Resilienza, la lezione del Texas

PARTENDO DALL'ANALISI DELLE CAUSE DEL BLACKOUT DEL TEXAS DI FEBBRAIO 2021, ALCUNE POSSIBILI STRATEGIE E QUALCHE PROPOSTA PER MIGLIORARE LA RESILIENZA DELLE RETI DI FRONTE AI CAMBIAMENTI CLIMATICI E AGLI EVENTI ESTREMI

reti / climate change

di Emanuele Ciapessoni, *RSE*

I rischi per il sistema elettrico derivanti da eventi meteorologici estremi stanno aumentando a causa dei cambiamenti climatici: manicotti di neve umida, ondate di calore, tempeste di vento, caduta di alberi sulle linee, allagamenti, fenomeni idro geologici – solo per citare alcune fra le minacce – possono determinare disservizi e guasti di componenti su aree più o meno estese, con impatti per l'intera società. In Italia, queste criticità si sono imposte all'attenzione in seguito a episodi eclatanti che hanno comportato significativi danni alle infrastrutture elettriche e pesanti disalimentazioni degli utenti, come quelli di Cortina a Natale 2013 (in cui 60.000 utenze sono state disalimentate), dell'Emilia Romagna e Lombardia nel febbraio 2015 (oltre 360.000 utenti hanno subito un'interruzione di durata superiore a 8 ore, quasi 990 MWh di energia non fornita), di Abruzzo e Marche nel gennaio 2017 (con disalimentazioni che si sono prolungate anche oltre 72 ore per 39.000 utenti).

Ma questi fenomeni non sono certo limitati al nostro Paese. Nel febbraio 2021 l'evento meteorologico eccezionale che ha colpito il Texas ha mostrato ancora una volta come sia necessario e urgente affrontare il problema con un approccio olistico, che lo considera da tutti i punti di vista: delle minacce, delle vulnerabilità, delle risorse, del mercato, degli impatti sugli utenti.

L'obiettivo da perseguire è quello dello sviluppo della cosiddetta resilienza, un termine che è entrato nell'agenda di tutte le principali organizzazioni internazionali che si occupano di reti elettriche e, più in generale, di questioni energetiche.

In questo articolo si analizzano con maggior dettaglio le cause del blackout del Texas e si suggeriscono le possibili strategie per migliorare la resilienza delle reti di fronte a questi fenomeni.

Cosa minaccia il sistema elettrico: cambiamenti climatici ed eventi estremi

Gli Assessment Report dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) mostrano che il pianeta si sta riscaldando (**Figura 1**).

L'incremento della temperatura sta comportando un aumento dell'intensità e della frequenza di eventi meteorologici estremi – come le nevicate umide, le trombe d'aria e i temporali (**Figura 2**).

I danni causati dagli eventi estremi rendono necessario intervenire al più presto con azioni volte sia a valutare i rischi, sia a migliorare la resilienza dei sistemi.

Il blackout del Texas, un esempio paradigmatico

A metà febbraio, un'ondata di gelo prolungata ha colpito il Texas, lasciando più di 4 milioni di persone senza elettricità. Le temperature gelide prolungate hanno innescato un'emergenza sanitaria pubblica che ha causato la morte di decine di persone.

A seconda dei punti di vista, la causa principale del blackout è stata l'evento meteo estremo, l'adozione di un mercato deregolamentato, le rinnovabili, la rete elettrica non interconnessa in modo sincrono con le altre reti sincrone degli USA.

Certamente il Texas ha vissuto un freddo record, con tempeste di ghiaccio e neve come non si verificava da settant'anni. Inoltre, il freddo intenso è durato parecchi giorni, in uno Stato in cui i periodi gelidi solitamente durano poche ore.

Gravati dalla neve, rami e alberi sono caduti sulle linee, causando interruzioni del servizio; il ghiaccio ha comportato il fermo delle turbine eoliche; la fornitura del gas alle centrali elettriche si è ridotta per il congelamento delle valvole. Non basta, una unità da 1.300 MW

Figura 1 Variazione della temperatura rispetto alla media a livello globale

Fonte: *NOAA*

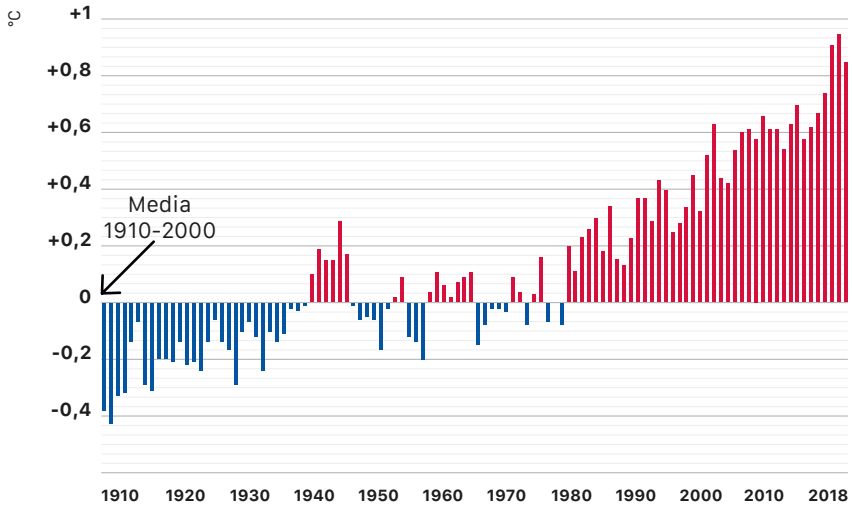
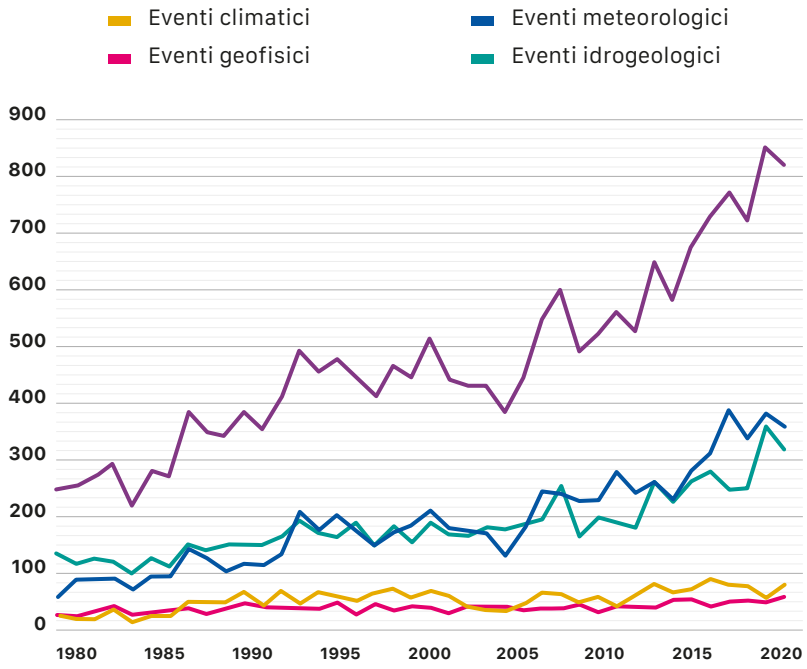


Figura 2 Frequenza degli eventi estremi a livello mondiale

Fonte: *Munich Re, NatCatSERVICE, gennaio 2020*



della centrale nucleare del sud del Texas (STPEGS) si è fermata per un guasto legato al freddo: le basse temperature hanno causato il malfunzionamento di un sensore di pressione in una linea di alimentazione dell'acqua. Sfortunatamente, altri impianti erano fuori servizio per manutenzione e altri non erano disponibili.

Per finire, il freddo intenso ha ovviamente causato un'impennata della domanda. Mentre la crisi continuava, gli operatori hanno capito che l'aumento della domanda avrebbe superato l'offerta, causando il collasso di parti importanti della rete, se non dell'intero sistema.

In questa situazione, nella notte del 16 febbraio, circa due giorni dopo che la tempesta si era estesa a tutto lo Stato, gli operatori hanno iniziato a implementare i blackout a rotazione per cercare di garantire la stabilità del sistema elettrico. Ma subito si sono verificati problemi, perché l' interruzione copriva aree molto vaste. Nella capitale (Austin), per ridurre il carico della quantità richiesta è stato necessario interrompere tutte le alimentazioni elettriche tranne quelle destinate ai carichi critici, come gli impianti di trattamento delle acque e gli ospedali. Così, i blackout *a rotazione* non sono stati affatto a rotazione: quasi tutti i clienti residenziali nella capitale e nei dintorni hanno subito interruzioni prolungate.

Certamente il sistema elettrico del Texas non era sufficientemente resiliente, anche se è difficile individuare il motivo principale del blackout.

Le tempeste nelle regioni centrali del Nord America sono state eccezionali: tra l'11 e il 16 febbraio, 50 località in 11 Stati del Midwest hanno visto le temperature più basse mai registrate.

Attualmente i sistemi elettrici sono gestiti per garantire la sicurezza N-1; non possono garantirla nel caso di contingenze N-k in cui si ha la perdita di più componenti. Affrontare questo problema richiede di passare a un approccio probabilistico

Tutto ciò è stato causato da un potente sistema meteorologico artico che ha raffreddato gran parte degli Stati Uniti, frantumando i record di bassa temperatura nel centro del Paese. Il freddo estremo si è combinato con diverse tempeste di neve e ghiaccio lasciando milioni di persone senza energia. Il Texas è stato colpito in modo particolare.

Secondo l'Earth from Space Institute all'USRA questo evento è unico; le interruzioni di grandi aree sono rare nei Paesi sviluppati, eppure questa ha riguardato l'intero Stato del Texas.

Prima di esaminare cosa si sarebbe dovuto fare meglio, vale la pena ricordare che emergenze diffuse e di lunga durata del sistema elettrico sono state registrate più volte anche in Europa negli ultimi anni. Molti di questi disastri sono stati causati da eventi meteorologici meno imprevedibili di quello che ha colpito il Midwest degli USA a febbraio.

Anche se eventi meteorologici estremi come questo saranno probabilmente sempre più frequenti in tutto il mondo, certamente questa è stata in assoluto una tempesta anomala.

Il fabbisogno di risorse

Per analizzare il blackout texano non basta però valutare la gravità del fenomeno meteorologico. Prima della metà di febbraio le carenze di gas naturale stavano già limitando la produzione di energia in tutto il Texas. La domanda si è intensificata il 13 febbraio, dopo che la massa d'aria polare si è spostata, e le interruzioni controllate e le linee elettriche abbattute hanno lasciato al buio parte dello Stato.

La domanda di elettricità del Texas durante la tempesta – 14 e 15 febbraio – ha raggiunto il valore massimo di 74 GW, contro un normale picco invernale di circa 55 GW; una differenza significativa.

Una domanda di picco di 74 GW non si è mai verificata in inverno (lo scenario di pianificazione *estremo* dell'operatore di sistema del Texas ERCOT, basato sull'ulti-

mo grave evento di febbraio 2011, assume 67,2 GW). Tuttavia questo valore è tipico dei picchi estivi che ERCOT ha servito in modo affidabile per molti anni. Eppure, le autorità americane, a livello statale e federale, hanno ritenuto sufficiente per l'affidabilità la *generation capacity* pianificata per la stagione invernale per soddisfare il caso *estremo* previsto dall'ERCOT.

Anche se le condizioni effettive avrebbero comunque richiesto una certa quantità di interruzioni di servizio a rotazione, come previsto per un evento di questa rarità storica, la capacità pianificata non è risultata effettivamente disponibile.

Per analizzare il problema il punto di partenza è il Piano per gestire il sistema nella stagione invernale dell'ERCOT. In tale Piano la capacità eolica costituisce solo una piccola parte del totale (6 GW, pari a circa il 7 per cento) e, anche se alcune turbine eoliche si sono bloccate per il ghiaccio, il deficit rispetto a quanto pianificato era solo circa 2 GW in media, e la generazione eolica ha superato il caso di emergenza *basso vento* in quasi tutte le ore.

Certamente le rinnovabili non sono state il problema: la variabilità del vento è nota ed era stata pianificata correttamente.

In realtà la difficoltà è dipesa dalla indisponibilità di parte della generazione termica, alimentata a gas e generalmente considerata affidabile. Il piano di risorse di ERCOT includeva circa 70 GW di generazione termica (57,7 GW nell'*high forced outage planning case*); ma il 15 febbraio solo 42 GW erano effettivamente disponibili. Inoltre, la produzione da carbone era al 60 per cento della capacità pianificata e uno dei quattro impianti nucleari dello Stato è andato fuori linea poche ore dopo l'evento, probabilmente a causa di una protezione antigelo inadeguata, e non è tornato alla piena capacità fino a quando l'episodio non è stato ampiamente superato. Gli impianti a gas avrebbero dovuto fornire 55 GW delle risorse pianificate, ma solo 31 GW erano disponibili il 15 febbraio, il che rappresenta l'80 per cento del deficit di risorse.

In conclusione, la perdita di generazione è stata quasi il 50 per cento del carico.

Resta da determinare quanta parte dell'indisponibilità della generazione a gas è stata dovuta al congelamento degli impianti e quanta a problemi di fornitura di combustibile, ma il congelamento dell'infrastruttura del gas è stato di certo un fattore importante.

La produzione di gas nordamericana è scesa del 15 per cento durante la tempesta e quella del centro-sud del 20. Gli analisti dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) subito dopo l'evento hanno fatto notare che "*il Texas ha carenza di energia perché il Texas ha scarsità di gas*".

C'è chi ha sostenuto che se il Paese avesse avuto riserve idroelettriche adeguate, avrebbe avuto abbastanza energia immagazzinata per affrontare le carenze. A parte il fatto che il territorio del Texas non è particolarmente adatto allo sviluppo dell'idroelettrico, ci sono diverse altre questioni. In primo luogo, così come è accaduto alle turbine eoliche, qualsiasi impianto idroelettrico si sarebbe probabilmente bloccato a causa del gelo. In secondo luogo, il freddo è durato diversi giorni, quindi sarebbe servita una quantità notevole di stoccaggio idroelettrico. Inoltre, quella idroelettrica è una risorsa variabile, quindi in un anno secco non

avrebbe aiutato molto. L'idroelettrico è molto più utile per coprire la variabilità a breve, piuttosto che a lungo termine.

Deregulation del mercato e risorse di generazione

Dal 1999, il Texas ha una struttura di mercato deregolamentato in cui i fornitori sono pagati solo per l'elettricità che producono e vendono, e il mercato non è regolato dalla Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

A seguito del blackout sono state avanzate richieste per una transizione verso una struttura di mercato della capacità in cui i fornitori sono pagati anche per produrre più energia di quella che vendono. Alcuni osservatori hanno sostenuto infatti che un mercato della capacità avrebbe evitato il disastro.

In realtà la questione è per lo meno dubbia. Infatti, i mercati della capacità sono progettati per far fronte a eventi rari ma probabili, non per affrontare eventi estremamente rari che accadono una volta ogni pochi decenni. Quindi un mercato della capacità potrebbe garantire la disponibilità di generazione in eventi meno gravi, ma da solo non avrebbe potuto mitigare completamente questo incidente.

Quindi è improbabile che un mercato della capacità avrebbe risolto il problema. Il più noto dei mercati di capacità degli Stati Uniti, PJM, ha sperimentato un fallimento quasi identico della capacità di generazione fossile che si è fermata durante una grave tempesta invernale nel 2014, in gran parte per la stessa ragione – il fatto di non aver tenuto adeguatamente conto della vulnerabilità delle catene di approvvigionamento delle fonti primarie.

Costruire ancora più impianti di generazione fossile con la stessa debolezza della catena di approvvigionamento di combustibile non sarebbe stato d'aiuto.

Interconnessioni

Un altro aspetto da considerare è che la maggior parte degli Stati Uniti e del Canada sono coperti da tre reti elettriche sincrone. Ce n'è una per la parte orientale, una per la parte occidentale e una – relativamente piccola – che copre la maggior parte del Texas. La restante rete del Texas è gestita dall'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).

Tuttavia, il fronte meteorologico che si è diffuso sul Texas ha colpito anche le zone vicine. Quindi, dato che le aree circostanti stavano sperimentando anch'esse carenze di generazione a causa dello stesso freddo, qualsiasi aiuto sarebbe dovuto arrivare da centinaia di miglia di distanza e la rete di trasmissione non ha capacità sufficiente per sostenere tali trasferimenti a lungo raggio.

La trasmissione a lunga distanza può coprire la perdita di un generatore locale o di una centrale elettrica fuori uso, non un deficit di 30.000 MW come quello sperimentato in Texas. Disporre di maggiore capacità di trasporto a lunga distanza non avrebbe quindi ridotto l'entità del blackout.

Non dimentichiamo poi che ERCOT stava importando energia attraverso i suoi legami DC fino a quando anche le altre regioni hanno dovuto tagliare le esportazioni verso il Texas.

Quindi, la costruzione o anche il rafforzamento dei collegamenti di trasmissione a lunga distanza, cioè di una Super Grid, potrebbe non essere risolutivo, specie a fronte di eventi estremi.

> **Un sistema affidabile deve disporre di risorse di generazione e trasmissione sufficienti per coprire il carico – adeguatezza – e resistere alle contingenze credibili – sicurezza – ma deve anche limitare il suo degrado – resilienza – per le contingenze causate dagli eventi estremi, caratterizzati da alto impatto e bassa probabilità**

Quali soluzioni per migliorare la resilienza?

In generale non è possibile mitigare completamente eventi estremi così rari come quello che ha colpito il Texas, ma è comunque utile valutare le soluzioni possibili.

Migliorare l'affidabilità del sistema richiede notevole lungimiranza da parte dei regolatori e degli stakeholder, ma pianificare le risorse di generazione tenendo conto degli eventi estremi non sarebbe bastato per evitare il blackout. Nel caso della tempesta texana, infatti, gli impianti si sono bloccati a causa del freddo intenso e del ghiaccio. Uno dei problemi è stato il congelamento delle turbone eoliche, della rete di trasporto del gas così come delle centrali a gas, e della presa d'acqua di una centrale nucleare.

Sarebbe stato necessario migliorare l'isolamento termico; una soluzione relativamente poco costosa, che avrebbe probabilmente risolto il problema e che potrebbe essere resa obbligatoria come parte del codice di rete.

Un'altra possibilità più a lungo termine potrebbe essere quella di aumentare l'interconnessione della rete texana con una o entrambe le grandi reti americane, in modo da espandere il mercato di import-export e garantire il mutuo soccorso.

Questa è la strategia da sempre perseguita in Europa, anche se la limitata capacità di trasporto non sempre può garantire la disponibilità di risorse sufficienti. Infatti, in accordo con i codici di rete, attualmente i sistemi elettrici sono gestiti per garantire la sicurezza N-1; quindi anche le interconnessioni non possono garantire la sicurezza nel caso di contingenze N-k in cui si ha la perdita di più componenti. Affrontare questo problema richiede di passare a un approccio probabilistico che possa consentire di garantire la resilienza del sistema elettrico a livello di pianificazione, programmazione ed esercizio del sistema stesso.

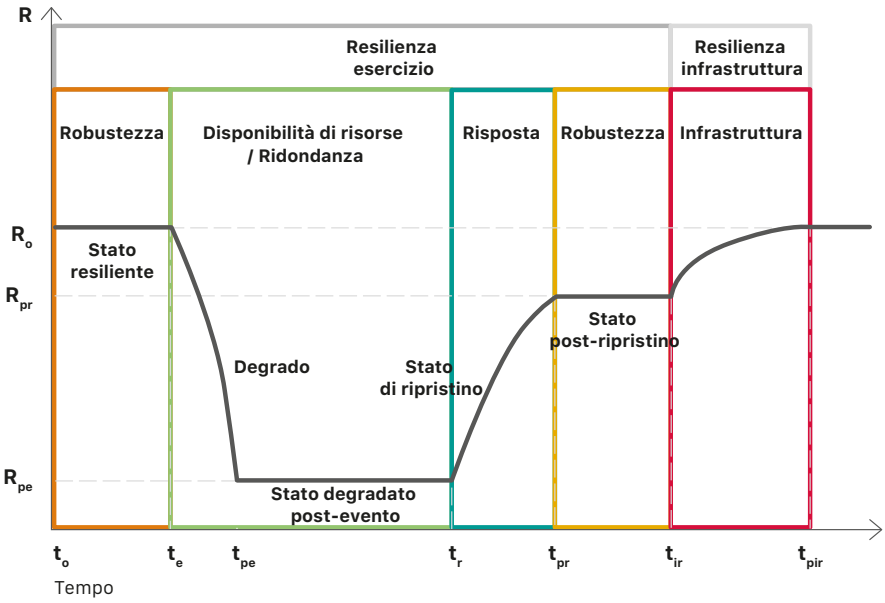
Inoltre, l'idea di garantire la resilienza tramite la pianificazione nel medio e lungo termine delle risorse e l'espansione della trasmissione è in competizione con l'utilizzo di generatori distribuiti e impianti di accumulo fissi o mobili, opzioni utili ad aumentare la resilienza della rete e del sistema.

Anche qui sarebbe necessario adottare un punto di vista olistico al problema che non considera i singoli ma tutti i sistemi interconnessi e anche le soluzioni *dinamiche* per migliorare la resilienza.

Il caso texano dimostra che il sistema elettrico dovrebbe essere affidabile per la gestione ordinaria, ma anche essere in grado di superare gli eventi più severi, minimizzandone gli effetti sulle infrastrutture e sugli utenti. È chiaro che le soluzioni tradizionali non consentono di gestire efficacemente queste circostanze eccezionali.

Non si tratta solo di garantire la continuità del servizio a fronte di guasti singoli; occorre che il sistema elettrico sia in grado di rispondere a eventi estremi, subendo un degrado limitato e graduale del servizio, riportandosi poi velocemente allo stato di funzionamento normale (**Figura 3**).

Figura 3 Evoluzione di un evento estremo in un sistema resiliente



Vista l'importanza del problema a livello internazionale, il CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électrique) riconoscendo che la pianificazione e l'esercizio dei sistemi elettrici non può prescindere dall'individuazione di modalità condivise per la gestione degli eventi estremi, è intervenuto in questo ambito costituendo il gruppo di lavoro C4.47 (Power System Resilience). RSE partecipa attivamente a questo WG con un ruolo di primo piano: arrivare a una visione condivisa sul concetto di resilienza dei sistemi elettrici e sulle strategie da mettere in atto per il suo miglioramento.

Un passo importante in questa direzione è stata l'individuazione della definizione di resilienza del sistema elettrico, pubblicata sulla rivista ufficiale del CIGRE *Electra* come *Reference paper*, che considera tutti gli aspetti fondamentali individuati a livello internazionale e la estende dandone una visione di sistema.

La definizione di resilienza del CIGRE si compone di due parti. La prima, analogamente alla adeguatezza e alla sicurezza, formula la resilienza come una proprietà:

La resilienza del sistema elettrico è la capacità di limitare l'estensione, la severità e la frequenza dei disservizi del sistema a seguito di un evento estremo.

La seconda parte completa la definizione, evidenziando le misure a supporto della resilienza.

La resilienza del sistema elettrico è ottenuta tramite un insieme di misure chiave effettivamente applicabili prima, durante e dopo gli eventi estremi, come: anticipazione, preparazione, assorbimento, sostegno ai servizi essenziali, recupero rapido, adattamento, considerando le lezioni apprese.

Un pilastro fondamentale per migliorare la resilienza è la valutazione dei rischi, che consente di superare gli approcci classici che considerano unicamente gli impatti delle contingenze

Questa definizione rende la resilienza una proprietà di sistema, sia relativamente a singoli eventi estremi sia nel lungo termine, e identifica le misure per il suo miglioramento.

- L'***anticipazione***, che richiede di monitorare, prevedere e valutare gli scenari che possono comportare effetti disastrosi, per supportare la scelta delle misure di mitigazione più efficaci.
- La ***preparazione***, che richiede di predisporre le modalità più opportune, in sede di pianificazione, programmazione ed esercizio, per gestire gli scenari critici cercando di evitare impatti devastanti per il servizio.
- L'***assorbimento***, che richiede di aumentare la tenuta alle sollecitazioni limitando i danni all'infrastruttura e al servizio, evitando o contenendo le perdite di carico. Le misure di assorbimento influiscono sul processo di degrado delle prestazioni, limitandone la velocità e l'entità.
- Il ***recupero rapido***, che richiede di ripristinare rapidamente sia l'infrastruttura sia il servizio. A tal fine, è necessario migliorare i piani di difesa e di recupero, come anche le procedure, l'organizzazione, le risorse umane e le tecniche utilizzate nella gestione delle emergenze.
- Il ***sostegno dei servizi critici***, per mantenere le capacità operative essenziali, in particolare i carichi critici prioritari durante il processo di recupero rapido. A tal fine, si possono impiegare anche componenti aggiuntivi (ad esempio, generatori mobili) e risorse energetiche distribuite.
- L'***adattamento***, che richiede di adeguare le modalità per la gestione delle criticità (strategie, processi, misure di mitigazione) sulla base degli eventi critici occorsi in passato e delle previsioni, per limitare le situazioni indesiderate negli scenari futuri.

La resilienza può essere messa direttamente in relazione con l'affidabilità di un sistema elettrico: cioè la capacità del sistema di fornire elettricità a tutti i punti di consumo e di riceverla da tutti i punti di fornitura entro standard accettati e nella quantità desiderata. L'affidabilità fa riferimento allo scopo ultimo del sistema e, in linea di principio, prescinde dalla specifica tipologia di eventi (ordinari o estremi) a cui il sistema è soggetto; spinge ad aggiungere la resilienza alle sotto-proprietà base dell'affidabilità, cioè l'adeguatezza e la sicurezza.

Secondo questo modello, un sistema affidabile non solo deve disporre di risorse di generazione e trasmissione sufficienti per coprire il carico con un margine adeguato (adeguatezza), deve resistere alle contingenze credibili (sicurezza), ossia continuare a fornire elettricità a tutti i clienti soddisfacendo i requisiti richiesti per la fornitura di energia elettrica in accordo al criterio N-1, ma deve anche limitare il suo degrado (resilienza) per le contingenze multiple N-k causate dagli eventi estremi, spes-

so caratterizzati da alto impatto e bassa probabilità.

Il nuovo *Grid Code* europeo dell'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), pur confermando la necessità di soddisfare il criterio N-1, suggerisce di utilizzare un approccio basato sul rischio per gestire le situazioni di emergenza. Negli USA, un analogo approccio basato sull'analisi di rischio è stato già introdotto in alcuni standard operativi per trattare gli eventi estremi (NERC Std. TPL-001-4).

Un pilastro fondamentale per migliorare la resilienza è la valutazione dei rischi, che consente di superare gli approcci classici che considerano unicamente gli impatti delle contingenze. A tal fine, i gestori di rete (TSO e DSO) dovrebbero adottare metodologie di analisi del rischio che considerino non solo gli impatti delle contingenze, ma anche la loro probabilità, così da identificare gli interventi più utili ed efficaci per migliorare la resilienza del sistema. In questo senso l'analisi del rischio esteso che considera le minacce e le probabilità associate, o i relativi tempi di ritorno, costituisce un elemento essenziale per il miglioramento della resilienza.

Valutare il rischio esteso richiede di considerare il legame tra le cause e gli effetti, vale a dire tra le minacce (*Hazard/Vulnerability Assessment*), i guasti, le contingenze e gli impatti sul servizio del sistema elettrico. A tal fine è necessario modellare il legame quantitativo tra cause dei disturbi e le contingenze, attraverso un'estensione della classica definizione di rischio; individuare e selezionare le contingenze in base alle condizioni ambientali/meteorologiche, a breve o lungo termine, per consentire di valutare la sicurezza del sistema anche a fronte di possibili eventi estremi; valutare gli impatti sul sistema; e identificare le azioni di mitigazione dei rischi più efficaci nel breve e nel lungo termine, sia a livello preventivo sia correttivo, per migliorare la resilienza del sistema.

Il modello *bow-tie* (**Figura 4**) è la base per valutare gli indicatori di resilienza e le soluzioni per il suo miglioramento, cioè le misure chiave effettivamente applicabili nella definizione CIGRE. In particolare:

- la prevenzione/protezione dei guasti (barriere) dei componenti può essere attuato con accorgimenti costruttivi, sistemi di isolamento, funi di guardia, scaricatori;

- la prevenzione dei malfunzionamenti del sistema si ottiene attraverso le ridondanze degli stessi componenti o con l'adozione di misure di controllo preventivo, nell'ambito del dispacciamento in tempo reale. In tal modo si persegue anche la tolleranza del sistema;
- l'eliminazione dei guasti si attua mediante i sistemi di protezione dei componenti e con i piani di difesa per il sistema.

Tali soluzioni possono sfruttare meccanismi di riduzione delle vulnerabilità e dell'impatto delle minacce per permettere di ripristinare al più presto il servizio. Corrispondentemente si possono applicare:

- ***misure passive***, volte a migliorare la capacità dell'infrastruttura di non subire guasti a fronte delle minacce, prevenendo e minimizzando l'impatto di queste attraverso l'introduzione di ridondanze, l'irrobustimento dei componenti e l'utilizzo di barriere di protezione.
- La prima soluzione riduce la vulnerabilità dell'infrastruttura di rete, introducendo delle ridondanze attraverso l'incremento del numero di collegamenti al fine di rafforzare la magliatura della rete. L'aumento della magliatura delle reti consente di disporre di vie di flusso alternative per la potenza elettrica, aumentando la capacità di trasporto della rete e estendendo la contro-alimentabilità sullo stesso livello di tensione o tra livelli di tensione diversi.
- Le altre due soluzioni riducono la vulnerabilità dei componenti, impedendo alle minacce di danneggiare l'infrastruttura di rete: alcuni interventi possono essere ad esempio l'irrobustimento delle linee, l'introduzione di dispositivi anti-rotazionali per impedire la formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee aeree, la trasformazione delle linee di distribuzione aeree in linee in cavo o l'allargamento e la manutenzione delle zone di rispetto delle linee.
- ***misure attive***, volte a minimizzare i disservizi, migliorando la capacità di assorbimento del sistema, e la rapidità di recupero. Negli approcci attivi giocano un ruolo importante le soluzioni *smart* per la valutazione, la previsione e la mitigazione delle minacce, la programmazione di azioni di controllo che riducono la vulnerabilità dei componenti e del sistema, i piani di difesa, finalizzati a contenere il processo di degrado (e quindi i disservizi), le procedure di ripristino, che devono essere adattate alla situazione specifica di disservizio e del successivo processo di ripresa.

Gli approcci passivi corrispondono quindi a interventi di progettazione e pianificazione dei componenti e della rete; quelli attivi alla progettazione di sistemi di protezione e difesa smart e alle azioni prese in fase di programmazione dell'esercizio e nell'esercizio in tempo reale, il più possibile calibrate sulla effettiva situazione in termini di minacce e condizione del sistema.

Si deve notare che in molti casi l'adozione di approcci passivi, come la messa in campo di nuove linee elettriche, può subire notevoli ritardi dovuti ai tempi dei processi autorizzativi. Da questo punto di vista, può risultare preferibile l'adozione di approcci attivi oppure di soluzioni passive basate sulla protezione delle infrastrutture o degli impianti già esistenti, come l'utilizzo degli antipendolanti per limitare la formazione di manicotti di neve.

Per il futuro? Qualche raccomandazione

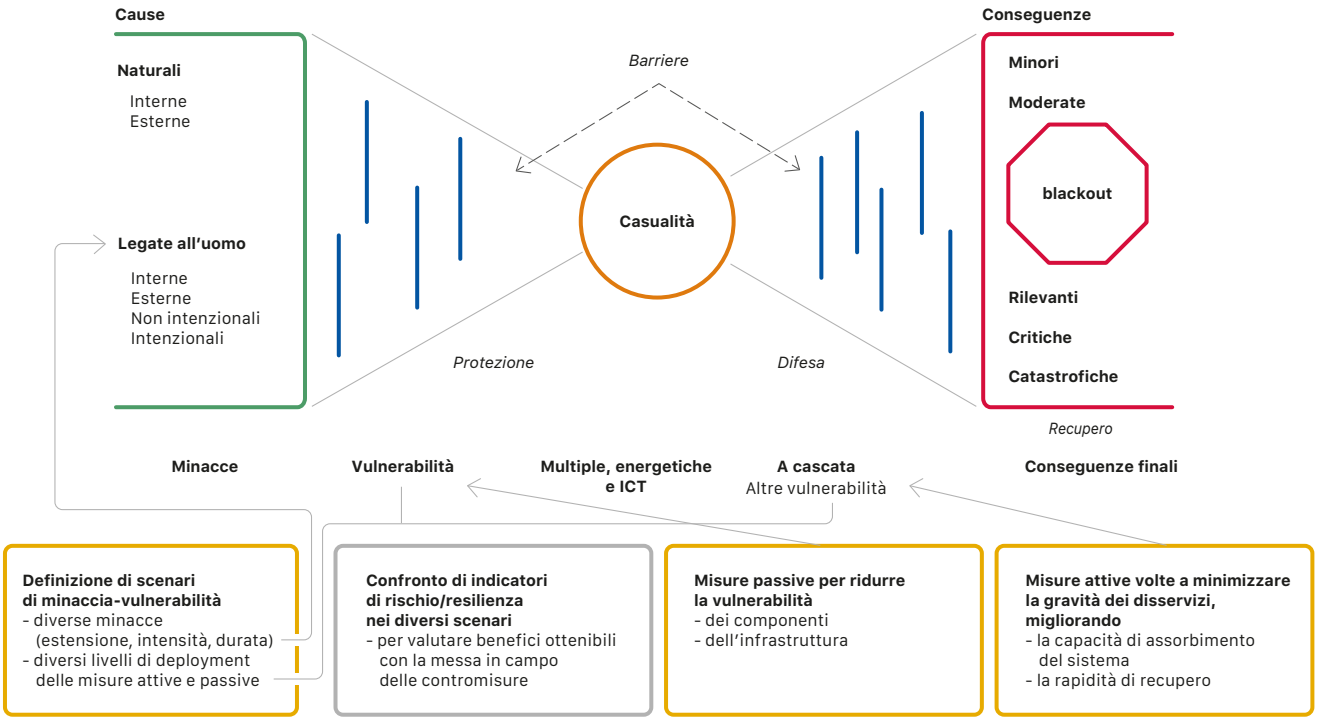
L'evento del Texas ha destato molto scalpore e il governatore dello Stato ha proposto di richiedere l'implementazione di tecnologie per il miglioramento della resilienza e affidabilità del sistema. Le motivazioni dei problemi causati da questo evento meteorologico estremo sono state interpretate in molti modi. Chi è contro le rinnovabili ha messo sul banco degli imputati le turbine eoliche ghiacciate, chi è contro l'utilizzo dei combustibili fossili ha individuato la causa nella massimizzazione dei profitti da parte dei gestori delle centrali, mentre i sostenitori delle microgrid ritengono che il problema non ci sarebbe stato se il Texas avesse avuto più micro-reti...

Probabilmente sono tutti aspetti rilevanti: garantire la resilienza del sistema richiede infatti di avere una visione globale dei problemi, olistica, e di seguire una strategia ben definita per cercare di ridurre i rischi associati a eventi eccezionali.

Si potrebbe giungere che l'e-

La discussione su come garantire la sicurezza di un sistema non dovrebbe riguardare l'individuazione del fattore scatenante più importante, ma piuttosto quali azioni debbano essere intraprese per migliorare la resilienza, con un approccio olistico

Figura 4 **Classificazione delle misure per il miglioramento della resilienza e metodi di valutazione**



vento del Texas è stato qualcosa che l'industria assicurativa chiama *un atto di Dio*, che non poteva cioè essere previsto e non ci sono colpevoli.

In realtà è un campanello d'allarme per il resto del mondo e qualcosa si può fare per migliorare: una combinazione delle misure discusse avrebbe migliorato significativamente la situazione. Quindi la discussione non dovrebbe riguardare l'individuazione del fattore più importante, ma piuttosto quali azioni debbano essere intraprese per migliorare la resilienza con un approccio olistico.

Quello che sembra certo è che quanto successo fosse prevenibile con pratiche ingegneristiche comunemente utilizzate nei paesi freddi. Tuttavia, in Texas si è ritenuto che il rischio fosse trascurabile e che la sua mitigazione non sarebbe stata conveniente. Chiaramente questo giudizio era sbagliato e gli effetti sono stati devastanti.

L'intensificarsi della frequenza, dell'intensità e dell'estensione di questi eventi è un problema comune che deve spingere a individuare un approccio nuovo per la gestione dei sistemi elettrici. Garantire la resilienza del sistema richiede modifiche alle attuali metodologie di analisi costi-benefici, in modo da bilanciare correttamente il costo di una maggiore affidabilità contro il rischio di una calamità anomala. Pianificare le risorse per eventi rari – tema dei costi a parte – è una operazione molto difficile da realizzare, in quanto si scontra anche con il fatto che le persone tendono ad avere la memoria corta...

Un aspetto chiave diventa quindi proprio quello della quantificazione dell'efficacia e dei costi degli interventi per la resilienza e della loro ottimizzazione. Per evitare sovrainvestimenti è infatti necessario individuare gli interventi prioritari sulla base di analisi di rischio e valutazioni costi-benefici degli interventi, considerando la riduzione dei danni e tenendo conto dei tempi di ritorno delle minacce. Sarebbe anche utile programmare le risorse nel medio-lungo termine, basandosi su previsioni meteo a livello stagionale.

Tutto ciò richiederà un'evoluzione degli attuali codici di rete e dei piani di sviluppo della rete stessa, per considerare a pieno titolo la resilienza del sistema a fronte di eventi eccezionali e dei cambiamenti climatici.