

Affidabilità delle reti elettriche

Software di calcolo

Luigi Busarello, Andrea Mari

La determinazione dell'affidabilità di reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e di reti industriali è essenziale per il dimensionamento e la gestione delle reti stesse, nonché per la valutazione di soluzioni volte a migliorarne l'efficienza. Nonostante metodi non stocastici di analisi delle contingenze (ad esempio, il metodo *n-1*) consentano di mettere in evidenza delle condizioni operative non accettabili per i sistemi, questi da soli non permettono di quantificare la severità di tali condizioni in termini di frequenza o di durata. Nell'articolo vengono descritte le peculiarità del modulo di calcolo di affidabilità delle reti inserito nel software Neplan.

Si tratta di un sistema integrato per l'analisi, la pianificazione e la gestione di reti elettriche, sviluppato dalla società di consulenza ed ingegneria BCP – Busarello, Cott and Partners, con sede presso Zurigo, in Svizzera. Si tratta di un programma molto diffuso in tutto il mondo ed utilizzato in Italia presso diverse aziende elettriche e società di consulenza. Oltre ai moduli per analisi delle reti in regime statico, tra cui load flow, cortocircuito, analisi armonica, si annoverano moduli per l'analisi dinamica, quali l'avviamento motori, la valutazione della stabilità transitoria, il calcolo di transitori elettromagnetici (tramite il programma integrato Simpow) e la stabilità ai piccoli segnali. Completano poi il ventaglio di possibilità

i moduli specifici per lo studio della selettività delle protezioni di massima corrente e per la taratura delle protezioni distanziometriche.

Grande attenzione è stata, inoltre, rivolta all'implementazione di moduli per l'ottimizzazione delle reti di distribuzione, che consentono di ricercare la condizione di gestione ottimale (minime perdite in rete), proponendo soluzioni che possano ridefinire un assetto sostenibile, evitando violazioni nei carichi e nelle tensioni, modificando i punti di separazione nelle maglie di rete tra cabine primarie, le tap dei trasformatori con variatore, l'eventuale compound negli stessi, il fattore di potenza dei gruppi di generazione distribuita. Tali calcoli di ottimizzazione possono essere condotti anche su modelli di rete di dimensioni notevoli in termini di numero di nodi.

Il modulo per il calcolo dell'affidabilità nel seguito descritto, cui si è recentemente affiancato un modulo per la determinazione ottimale della manutenzione (*Reliability Centered Maintenance*), associa strumenti di valutazione del grado di affidabilità stesso a sofisticate tecniche di modellazione degli elementi di rete.

Lo studio necessita inizialmente di una rappresentazione dettagliata del sistema, sulla base di un modello per il calcolo del load flow, al quale vanno integrate informazioni sulle caratteristiche degli elementi, tra cui:

- tipologia dei quadri (singola sbarra, doppia sbarra);
- tipologia di dispositivi di interruzione (interruttori, sezionatori, congiuntori);

- durata di interruzione e modalità di ripristino (automatica, remota tramite telecontrollo, in loco);
- direzione d'intervento degli interruttori;
- logiche speciali di interruzione (differenziale, funzione di back up);
- sistema di messa a terra;
- caratteristiche dei carichi e dei generatori;
- costi di interruzione.

I dati inerenti all'affidabilità dei vari elementi della rete possono essere impostati sulla base di dati statistici per le diverse tipologie di componente e di guasto, con le seguenti opzioni:

- impostando i dati per ciascun elemento tramite relativa finestra (figura 1);
- per il caso specifico degli interruttori e sezionatori, definendo le caratteristiche sulla base della connessione al nodo: in questo caso il nodo impone i dati di affidabilità anche agli elementi ad esso connessi;
- assegnando valori di default: è possibile attribuire dei valori predefiniti a parametri globali associati a tutti gli elementi.

Inoltre, assume particolare importanza la definizione delle combinazioni di guasto. Ogni combinazione considera, infatti, l'insieme dei componenti che si troveranno fuori servizio a causa di guasto (approccio stocastico), per manutenzione programmata (deterministico) o per effetto di entrambe le cause.

Lo scopo dell'analisi è, quindi, quello di determinare le ripercussioni di

ognuna di queste combinazioni sull'interruzione dell'alimentazione ai nodi di carico.

La determinazione del modello base di guasto è ottenuta definendo una frequenza di guasto media annua ed associandola a dati di durata delle riparazioni per valori di corrente di cortocircuito permanente. Per le linee, questi valori sono introdotti per unità di lunghezza. I modelli di guasto (*failure models*) impostabili sono i seguenti:

- fuori servizio manuali forzati;
- guasti di modo comune;
- guasti a terra in sistemi a neutro compensato/isolato;
- aperture intempestive di interruttori;
- guasti multipli;
- fuori servizio dovuti a manutenzione;
- guasti multipli a terra in sistemi a neutro compensato/isolato;
- malfunzionamento delle protezioni.

La procedura seguita per l'analisi è suddivisa pertanto in due passi successivi (figura 2):

- generazione delle combinazioni di guasto;
- analisi degli effetti sulla rete.

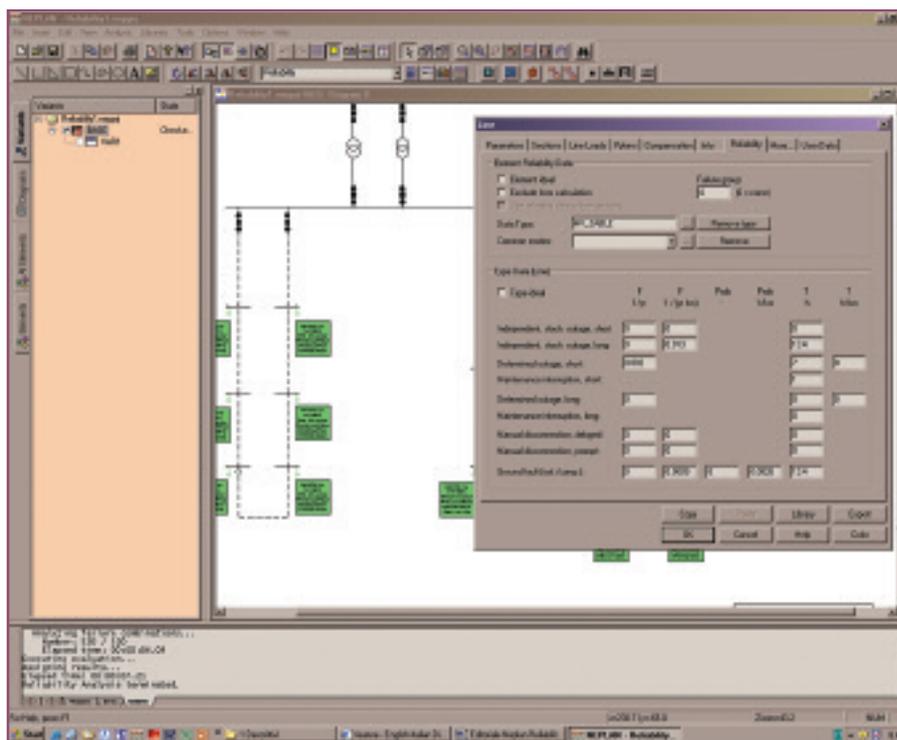


Figura 1: Esempio di dati richiesti per la definizione del modello di linea

Tale procedura è contenuta nello specifico algoritmo chiamato *Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)* (Analisi dei modi di guasto e dei loro effetti). Questa opzione permette di determinare in modo automatico tutte le necessarie misure per l'isolamento del guasto ed il ripristino del servizio a seguito dello stesso, considerando:

- la reazione del sistema al/guasto/i (intervento di protezioni di massima corrente, distanziometriche, fusibili, sganciatori associati ad interruttori);
- l'isolamento del guasto;
- il ripristino del servizio attraverso la riconfigurazione della rete, considerando eventuali elementi in manutenzione, ridispacciando la produzione, inserendo elementi di back up e di riserva fredda;
- l'alleggerimento del carico.

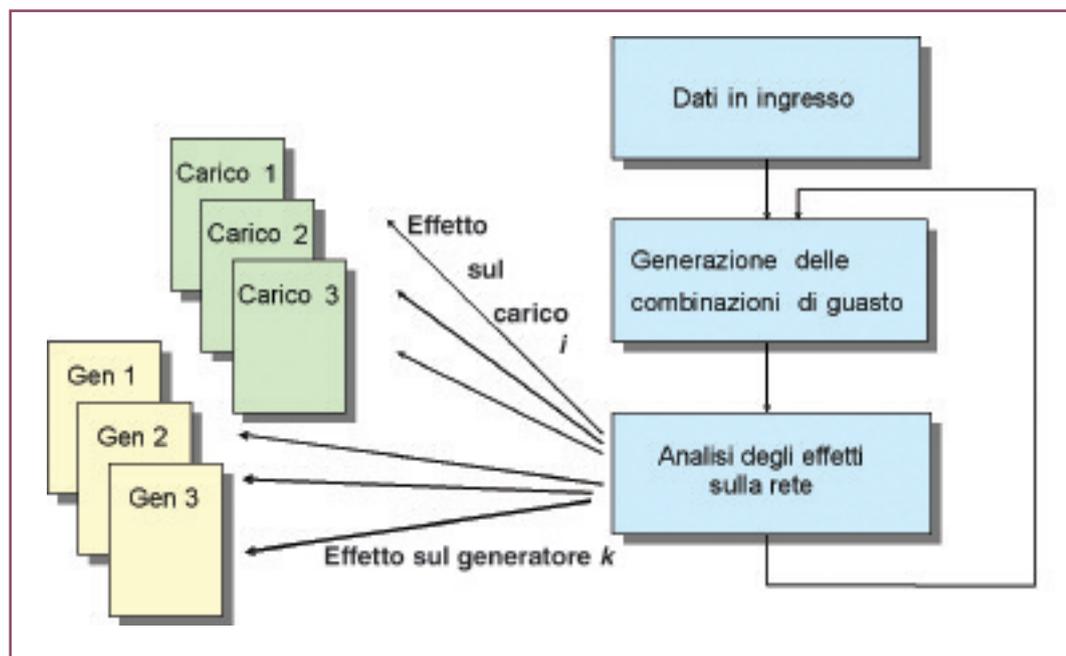


Figura 2: Flow chart del Failure Modes and Effect Analysis

Un esempio di risultato grafico di tale analisi è fornito in figura 3.

I risultati di tutte le valutazioni di affidabilità sono presentati, in funzione delle esigenze dell'utente, in tabelle, grafici o associati a ciascun elemento nell'ambito del diagramma unifilare.

L'analisi può essere condotta sulla base di un semplice controllo della connettività, ti-

Time (HH:MM:SS)	Type	Element ID	Element Name	PLoad (%)	Diff PGen (MW)	PGen (MW)	Loading (%)	Load Limit
01:00:00	Event 5: Opening switch							
	Involved elements	Disconnect switch	68	CEY_C1				
		Disconnect switch	36	CEY_C2				
01:00:00	Event 6: Closing switch							
	Involved elements	Disconnect switch	637	DORF-L12				
01:00:00	Event 7: Closing switch							
	Involved elements	Disconnect switch	41	CEY_C4				
	Influenced loads	Load	442	MVCFY3_L	180.000			
		Load	444	MVCFY2_L	180.000			
	Influenced leaders/generation units	Feeder	357	SLACK		1.198	35.088	
01:00:00	Event 8: Changing loading limits							
	Outage combination 9							
00:00:00	Event 1: Failure							
	Failed elements	Busbar	9	MVCFY3_A				
	Protection tripping	Circuit breaker	637	DORF-L12				
	Influenced loads	Load	442	MVCFY3_L	8.800			
		Load	443	MVCFY1_L	8.800			
		Load	444	MVCFY2_L	8.800			
	Influenced leaders/generation units	Feeder	357	SLACK		-1.796	34.790	
00:10:00	Event 2: Opening switch							
	Involved elements	Disconnect switch	637	DORF-L12				
00:10:00	Event 3: Closing switch							
	Involved elements	Circuit breaker	637	DORF-L12				
00:10:00	Event 4: Changing loading limits							
01:00:00	Event 5: Opening switch							
	Involved elements	Disconnect switch	36	CEY_C3				
		Disconnect switch	38	CEY_C3				
01:00:00	Event 6: Closing switch							
	Involved elements	Disconnect switch	637	DORF-L12				
	Influenced loads	Load	443	MVCFY3_L	180.000			
	Influenced leaders/generation units	Feeder	357	SLACK		0.598	35.388	
01:00:00	Event 7: Closing switch							
	Involved elements	Disconnect switch	41	CEY_C4				
	Influenced loads	Load	442	MVCFY3_L	180.000			
	Influenced leaders/generation units	Feeder	357	SLACK		0.598	35.987	
01:00:00	Event 8: Changing loading limits							
	Outage combination 10							
00:00:00	Event 1: Failure							
	Failed elements	Busbar	9	MVCFY3_A				

Figura 3: Esempio di output tabellare di Failure Modes and Effect Analysis

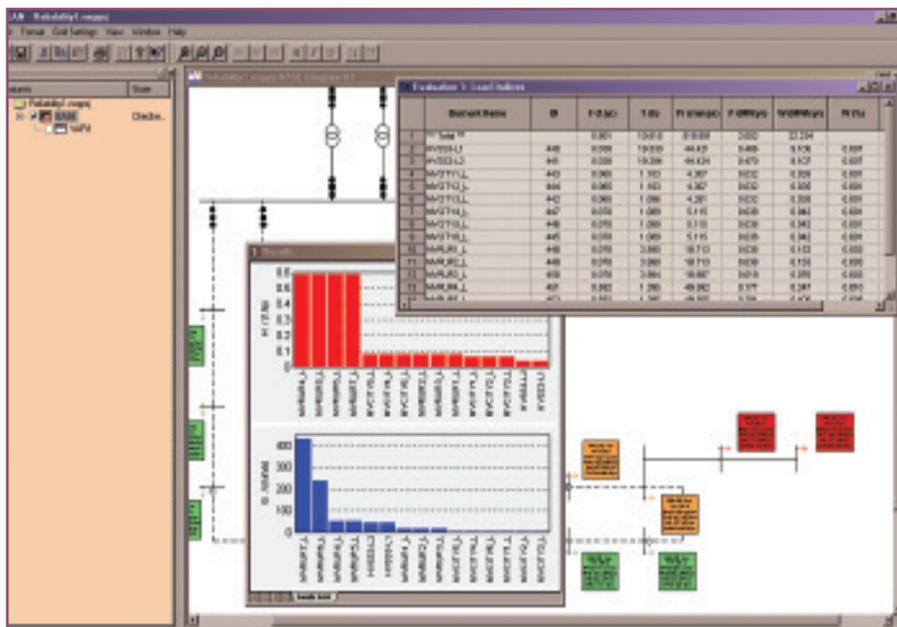


Figura 4: Esempio di output grafico

picamente inteso per reti di distribuzione, o sulla base di calcoli di load flow (AC o DC) per reti di trasmissione.

Gli indici che il programma consente di calcolare sono i seguenti:

- frequenza di interruzione [1/anno];

- durata media di interruzione [h];
- mancata disponibilità [min/anno];
- potenza non fornita [MW/anno];
- energia non fornita [MWh/anno],
- costi di interruzione [euro/anno].

Inoltre, il programma consente il calcolo dei seguenti noti indici:

- SAIFI [1/anno]: System Average Interruption Frequency Index;
- CAIDI [h]: Customer Average Interruption Duration Index;
- SAIDI [min/yr]: System Average Interruption Duration Index;
- ASAI [%]: Average Service Availability Index.

La possibilità di creare diverse varianti rende possibili confronti sul livello di affidabilità della rete in diversi assetti.

Per il calcolo viene utilizzato il metodo analitico di Markov, in quanto consente di analizzare singolarmente i vari guasti in modo più rapido rispetto al metodo di Monte Carlo, con risultati più precisi.

Con riferimento al caso Italiano, le delibere emanate dall'Autorità per l'E-

nergia Elettrica ed il Gas sulla continuità del servizio richiedono esplicitamente la determinazione di specifici indici, tra i quali si possono ritrovare quelli sopra elencati. A fronte di valutazioni effettuate a consuntivo anno per anno dai singoli Enti gestori delle reti di distribuzione, si manifesta la necessità da parte degli stessi di valutare preventivamente possibili soluzioni per ridurre i tempi di fuori servizio. Uno strumento come quello presentato può, quindi, costituire un valido ausilio, soprattutto per ottimizzare il rapporto tra i costi degli interventi possibili in relazione al miglioramento dell'affidabilità raggiungibile, consentendo di scartare eventuali soluzioni che, a fronte di costi elevati, possono comportare solo miglioramenti non significativi degli indici di affidabilità.

AUTORI

LUIGI BUSARELLO - BCP Inc., Zurigo
ANDREA MARI - SINT Ingegneria S.r.l., Bassano del Grappa