioè relativi a eventi realmente accaduti, che descrivono l'impatto di un certo scenario sulla capacità dei sistemi energetici di generare e/o fornire energia (trasmissione e distribuzione).

Una riduzione di tale capacità (rappresentata in Figura 4 come "*ΔPower Delivered*", cioe' "*variazione dell'energia erogata*") può avere conseguenze sull'utilità e/o sulla comunità circostante (rappresentata da "*Consequence of ΔPower Delivered*", cioe' "*Conseguenze indotte dalla variazione di energia erogata*"), e i dati che descrivono queste conseguenze completano in ultima analisi le metriche di resilienza. Le interruzioni di corrente possono avere conseguenze diverse a seconda di dove e quando si verificano, quindi, se possibile, i dati che descrivono "*ΔPower Delivered*" dovrebbero includere i tempi e la posizione dell'interruzione.

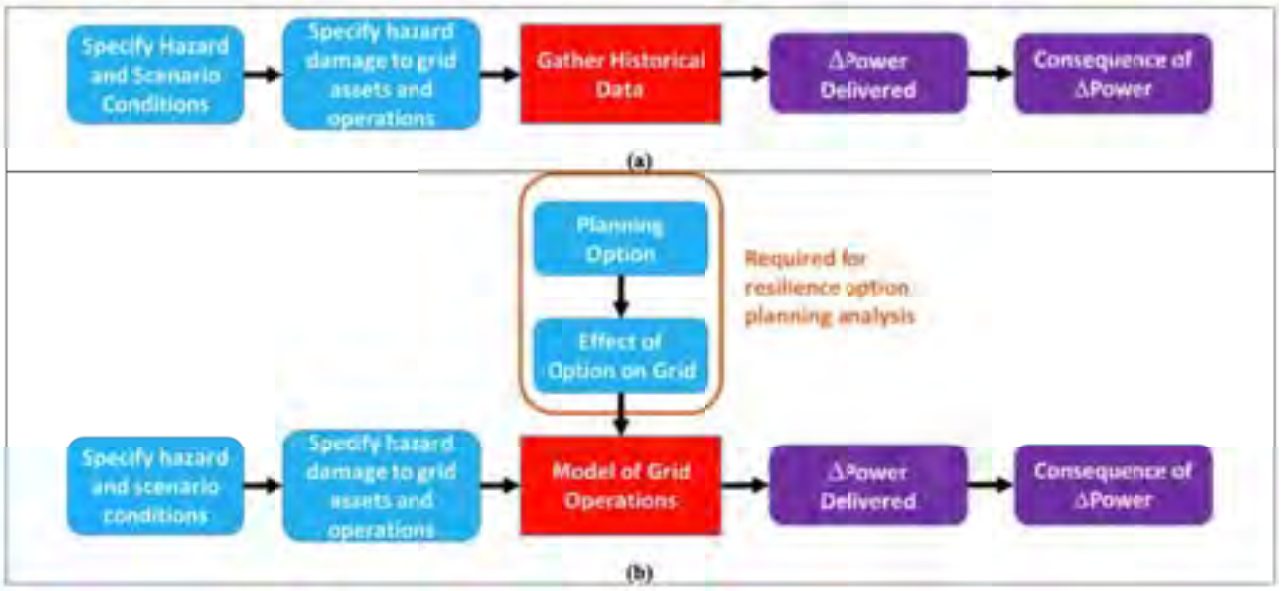


Figura 4. Calcolo delle metriche di resilienza della rete elettrica: per una (a) valutazione storica e per (b) analisi di previsione e pianificazione, figura tratta da [18]

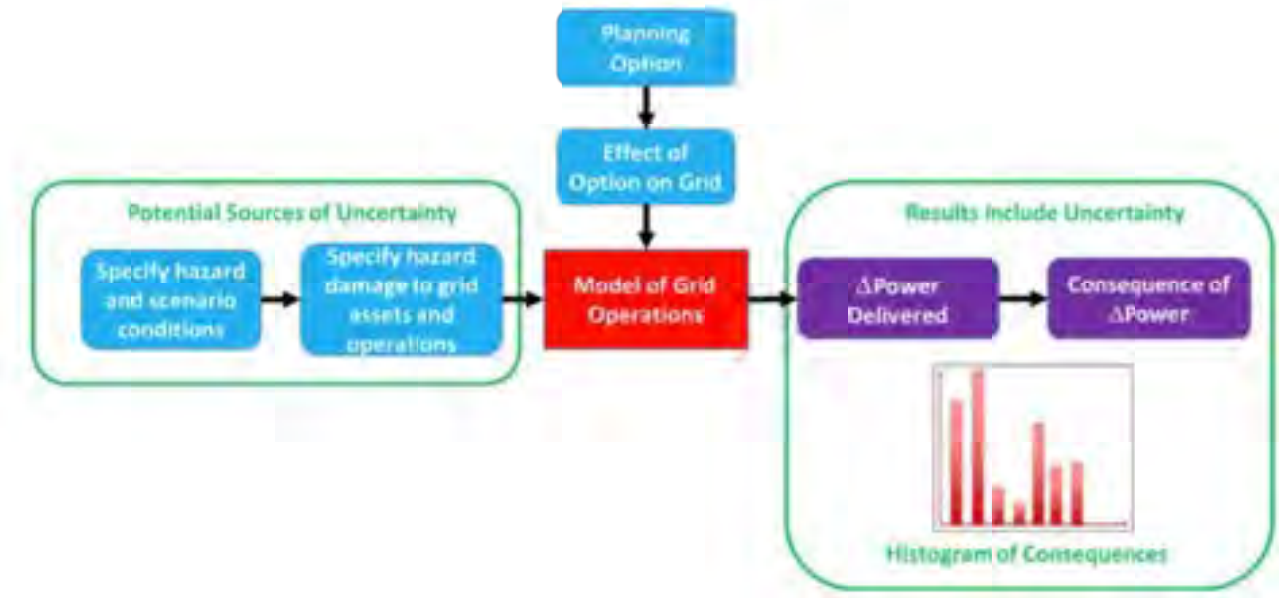


Figura 5. Calcolo delle metriche di resilienza della rete elettrica con inclusione dell'incertezza, figura tratta da [18]

La Figura 5, tratta da [18], illustra i passaggi per un processo di pianificazione della resilienza lungimirante. La differenza fondamentale nel processo di pianificazione è che i modelli numerici di sistema vengono utilizzati per generare stime numeriche di *"ΔPower Delivered"*, cioe' di *"variazione dell'energia erogata"*. All'interno di questi modelli di sistema, gli analisti devono parametrizzare l'impatto dello scenario di rischio sulle operazioni di rete. Questa parametrizzazione può includere la specificazione delle risorse danneggiate, il livello di funzionalità degli *asset* (ad esempio se è completamente non funzionante, se funziona come al solito, o ad un livello intermedio tra questi due estremi), o la durata di funzionalità compromessa.

I modelli di sistema utilizzano queste informazioni insieme alle informazioni che descrivono il processo di ripristino per stimare "*ΔPower ripristinato*". Ulteriori modelli possono essere utilizzati per stimare "Conseguenze di ΔPower ripristinato"; oppure questi dati potrebbero essere ottenuti grazie alla consultazione con altre parti interessate della comunità.

1.2 DSS CIPCast per la valutazione della resilienza: capacità già implementabili e potenzialità aggiuntive da sviluppi in corso

Come già anticipato nel paragrafo precedente, un DSS come CIPCast ha un ruolo fondamentale per l'analisi di resilienza in quanto consente di supportare passi cruciali e computazionalmente molto dispendiosi della valutazione, quali, il 3 il 4 e il 5 del processo operativo di valutazione di resilienza sopra descritto (per maggiori dettagli si rimanda al Report RdS/PAR2016/020 e al Report RdS/PAR2017/061).

E' importante sottolineare che a differenza di HAZUS-MH, o di altre piattaforme software per la valutazione di rischi indotti alle infrastrutture critiche, incluse le reti di energia elettrica, descritti nella letteratura internazionale, CIPCast ha l'ambizione aggiuntiva di creare un DSS pronto all'uso e di facile utilizzo che possa essere direttamente impiegato dai gestori delle reti, dalle autorità locali e dai dipartimenti di protezione civile per valutazioni di resilienza nello status-quo e per la pianificazione di strategie per il miglioramento della resilienza in essere. Questo è già possibile per valutazioni comparative di resilienza nella gestione della prima risposta (cfr. Report RdS/PAR2016/020) (Figura 6).

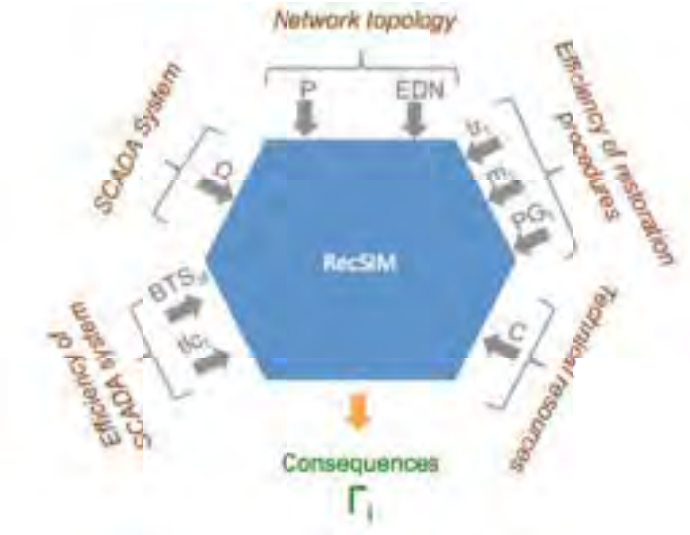


Figura 6. Il simulatore RecSIM di CIPCast (Report RdS/PAR2016/020)

Si sta lavorando al fine di consentire, all'interno della Piattaforma DSS, l'esecuzione di valutazioni comparative dell'efficacia di strategie di resilienza anche rispetto a cambiamenti strutturali del sistema (ad

esempio adozione di cavi meno vulnerabili a sollecitazioni sismiche e alle ondate di calore) e non solo procedurali, ad esempio gestione ottimale delle risorse tecniche e tecnologiche disponibili, come già possibile grazie all'add-in di CIPCast, RecSIM (cfr. Report RdS/PAR2016/020 e Report RdS/PAR2017/061).

Un ulteriore potenzialità di CIPCast sarebbe quella di consentire l'implementazione, e l'integrazione con l'interfaccia WebGIS già propria di CIPCast, di approcci multi-criteriali e metodi come il processo di gerarchia analitica (AHP) che possono essere usati per supportare le determinazioni esperte dell'importanza relativa di diverse misure di resilienza e di diverse strategie di resilienza, in presenza di interesse multipli o anche conflittuali, come spesso avviene quando nelle valutazioni, sono coinvolti e/o si desidera tenere conto in modo congiunto degli interessi di diversi *stakeholders* (o parti interessate), nonché' della comunità che usufruisce del servizio erogato dal sistema elettrico.

In questo lavoro, e in quello svolto nella precedente annualità (PAR2016, cfr. Report RdS/PAR2016/023) l'attenzione è stata rivolta alla valutazione della robustezza fisica a livello di componente del sistema (passo 4 del processo operativo della resilienza sopra descritto; in particolare si fa riferimento ai cavi sotterranei, sottoposti a terremoti (Report RdS/PAR2016/023) e al surriscaldamento (trattato nel presente Report). Per entrambi i casi, vengono proposte formule analitiche per valutare effettivamente la mancanza di robustezza, (che può essere definita come la vulnerabilità dei cavi e giunti alle azioni sopra menzionate) e quindi la più grande propensione a subire danni; questa viene misurata in termini di una frequenza di danno per cavi (DF_C) e frequenza di danno per i giunti (DF_J).

La frequenza di danneggiamento per i cavi DF_C è definita secondo l'Equazione (2):

$$DF_C = \frac{\mathrm{N}_{CF}}{UL} \tag{2}$$

dove N_{CF} è il numero di guasti osservati nei cavi per unità di lunghezza del cavo, *UL*, che viene assunta in questo lavoro unitaria, *UL* = 1 km.
La frequenza di danneggiamento per i giunti DF_J è definita secondo l'Equazione (3):

$$DF_J = \frac{\mathrm{N}_{JF}}{UL} \tag{3}$$

dove N_{JF} è il numero di guasti osservati nei giunti per unità di lunghezza del cavo, *UL*, che viene assunta in questo lavoro unitaria, *UL* = 1 km.

In particolare, in relazione al rischio sismico, si è proceduto a una verifica dell'affidabilità degli approcci e dei modelli proposti per la valutazione dei danni fisici indotti da eventi sismici [16], [27] sulla base dei risultati conseguiti nell'Accordo di Collaborazione portato avanti nell'ambito del precedente PAR2016 (cfr. Report RdS/PAR2016/023). Nella Figura 7 è mostrato un esempio di scenario di danneggiamento atteso prodotto, mediante il modulo di simulazione CIPCast-ES (facente parte della Piattaforma DSS), per la Rete di distribuzione elettrica (EDN) [28] e il sistema idrico (Adduzione, distribuzione e impianti di sollevamento).

In questo caso, è stato simulato il sisma che ebbe come epicentro i Colli Albani, a sud di Roma, il 26 Agosto 1806. La magnitudo è stata amplificata del 15% rispetto a quella effettivamente registrata (pari a M=5,5). Il danno è espresso in termini di livelli di danno[4] (D0-D5) per gli elementi puntuali e in termini di *Repair Rate*, *RR* per i cavi e le condotte.

Come descritto in dettaglio nei Report RdS/PAR2016/020 e RdS/PAR2017/061, la Piattaforma CIPCast integra modelli elaborativi per prevedere le prestazioni dei sistemi di distribuzione (elettrici e idraulici) sottoposti a terremoti. Una specifica implementazione di ciò, specificamente correlata ad un evento

[4] In accordo con la Scala Macrosismica Europea EMS-98 (Grünthal et al., 1998)

sismico nell'Italia centrale che interessa l'area abitata di Roma e la sua rete di distribuzione elettrica, è stata descritta nella precedente annualità (PAR). In questa annualità sono state effettuate ulteriori simulazioni per testare e validare tale modulo simulativo. Tuttavia, ulteriori test e simulazioni andranno condotti per la verifica dell'affidabilità degli approcci e dei modelli proposti.

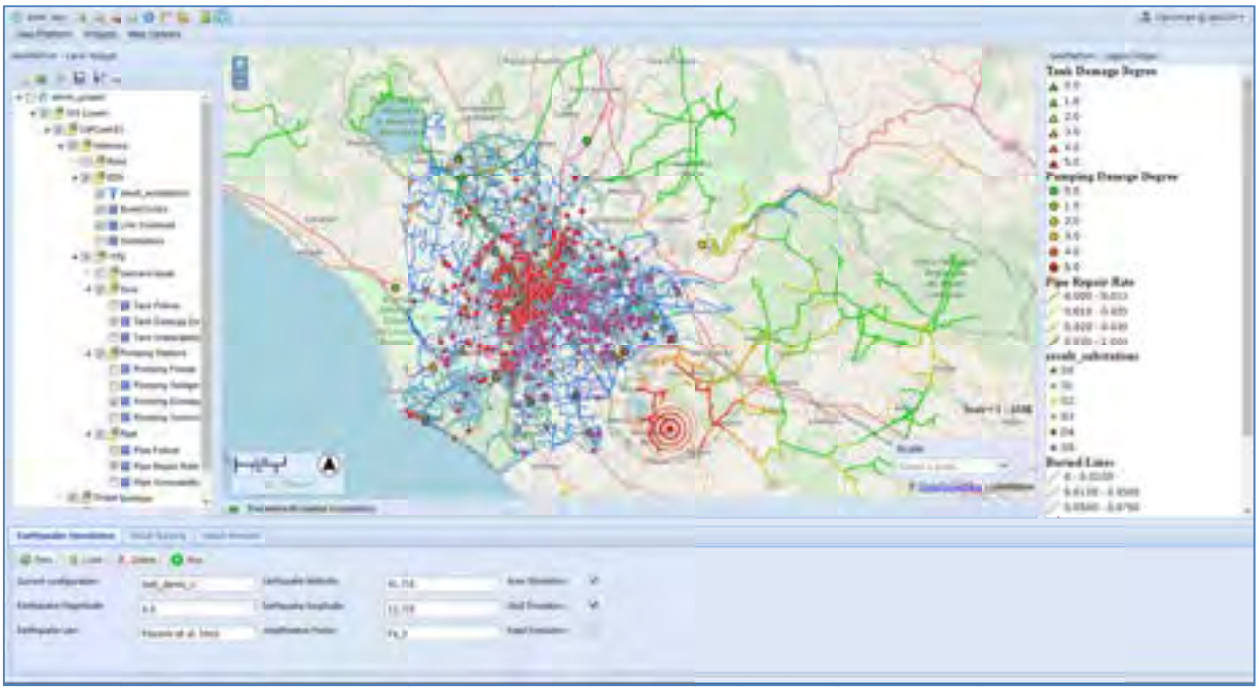


Figura 7. Esempio di scenario di danneggiamento atteso per la Rete di distribuzione elettrica (EDN) e il sistema idrico (Adduzione, distribuzione e impianti di sollevamento).

1.3 Valutazione della frequenza di danni per i giunti di cavi sotterranti soggetti a surriscaldamento

L'elettricità che scorre in un conduttore genera calore. La resistenza al flusso di calore tra un cavo sotterraneo e l'ambiente circostante potrebbe causare l'aumento della temperatura del cavo. Moderati aumenti di temperatura dovrebbero rientrare nell'intervallo di tollerabilità garantito nella progettazione del cavo; tuttavia, temperature superiori alla temperatura di progetto potrebbero ridurre in modo critico la durata della vita media prevista per il cavo come indicato da [5], [6] e come evidenziato in Figura 7.

Sulla base di una revisione della letteratura disponibile, nelle sottosezioni 1.3.1 e 1.3.2 rispettivamente, sono stati identificati i principali fattori di vulnerabilità esogene, nonché le caratteristiche dei cavi e dei loro giunti, che potrebbero avere un ruolo sulla frequenza di danni nei cavi di media tensione MT per le reti di distribuzione e per le *smart grid*, quando sottoposti a ondate di calore. Nella sottosezione 1.3.3 una correlazione empirica, messa a punto sulla base di dati empirici, che potrebbe consentire di stimare il verificarsi di un guasto del cavo basato sulla temperatura esterna.





Figura 8. Esempi di giunti e cavi sotterranei danneggiati, potenzialmente per surriscaldamento.

1.3.1 Fattori esogeni che possono influenzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei

I fattori esogeni che contribuiscono alla definizione del surriscaldamento del cavo sono rappresentati, in modo semplificato in Figura 9 e elencati in Tabella 3. La temperatura dell'ambiente, T_A, e le sue possibili variazioni in un arco temporale, come ad esempio il gradiente termico giornaliero, ΔT_{Aday}[°C], o stagionale, $\Delta T_{Aseason}$[°C], nonché le ulteriori condizioni meteorologiche, come il numero di giorni piovosi in un mese, N_{days} $(T_{Amax}/\Delta T_A)$, $N_{hours}(T_{Amax}/\Delta T_A)$ influenzano il regime termico del terreno, T_S.

Allo stesso modo la tipologia di copertura della superficie (ad esempio vegetazione, copertura urbana, asfalto), di seguito indicata come tipo di copertura del terreno, *LCT*, così come la gestione delle acque, hanno svolgono anch'essi un ruolo critico, sul regime termico del terreno, T_S.

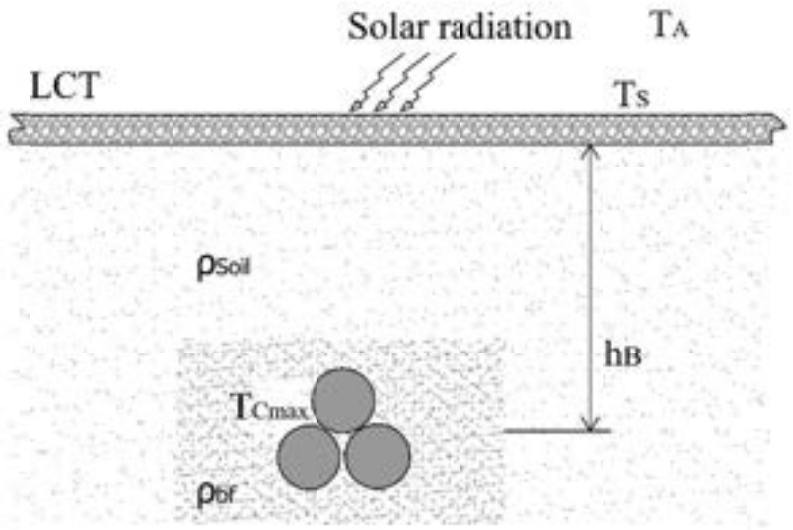


Figura 9. Fattori considerati per analizzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei

Oltre ai suddetti fattori esogeni, la resistività termica del suolo, ρ_{Soil} così come la resistività termica del materiale di reinterro ρ_{bf}, hanno un ruolo fondamentale sulla resistenza termica del cavo sotterraneo, rappresentando il necessario percorso di attraverso del flusso di calore tra il cavo sotterraneo e l'ambiente esterno (Figura 1). La resistività termica del terreno e del rinterro, ρ_{Soil} *e* ρ_{bf} rispettivamente, sono funzione di diversi parametri, tra i quali il tipo di terreno, S_t, la sua densità, $\delta_{V,Soil}$, e il contenuto di acqua del suolo, q.

De Vries [19] e Campbell & Norman [20] descrivono la resistività termica del suolo, ρ_{bf}, come una combinazione parallela pesata della resistività di cinque costituenti, vale a dire: quarzo, altri minerali del suolo, acqua, materia organica e aria (con resistività rispettivamente pari a ρ_{bf} = 0,1; 0,4; 1,7; 4,0 e 40 K·m/W). Campbell e Bristow [21] hanno osservato che: i materiali di rinterro ricchi di quarzo hanno una resistività inferiore, rispetto ad altri materiali, in particolare a materiali organici; solo i rinterri molto compressi, con spazio d'aria minimo, hanno una resistenza termica accettabilmente bassa, dato che gli spazi d'aria controllano in modo critico il flusso di calore.

Da quanto riportato sopra è chiaro che i diversi tipi di terreno e di rinterro possono mostrare differenze critiche nella resistività termica del suolo. I terreni naturali, che supportano la crescita delle piante, avranno sempre una resistività molto più elevata rispetto ai materiali ingegnerizzati. Per quanto riguarda la densità del suolo ($\delta_{V,\,suolo}$) e del rinterro ($\delta_{V,Bf}$), vale la pena ricordare che gli spazi d'aria controllano in modo critico il flusso di calore. Ad esempio, la resistività complessiva dei minerali di quarzo e terriccio diventerà simile a densità simile anche se i minerali di quarzo hanno una resistività 4 volte inferiore rispetto ai minerali del terriccio. Tuttavia, il materiale organico non sarà mai adatto a dissipare il calore prodotto dal cavo interrato, indipendentemente dalla sua densità.

Per quanto riguarda il contenuto di acqua del suolo, *q*, la misura in cui il suolo è regolarmente saturato di acqua influenza notevolmente le proprietà termiche del suolo; l'aggiunta di acqua a un materiale poroso diminuisce drasticamente la sua resistività termica. Pertanto, risulta vantaggioso al fine di favorire un deflusso termico dal cavo all'ambiente esterno, se le falde acquifere e il flusso capillare provocano condizioni relativamente umide attorno ai cavi. Il contenuto minimo di acqua nella zona in cui si trovano le radici delle piante in crescita, varia tipicamente da *q*= 0,05 m^3/m^3 nelle sabbie a *q*=0,1 o *q*=0,15 m^3/m^3 per terreni a tessitura più fine. Questo è talvolta chiamato il contenuto di acqua critico, ed è il contenuto di acqua al di sotto del quale il flusso di vapore guidato termicamente in un gradiente di temperatura non verrà rialimentato dal flusso di ritorno liquido attraverso i pori del terreno. Questo punto è molto significativo nella progettazione di cavi interrati, perché, quando il terreno attorno al cavo diventa asciutto, il calore del cavo allontana l'umidità, asciugando il terreno attorno al cavo e aumentandone quindi la sua resistività. Ciò si traduce in un ulteriore riscaldamento, che allontana l'umidità aggiuntiva. Ne può derivare una condizione di fuga termica.

La misura e il monitoraggio dei parametri δ_{Soil} e δ_{bf} può essere un compito impegnativo [22]-[23]. Tuttavia, è possibile fare riferimento a correlazione semplificate che forniscono una possibile stima δ_{Soil} e δ_{bf} in funzione di altri parametri, facilmente osservabili. L'IEC 60287-3-1 [24] fornisce, ad esempio, le condizioni di resistività termica del terreno, come possibile riferimento in caso di assenza di standard e/o di valori forniti a livello nazionale, in funzione delle condizioni del suolo e delle condizioni metereologiche, entrambe rappresentati con descrittori qualitativi (Tabella 2).

Tabella 2. Resistività termica del suolo, come funzione delle condizioni del suolo e del meteo secondo la norma IEC 60287-3-1

Resistività termica [K.m/W]	Condizioni del suolo	Condizioni meteorologiche
0,7	Molto umido	Umido in continuità
1,0	Umido	Piogge regolari
2,0	Asciutto	Piogge rare
3,0	Molto secco	Piogge scarse o assenti

Tuttavia, la stessa norma IEC 60287-3-1 riconosce che quanto proposto è da intendersi come una semplificazione e che la resistività termica del suolo è molto sensibile al contenuto di umidità del suolo e può variare significativamente nel tempo, a seconda del tipo di suolo, delle condizioni topografiche, meteorologiche e del carico del cavo.

Oltre a questo ci sono in realtà molti altri aspetti specifici del sito che dovrebbero essere tenuti in considerazione, come, ad esempio: a) la profondità di interramento del cavo h_B [m], (Figura 9); b) il tipo di terreno *St* e tipo di copertura del suolo, *LCT*, come già menzionato sopra; c) il possibile verificarsi di eccessiva essiccazione e spaccatura del terreno che potrebbe portare a vuoti d'aria. In particolare, come per la profondità di sepoltura del cavo h_B [m], vale la pena sottolineare che più i cavi sono più profondi, più stabile sarà l'ambiente termico, l'ampiezza delle variazioni stagionali della temperatura del suolo a seconda del tipo di suolo dipende dalla profondità al di sotto della superficie del terreno. A profondità, superiori di circa 9 m, la temperatura del suolo rimane relativamente costante durante tutto l'anno. Tutti i fattori sopra menzionati sono stati identificati e riassunti nella Tabella 3.

Tabella 3. Fattori esercitati che influenzano la fragilità dei cavi interrati mt per il surriscaldamento

Fattori di pericolosità	Possibili attributi da monitorare	Metriche proposte per gli attributi
Temperatura Ambiente [a], T_A	Tendenza o picchi di temperatura stagionale e/o giornaliera	T_A medio, T_{Am} [°C] T_A max, T_{Amax} [°C] T_A min, T_{Amin} [°C]
	Gradiente termico giornaliero o stagionale	ΔT_{Aday} [°C] $\Delta T_{Aseason}$ [°C]
	Durata dei picchi di temperatura, giornaliera e stagionale	N_{days} $(T_{Amax}/\Delta T_A)$ $N_{hours}(T_{Amax}/\Delta T_A)$
Condizioni metereologiche	Numero di giorni piovosi [b]	$N_{Rdays/month}$
Temperatura del suolo, T_S	Picco di temperatura stagionale e/o giornaliero	T_S medio, T_{Sm} [°C] T_S max, T_{Smax} [°C] T_S min, T_{Smin} [°C]
Tipologia di copertura del suolo[4], *LCT*	Tipologia di copertura del suolo[4]	Descrittore qualitativo, *LCT*
Resistività termica del suolo, ρ_{Soil}	Tipo di Suolo	Descrittore qualitativo, S_t
	Densità del Suolo	$\delta_{V,Soil}$
	Altezza della falda acquifera	h_{WT}[m]
	Contenuto di acqua nel suolo	q [m^3_{water}/m^3_{soil}]
Resistività termico del rinterro, ρ_{bf}	Densità del rinterro	$\delta_{V,bf}$
	Tipo di rinterro	Descrittore qualitativo [c]
Profondità di interramento del cavo	Profondità di interramento	h_B[m]

a. con riferimento alla disponibilità dei dati nel territorio italiano; b. o descrittori qualitativi come quelli adottati dalla IEC 60287-3-1 (si veda la Tabella 2); c. ad esempio incassatura o interro diretto.

1.3.2 Caratteristiche di cavi e giunti che possono influenzare il surriscaldamento dei cavi sotterranei

La Tabella 4 riassume le caratteristiche peculiari di cavi e giunti, che potrebbero influenzare (aumentandola o diminuendola) la frequenza di guasto di cavi e giunti quando soggetti a ondate di calore.

Tabella 4. Caratteristiche di cavi e giunti che potenzialmente influenzano la vulnerabilità dei cavi di media tensione soggetti a ondate di calore

Fattori di Vulnerabilità	Possibili attributi da monitorare	Metriche proposte
Portata del Cavo	Picco o tasso di corrente	*I[A]*
Isolante del cavo	Materiale	Qualitativa, m_{InsC}
Geometria del cavo	Diametro	$\Phi[mm^2]$
Età del cavo	Tempo in opera	C_{Nyears}
Età del giunto	Tempo in opera	J_{Nyears}
Tipologia del giunto	Material, defects	Qualitativa, M_J

Informazioni utili su come e in quale misura le caratteristiche proprie di cavi e giunti, elencati nella Tabella 4, hanno dimostrato di influenzare la frequenza di guasto, quando sottoposti a ondate di calore, possono essere trovati in [5], [6], [22], [23].

Per quanto riguarda il carico del cavo, il diametro del cavo $\Phi[mm^2]$ e il materiale isolante del cavo, m_{InsC} influenzano sicuramente la temperatura del cavo stesso, T_{Cn} al funzionamento "nominale", come evidenziato nell'Equazione (4):

$$T_{Cn} = f(\emptyset, I, m_{InsC}) \tag{4}$$

Il T_{Cn} è solitamente governato da standard. Ad esempio, la norma italiana CEI-UNEL 35027 [25] identifica con 90 ° C la temperatura massima consentita per i cavi sotterranei in media tensione MT normalmente utilizzati nella rete di distribuzione elettrica con isolamento in gomma etilene propilene (EPR, tipo G7) o in PVC (tipo R2).

Per stimare il "pericolo" imposto dalle ondate di calore sui cavi, sarebbe auspicabile il poter stimare la temperatura del cavo al T_{CMax} alla profondità di interramento, in funzione di tutte le variabili elencate nella Tabella 3 (o almeno in funzione di quelle note), così come delle caratteristiche che influenzano T_{Cn}, come riassunto nell'Equazione (5).

$$T_{CMax} = f(T_A, T_{S,} \frac{N_{\mathrm{Rdays}}}{\mathrm{month}}, LCT, \rho_{E,soil}, \rho_{E,bf}, h_b, Tcn) \tag{5}$$

Calcara et al [22], [23]. hanno fornito alcune correlazioni per calcolare la variazione della temperatura massima dell'isolamento per cavi in media tensione sotterranei, T_{CMax} (Equazione 6) in funzione della temperatura ambiente T_{EMax} per diverse potenze *I[A]* trasmesse da uno stesso tipo di cavo, vale a dire Φ = 240mm^2 *Al* (alluminio), con sistema a tre fasi, posto alla profondità di h_B=1.2 m, e con resistività termica del suolo di ρ_{soil} = 5 K m/W).

$$T_{Cmax} = T_{Emax} + (0.0006I^2 + 0.015I - 2.29) \tag{6}$$

1.3.3 Modello di fragilità proposto e basato sull'evidenza sintomatica

Viene qui proposto di calcolare la tasso di guasto mensile osservato per giunti sottoposti a surriscaldamento, $D_{FJ,month}$ secondo l'Equazione (7):

$$DF_{J,month} = \frac{\mathrm{N}_{JF}}{Q_{J,month}} \tag{7}$$

Dove N_{JF} è il numero di eventi rilevanti (cioè di giunti danneggiati) e Q_J è la quantità dei componenti (in questo caso il numero di giunti) nell'area territoriale sotto osservazione, nell'unità di tempo considerata (in questo caso mensile, ma in assenza di dati granulari potrebbe essere annuale).

Le frequenze derivate empiricamente per $D_{FJ,month}$ sono state ricavate per l'area territoriale del Lazio, Abruzzo e Molise per ciascun mese del triennio 2010-2013, secondo le seguenti fasi:

- Le N_{JF} sono state stimate da [5] che forniscono una distribuzione mensile di guasti alle giunzioni per cavi sotterranei di media tensione MT per il periodo di tempo e l'area territoriale sopra menzionati (Figura 10).
- Il Q_J è stato stimato pari a Q_J = 100.000 nell'area territoriale analizzata, in base ai dati resi disponibili pubblicamente dalle principali società di distribuzione.

Mirando a correlare le frequenze empiricamente derivate per $D_{FJ,month}$ con un parametro di temperatura, si è ipotizzato di assumere la città di Roma come riferimento in modo che le registrazioni storiche delle condizioni meteorologiche mensili fossero facilmente ricavabili da un sito Web specifico che fornisce, tra l'altro, i parametri seguenti: temperatura esterna media, massima e minima, (rispettivamente T_{Emean}, T_{EMax}, T_{EMin}); numero di giorni piovosi; umidità esterna (Figura 11).

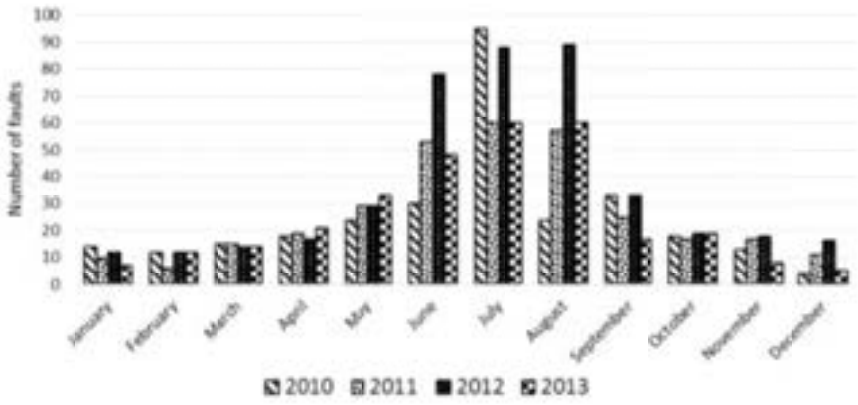


Figura 10. Numero di danni osservati ai giunti nell'area territoriale del Lazio, Abruzzo e Molise per ciascun mese del triennio 2010-2013



Figura 11. Temperatura esterna media, massima e minima, per la città di Roma, ricavabile per ciascun mese del triennio 2010-2013 dal sito al link https://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Roma/

Vale la pena dire che l'ipotesi di localizzare tutti i dati a Roma potrebbe aver portato a una sopravvalutazione del T_{Emax}. Tuttavia, poiché sia la posizione di tutte le articolazioni che quelle non riuscite sono sconosciute, qualsiasi altra ipotesi sulla loro posizione avrebbe introdotto pregiudizi simili.

Le frequenze determinate empiricamente D_{FJ} servivano come dati di input per la parametrizzazione di una funzione modello empirico correlando D_{FJ} con la temperatura esterna massima T_{Emax}.

Per interpolare i dati osservati ottenuti dall'analisi (Figura 12) si è fatto riferimento a una funzione esponenziale (Equazione 8); le funzioni esponenziali sono state analogamente utilizzate e vale la pena ricordare che la legge di Arrhenius che fornisce una correlazione tra la temperatura del cavo e la vita dell'isolamento del cavo segue ugualmente una legge esponenziale [6].

$$D_{FJ} = ae^{b \times T_A} \quad (8)$$

dove T_A è la temperatura ambiente ambientale; a, b, sono parametri di distribuzione derivati utilizzando un metodo di minimi quadrati non lineare, alimentato da Excel (Tabella 5).

Tabella 5. Valori dei coefficienti per l'Equazione 8

Numero Giorni Pioggia	a	b
Informazione assente	3E-05	0.093
Pioggia≤3 giorni [a]	4E-05	0.086
Pioggia<3 giorni	3E-05	0.087

D_{FJ} può essere espresso in funzione della temperatura massima sul cavo T_{Cmax} utilizzando nell'Equazione (5), Equazione (3), al posto di T_{Amax}, purché sussistano le stesse condizioni di tipologia di cavo e resistività del suolo per le quali Equazione (3), è stata definita.

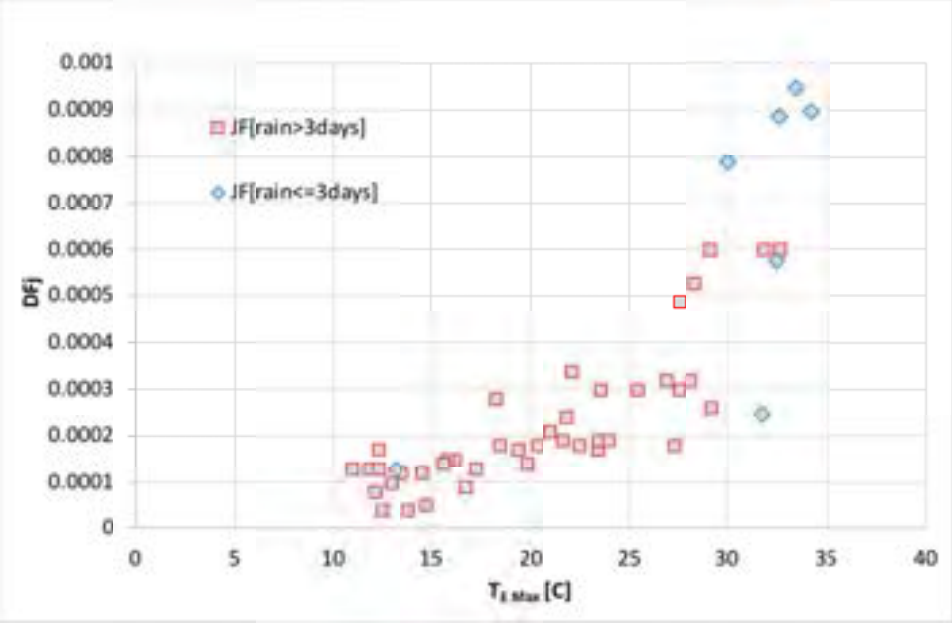


Figura 12. Frequenze di guasto di derivazione empirica per articolazioni soggette a ondate di calore, DFJ in funzione della temperatura esterna massima per il territorio dell'Italia centrale per ciascun mese del triennio 2010-2013.

Come nota finale, varrebbe la pena discutere di quanto dichiarato per l'Italia dal CEI UNEL 35027 in termini di valori suggeriti per:

- massima resistività termica del suolo ρ_{soil}= 1.0^5 [K m/W];
- intervallo di temperatura del suolo da T_{Smin} = 5°C a T_{Smax} = 20°C;
- profondità massima del cavo h_B[m], da adottare, per diverse portate (se non diversamente specificato dal produttore del cavo): h_B[m] = 800 mm, fino a 12kV; h_B[m] = 1000 mm, fino a 17,5kV; h_B[m] = 1200 mm, fino a 24kV; h_B[m] = 1500 mm, fino a 36kV; h_B[m] = 1800 mm, fino a 72kV; h_B[m] = 2200 mm, fino a 220kV);
- intervallo di temperatura dell'aria ambiente da T_{Amin}=0°C a T_{Amax} = 30°C con escursioni giornaliere massime di ΔT_A = 20°C. In estate, la temperatura massima può talvolta, per alcune ore al giorno, essere superiore di T_{Amax} = T_{Amax}+5°C (e in casi speciali anche di più) rispetto al valore massimo sopra menzionato.

Secondo CEI UNEL 35027, tale evento è considerato accettabile a causa della sua breve durata; tuttavia, vale la pena notare che questo non sembra essere confermato dalle evidenze raccolte e elaborate in questo studio. Dalla Figura 12 e dalla Tabella 5 si osserva come la frequenza di danneggiamento dei giunti, D_{JF}, sembri aumentare significativamente passando da T_{Amax} = 30°C a T_{Amax} = 35°C, specialmente in presenza di "condizioni di pioggia minime o assenti".

2 Conclusioni e sviluppi futuri

Il presente Report propone in origine una correlazione analitica per valutare la frequenza dei danni previsti per i giunti di cavi sotterranei, nelle reti di distribuzione elettrica, quando sottoposti a surriscaldamento. Questa espressione analitica è stata ricavata dalle evidenze di danni raccolti nell'area dell'Italia centrale per un periodo di quattro anni (2010-2013).

È stato, quindi, brevemente discusso il ruolo che può svolgere la Piattaforma DSS CIPCast al fine di supportare e informare il processo di valutazione della resilienza. Inoltre, come sviluppo futuro, CIPCast sfrutterà l'utilizzo di dati di telerilevamento per valutare l'umidità del suolo e la temperatura della superficie terrestre. Ulteriori sforzi e la collaborazione di gestori patrimoniali per fornire dati e prove sono necessari per progredire ulteriormente su questa strada.

CIPCast è stato concepito come una combinazione di ambienti software free/open source che includono funzionalità GIS [19] per eseguire operativamente la previsione e il supporto del rischio e informare l'analisi delle strategie di potenziamento della resilienza per le CI quando sono soggette a diversi tipi di rischi naturali, inclusi terremoti e condizioni meteorologiche estreme condizioni, tra gli altri. CIPCast ha già incorporato i modelli per prevedere le prestazioni dei sistemi di distribuzione (elettrici e idraulici) sottoposti a terremoti.

Inoltre, CIPCast può già supportare processi decisionali di miglioramento della resilienza, come descritto in [28]. Gli autori stanno lavorando per implementare all'interno di CIPCast l'espressione analitica proposta per valutare la vulnerabilità dei giunti al surriscaldamento e correlarla con i molteplici database (ad esempio, copertura del suolo, pedologia) e potenzialità, già incorporati o da aggiungere a CIPCast in grado di supportare la valutazione dei vari parametri che influiscono sul surriscaldamento dei cavi (come riassunto nella Tabella 4).

Le analisi condotte per valutare la frequenza dei danni ai cavi sotterranei, sia quando sottoposti a terremoti sia in caso di surriscaldamento, sono un passo necessario verso la valutazione della reale resilienza dei sistemi di energia elettrica sia nelle condizioni di status quo che nella fase di pianificazione di interventi e strategie per rafforzare tale capacità di recupero, come previsto a livello nazionale dall'Autorità di Regolazione per l'Energia reti e Ambiente ARERA.

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri, le attività andranno inoltre indirizzate verso la verifica dell'affidabilità degli approcci e dei modelli proposti per la valutazione del rischio indotto da eventi sismici e da ondate di calore al sistema di distribuzione elettrico (nell'ambito dei precedenti Piani Annuale di Realizzazione). A tal fine, saranno organizzate interviste strutturate con il personale di e-distribuzione SpA e, possibilmente, di Areti SpA, per discutere le osservazioni di danni a cavi e giunti interrati a seguito delle ondate di calore negli anni dal 2013 a tutt'oggi.

3 Riferimenti

Bibliografia

[1]. G.M. Karagiannis, Z.I. Turksezer, L. Alfieri, L. Feyen and E. Krausmann, "Climate change and critical infrastructure - floods", EUR - Scientific and Technical Research Reports, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017.

[2]. P. Berardi, A. Piccin, A. Posati, M. Rebolini, F. Gatti, L. Mazza, "Full scale testing on 380 kV latticed steel tower Theoretical outline", CIGRE Auckland Symposium - 16th-17th September 2013.

[3]. S. Giovinazzi, T. Wilson, C. Davis, D. Bristow, M. Gallagher, A. Schofield, M. Villemure, J. Eidinger, A. Tang, "Lifelines Performance and management following the 22 February 2011 Christchurch Earthquake, New Zealand: Highlights of Resilience", Bulletin of the New Zealand Society for Earthquake Engineering, 44, pp. 402-417, 2011.

[4]. I. Kongar, S. Giovinazzi, T. Rossetto, "Seismic performance of buried electrical cables: evidence-based repair rates and fragility functions", Bull Earthquake Eng, 15: 3151, 2017.

[5]. A. Sturchio, G. Fioriti, V. Salusest, M. Pompili, B. Cauzillo, "Failure rates reduction in SmartGrid MV underground distribution cables: Influence of temperature", 2014 AEIT Annual Conference, Trieste (Italy), 2014;

[6]. G. Fioriti, A. Sturchio, M. Pompili, L. Calcara, "Thermal Behavior of Distribution MV Underground Cables", Annual Meeting AEIT 2015 - Napoli (Italy), 2015.

[7]. H. H. Willis, K. Loa, “Measuring the Resilience of Energy Distribution Systems”, Published by the RAND Corporation, Santa Monica, Calif., 2015

[8]. Y.Y. Haimes, "On the definition of resilience in systems", Risk Analysis, 29(4), pp. 498-501, 2009

[9]. White House. (2013, February 12). Presidential policy directive 21: Critical infrastructure security and resilience. ———. (2014, January 9). Presidential memorandum: Establishing a Quadrennial Energy Review.

[10]. Committee on Increasing National Resilience to Hazards and Disasters; Committee on Science, Engineering, and Public Policy; and National Academies. (2012). Disaster resilience: A national imperative. Washington, DC: National Academies Press.

[11]. M. Bruneau, A. Reinhorn, "Exploring the concept of seismic resilience for acute care facilities", Earthquake Spectra 23, 41-62, 2007.

[12]. M. Bruneau, S.E. Chang, R.T. Eguchi, G.C. Lee, T.D. O'Rourke, A.M. Reinhorn, M. Shinozuka, K. Tierney, W.A. Wallace, and D. Von Winterfeldt, "A framework to quantitatively assess and enhance the seismic resilience of communities", Earthquake Spectra 19, 733-752, 2003.

[13]. R. Francis and B. Bekera, “A metric and frameworks for resilience analysis of engineered and infrastructure systems,” Reliability Engineering & System Safety, 121, 90–103, (January 2014), (http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951832013002147).

[14]. FEMA: HAZUS-MH 2.1. Multi-hazard Loss Estimation Methodology. Technical Manual. , Washington, D.C. (2017).

[15]. Tofani, A., Di Pietro, A., Lavalle, P.L., Pollino, M., Rosato, V., Alessandroni, S.: CIPRNet Decision Support System: Modelling Electrical Distribution Grid Internal Dependencies. J. Polish Saf. Reliab. Assoc. 6, 133–140 (2015)

[16]. Matassoni, L., Fiaschi, A., Giovinazzi, S., Pollino, M., La Porta, L., Rosato, V.: A geospatial decision support tool for seismic risk management: Florence (Italy) case study. In: Computational Science and Its Applications - ICCSA 2017. Lecture Notes in Computer Science. Springer International Publishing (2017)

[17]. S. Giovinazzi, S. Pampanin, Multi-criteria approaches for regional earthquake retrofit strategies. Pacific Conference on Earthquake Engineering (2008). Available for download at: https://www.researchgate.net/publication/44745221_Multi-criteria_approaches_for_regional_earthquake_retrofit_strategies
[18]. Sandia National Laboratories technical report for the U.S. Department of Energy'sNational Nuclear Security Administration (February 2017)
[19]. D.A. DeVries, "Thermal properties of soils" in W. R. van Wijk, Physics of Plant Environment John Wiley, New York, 1963
[20]. G.S. Campbell, J. M. Norman, "An Introduction to Environmental Biophysics". Springer Verlag, New York, 1998
[21]. G. Campbell and K. Bristow. The effect of soil thermal resistivity (rho) on underground power cable installation. Decagon Devices, (13943-01), Sept 2009.
[22]. L. Calcara, M. Pompili, B. Cauzillo, "Ampacity of MV Underground Cables: the Influence of Thermal Soil Resistivity", International Youth Conference on Energy, Pisa (Italy), 2015;
[23]. L.Calcara, S. Sangiovanni, M. Pompili, "MV Underground Cables: Effects of Soil Thermal Resistivity on Anomalous Working Temperatures", Intenational Annual Conference AEIT, Cagliari (Italy), 2017
[24]. IEC 60287-3-1, "Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3-1: Operating conditions - Site reference conditions", 2017
[25]. CEI-UNEL 35027, "Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata", 2009.
[26]. A. Di Pietro, L. Lavalle, L. La Porta, M. Pollino, A. Tofani, V. Rosato, "Design of DSS for Supporting Preparedness to and Management of Anomalous Situations in Complex Scenarios" in Setola, R., Rosato, V., Kyriakides, E., and Rome, E. (eds.) Managing the Complexity of Critical Infrastructures: A Modelling and Simulation Approach. pp. 195-232. Springer International Publishing, Cham, 2016
[27]. S. Giovinazzi, A. Di Pietro, M. Mei, M. Pollino, V. Rosato, "Protection of Critical Infrastructure in the event of Earthquakes: CIPCast-ES", XVII Conference ANIDIS, Pistoia 2017.
[28]. S. Giovinazzi, M. Pollino, I. Kongar, T. Rossetto, E. Caiaffa, A. Di Pietro, L. La Porta, V. Rosato, A. Tofani. Towards a Decision Support Tool for Assessing, Managing and Mitigating Seismic Risk of Electric Power Networks. In: Gervasi O. et al. (eds) Computational Science and Its Applications - ICCSA 2017. ICCSA 2017. Lecture Notes in Computer Science, vol 10406. Springer, Cham, 2017.
[29]. A. Tofani, G. D'Agostino, A. Di Pietro, L. La Porta, M. Pollino, V. Rosato, "Operational Resilience metrics for complex inter-dependent electrical networks", in preparation, 2018.

Rapporti Tecnici - Ricerca di Sistema Elettrico

PAR2015

- ENEA, DTE-SEN-APIC – Report RdS/PAR2015/016 – "La piattaforma per la sicurezza delle infrastrutture critiche", M. Pollino, L. La Porta, A. Di Pietro, A. Tofani, E. Caiaffa, e V. Rosato.

PAR2016

- ENEA, DTE-SEN-APIC – Report RdS/PAR2016/020 – "Realizzazione del DSS per la sicurezza delle infrastrutture critiche (CI) del distretto", M. Pollino, L. La Porta, A. Di Pietro, A. Tofani, E. Caiaffa, e V. Rosato.

- Università di Roma “La Sapienza”, DIAEE – Report RdS/PAR2016/023 – “Modelli per l’analisi della fragilità fisica e funzionale della rete elettrica soggetta a eventi critici”, A. Geri, S. Giovinazzi, M. Pompili.

PAR2017

- ENEA, DTE-SEN-APIC – Report RdS/PAR2017/061 – “La piattaforma DSS di tipo GIS-based per l’analisi del rischio e della sicurezza delle infrastrutture critiche dello Smart District”, M. Pollino, E. Caiaffa, G. D’Agostino, A. De Nicola, A. Di Pietro, G. Fattoruso, L. La Porta, V. Rosato, A. Tofani, G. Vicoli e M.L. Villani.
- Università di Roma “La Sapienza”, Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica e Energetica (DIAEE) – Report RdS/PAR2017/064 – “Metriche e modelli di resilienza multi-rischio per il sistema elettrico”, S. Giovinazzi, M. Pompili, A. Geri, L. Calcara.

4 Curriculum scientifico dei partecipanti

SAPIENZA - Università di Roma

Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica

Via Eudossiana, 18 – 00184 ROMA (Italy)

Prof. Massimo Pompili, Prof. Alberto Geri, Prof.ssa Sonia Giovinazzi, Luigi Calcara

Massimo Pompili (1956) si è laureato e ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrotecnica presso l'Università degli Studi di Roma nel 1981 e nel 1987 rispettivamente.
Dal 1988 è in servizio presso la stessa Università dapprima come ricercatore e poi come professore tenendo i Corsi di "Componenti e Tecnologie Elettriche" e "Tecnica delle Alte Tensioni" per il Corso di Laurea in Ingegneria Elettrotecnica e quello di "Impianti Elettrici" per il Corso di Laurea in Ingegneria Edile e Architettura.
Dal 1990 è Presidente del CEI CT10 (Fluidi isolanti per applicazioni elettrotecniche) e dal 1998 è stato nominato Secretary dall'IEC per lo stesso Comitato Tecnico.
Dal 2007 è Associate Editor della Rivista IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation. Egli inoltre ha curato circa 10 Special Issues di tale rivista nel settore delle tecnologie elettriche. È inoltre revisore di molteplici riviste americane tra cui "IEEE - Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation" e "IEEE – Transaction on Power Delivery".
Nel 2007 è stato prescelto per tenere la "Hans Tropper Memorial Lecture" all'IEEE – ICDL, che si è tenuta nel Luglio 2008 presso l'Università di Poitiers in Francia.
Nel 2007 ha ricevuto dal CEI il PREMIO GIORGI per "l'attività svolta in ambito tecnico ed al ruolo esercitato per la crescita, lo sviluppo e la promozione dell'attività normativa nel mondo".
Dal 2012 è anche il rappresentante italiano della CIGRE SC-D1(Materials and Emerging Test Techniques).
Il Prof. Pompili è ed è stato Responsabile di numerosi progetti di ricerca della Facoltà di Ingegneria dell'Università di Roma o finanziati da importanti Società del settore elettrico.
È autore di oltre 100 contributi pubblicati su riviste o presentati a convegni nazionali e internazionali.
Dal 1996 è Membro del Comitato Scientifico dell'ICDL (IEEE – International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids) che nel Giugno 2019 si terrà presso l'Università degli Studi di Roma "La Sapienza".

Alberto Geri nasce a Terni il 4 agosto 1961. Nel 1987, si laurea in Ingegneria Elettrica presso l'Università degli Studi di Roma "La Sapienza" con il massimo dei voti e dignità di stampa, e nel 1990 consegue l'abilitazione alla professione di ingegnere. Nel 1989 inizia l'attività accademica come ricercatore, dal 2000 al 2015 è stato professore associato di Elettrotecnica presso la "Sapienza" Università di Roma e dal 2015 è professore associato di Sistemi elettrici per l'energia presso lo stesso Ateneo. Dal 1993 svolge la sua attività didattica, dapprima in qualità di professore incaricato e poi di professore di ruolo, impartendo l'insegnamento di Elettrotecnica come compito didattico per i Corsi di Laurea di Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, Civile, Edile, Energetica, Gestionale, della Logistica e dei Trasporti e Meccanica. Ha inoltre pubblicato due testi didattici. Durante la sua attività scientifica, iniziata il 1982, si è occupato, mediante approcci di tipo circuitale, dello studio di: dispositivi elettromagnetici non-lineari (i.e., MDH e TFIH), impianti di terra e sistemi di protezione contro le scariche atmosferiche, backflashover nelle linee di AT. Attualmente si sta occupando di: algoritmi evolutivi implementati su architetture parallele per la soluzione di problemi di sintesi e/o di ottimizzazione multi-obiettivo, reattori MFC per la produzione di energia elettrica e la bioremediation, reti di distribuzione, sistemi di storage, smart e micro grids. E' stato responsabile scientifico di molteplici progetti e contratti di ricerca stipulati sia con soggetti pubblici che privati. Queste attività sono descritte in più di centosessanta pubblicazioni presentate a conferenze o

pubblicati su riviste internazionali. Molteplici sono gli incarichi ricoperti che hanno riguardato prevalentemente attività di consulenza riguardanti il mercato elettrico e la sicurezza elettrica (dal 2015 fa parte *Servizio di Prevenzione e Protezione* della Camera dei Deputati).

Sonia Giovinazzi (1974) si è laureata presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Genoa e ha conseguito il Dottorato presso le Facoltà di Ingegneria dell'Università di Firenze e della Technical University of Braunshweig in Germania (Dottorato congiunto internazionale) in "*Gestione dei rischi naturali e antropici nell'ambiente costruito*".
Dal 2007 al 2016 ha prestato servizio presso il "Department of Natural and Resources Engineering" dell'Università' di Canterbury, Canterbury University UC, in Nuova Zelanda.
Dal 2016 e attualmente Sonia è Professore aggregato presso la Facoltà di Architettura della Sapienza Università' di Roma, Senior Research Fellow presso il "Geospatial Reserach Institute", dell'Università' di Canterbury, e Ricercatore aggregato presso INGV, Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia. Sonia ha collaborato a numerosi progetti internazionali e multi-agenzia con lo scopo di costruire o far progredire sistemi di supporto decisionale, DSS e piattaforme per la riduzione degli impatti e rischi indotti da fenomeni naturali e antropici. Tra gli altri Sonia ha contribuito a: Global Earthquake Model, GEM; piattaforma RiskScape in Nuova Zelanda; progetti SYNER-G e Risk-UE finanziati dall'UE; consorzio ERGO Muti-hazard Assessment, Response and Planning, piattaforma open source, di cui Sonia è anche co-fondatrice). Ha gestito in Nuova Zealand il progetto "Resilienza delle Infrastrutture Critiche" dopo la sequenza sismica che ha colpito la regione di Canterbury in Nuova Zealanda nel 2010-2011 ed è stata consulente sugli stessi temi per numerose agenzie governative, tra le quali Canterbury Earthquake Recovery Authority, dipartimento istituito dal Governo della Nuova Zelanda dopo il terremoto.

Luigi Calcara nasce a Castelvetrano nel 1990. Consegue la Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrotecnica nel 2015 presso l'Università degli Studi di Roma "La Sapienza". Parte della Tesi Magistrale è stata supportata da e-distribuzione attraverso uno stage di oltre 6 mesi.
È attualmente studente di dottorato presso la Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale dell'Università degli Studi di Roma "La Sapienza". I suoi principali interessi scientifici riguardano la resilienza dei sistemi elettrici in media ed alta tensione e gli isolamenti liquidi.
Dal 2017 è Presidente dell'AEIT giovani sezione di Roma, Chair dell'IEEE Sapienza Student Branch Chapter e Segretario del CIGRE D1 Italian Representative. Nel 2016 ha ricevuto il premio CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) per la migliore Tesi di Laurea Magistrale nel campo del "Sistemi avanzati di monitoraggio per la riduzione del tasso di guasto dei cavi interrati di media tensione". Dal 2016 è membro dell'IEC e CEI TC10 "Fluids for Electrotechnical Application".
Dal 2015 è iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Roma. Dal 2014 è membro dell'IEEE Industry Applications Society e dell'IEEE Dielectrics and Electrical Insulation Society.
È autore di diversi articoli scientifici pubblicati su riviste nazionali e internazionali e presentati a convegni.