

BLACK-OUT: CAUSE E MEZZI PER PREVENIRLI

During the last June, some large parts of the electricity costumers of our country have experience a significant power interruption. The media have used the term «black-out» to designate the event. One month later, the same word has been also employed to describe the massive power failure on the North America East Coast. This paper aims at providing an overview of the various causes of black-outs and at illustrating their different characteristics and the countermeasures generally adopted in order to prevent them.

Lo scorso giugno, una consistente parte dell'utenza di energia elettrica del nostro Paese ha subito una interruzione del servizio. Nell'occasione gli organi di informazione hanno più volte usato il termine «black-out». Lo stesso termine è stato successivamente impiegato per descrivere l'esteso, non pianificato, disservizio della rete nordamericana del luglio scorso. Questo articolo fornisce una panoramica delle cause dei black-out, illustra le diverse tipologie di questi ed i mezzi generalmente adottati per prevenirli.

Le recenti interruzioni del servizio elettrico, verificatesi in Italia nello scorso mese di giugno, sono state presentate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) come il risultato dell'applicazione del cosiddetto *Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico*; per gli utenti interessati si è trattato, di fatto, di un black-out. Il black-out di un'ampia parte del sistema elettrico che si è poi verificato nel mese di luglio in Nord America, estremamente più grave – non solo come esten-

sione ma anche come tipologia – non è invece dovuto all'applicazione di un piano di emergenza, ma è il risultato di un vero e proprio collasso progressivo del sistema. A questi due eventi recenti possono esserne affiancati altri, non lontani nel tempo, ai quali sia i media sia la letteratura specializzata hanno dato ampio risalto; si pensi ad esempio alle frequenti interruzioni del servizio elettrico in California nell'estate del 2000. Ma mentre la crisi californiana portò a focalizzare l'attenzione principalmente sui difetti della regolamentazione di quel mercato concorrenziale (Woo 2001, Mensah-Bonsu e Oren 2002, Wolak 2003), i due eventi summenzionati hanno riproposto il problema della «robustezza» del sistema elettrico, e della necessità di una più accurata comprensione del suo funzionamento in condizioni critiche, al fine di meglio individuare i più adeguati criteri di pianificazione, gestione e controllo, tenendo conto delle nuove esigenze imposte dalla liberalizzazione del mercato.

In effetti, i sistemi elettrici dei Paesi industrializzati sono stati soggetti negli ultimi anni a profondi cambiamenti gestionali – in alcuni casi non accompagnati da adeguati aggiornamenti degli impianti – dovuti al processo di liberalizzazione del mercato dell'ener-

* Università di Bologna
E.-mail: carloalberto.nucci@unibo.it
alberto.borghetti@unibo.it

gia elettrica e alla conseguente introduzione di meccanismi di concorrenza. Quanto questi cambiamenti influiscano sullo stato operativo delle reti è intuibile se si ricorda come si sono evoluti i sistemi elettrici. Originariamente i sistemi elettrici nelle varie regioni furono progettati in maniera da poter fare fronte autonomamente alle richieste degli utenti connessi alla loro rete. Ogni sistema era quindi in grado di soddisfare alla domanda, con adeguati margini di riserva, mediante un'attività di pianificazione complessiva del sistema svolta sulla base delle previsioni d'aumento della richiesta del servizio negli anni seguenti. Tale attività di pianificazione riguardava sia il tipo, la taglia e la localizzazione degli impianti di produzione sia lo sviluppo della rete, progettata in maniera tale da poter trasmettere l'energia prodotta ai carichi nel modo più affidabile e con le minori perdite. Successivamente, furono stabiliti collegamenti fra i sistemi delle diverse aree per consentire a ciascun sistema, durante le condizioni di emergenza, di poter sfruttare le riserve a disposizione negli altri, pur preservando l'autonomia della gestione. Si sono così progressivamente realizzati i moderni sistemi interconnessi. Il sistema elettrico italiano, ad esempio, fa oggi parte del più vasto sistema europeo UCTE (1). Il compito della regolazione della frequenza – associato al mantenimento dell'equilibrio tra produzione e consumo – viene pertanto suddiviso fra tutti i generatori del sistema complessivo, riducendo l'impegno in ogni area, con particolare riferimento al livello necessario di riserva di potenza (2). Se il processo di generazione tende ad essere meno costoso in un'area rispetto ad un'altra, tali interconnessioni

sono inoltre impiegate per scambi regolati da contratti a lungo termine. Va osservato che alla base del successo delle interconnessioni vi è l'accordo, da parte di tutti i gestori, di utilizzare sistemi di controllo e protezione compatibili, la volontà di aiutare gli altri sistemi in condizioni d'emergenza, nonché il comune accordo sul piano delle manutenzioni.

In tempi più recenti, esigenze di tutela ambientale e problemi autorizzativi hanno fatto sì che vi siano delle aree con un eccesso di capacità produttiva, altre con un eccesso di domanda ed altre ancora in cui sono maggiormente concentrate le linee di trasmissione. Le linee d'interconnessione sono quindi diventate, di fatto, collegamenti interni al sistema, divenendone parti indispensabili per il funzionamento, non solo in condizioni particolari o di emergenza come invece inizialmente previsto. E le recenti riorganizzazioni e liberalizzazioni hanno incrementato ed accelerato tale processo. In linea di principio, e salvo alcune verifiche, possono essere connessi impianti di generazione in qualsiasi nodo della rete a disposizione, non necessariamente nei nodi dai quali l'energia prodotta può essere trasmessa ai carichi attraverso percorsi appositamente pianificati.

Problemi di congestione in alcune sezioni della rete, rari in passato, sono oggi divenuti molto comuni, rendendo il sistema più critico e più complesso da gestire. A tale proposito, studi recenti, condotti sul sistema elettrico nordamericano, sembrano mostrare che, per tale sistema, la probabilità che si verifichino black-out di grandi proporzioni sia maggiore oggi rispetto a quanto stimato in passato. Si tornerà in seguito su tale questione. Peraltro, lo scenario non è il medesimo

per tutti i sistemi: alcuni, sia per la struttura della rete, sia per i componenti e le tecnologie impiegate, nonché per le riserve di potenza a disposizione, sono meno soggetti al rischio di collasso.

Da quanto sin qui esposto risulta chiara l'importanza di una corretta pianificazione per lo sviluppo dei sistemi elettrici – con riferimento sia agli impianti di produzione sia alla rete di trasmissione – nonché della adozione di opportuni piani di difesa contro il fenomeno del black-out.

Questo articolo si propone di fornire una panoramica sulle cause, di diversa natura, dei black-out, e sui mezzi di prevenzione generalmente adottati o in fase di sviluppo, anche con riferimento alla recente riorganizzazione del mercato dell'energia elettrica.

1. LE INTERRUZIONI DEL SERVIZIO ELETTRICO

Secondo la normativa europea sulle caratteristiche dell'alimentazione elettrica (3) le interruzioni del servizio sono quegli eventi in cui il valore dell'ampiezza della tensione è inferiore all'1% del valore nominale. Le interruzioni sono distinte in interruzioni *con preavviso* ed interruzioni *senza preavviso*, le uniche, queste ultime, di cui qui ci occuperemo. Queste sono classificate in interruzioni *lunghe* o *brevi*, a seconda che la durata sia superiore o inferiore a tre minuti (4).

L'assenza del preavviso e la durata dell'interruzione sono, chiaramente, i due aspetti del disservizio che interessano maggiormente l'utenza. Il termine usato, in modo abbastanza generico, per indicare il disservizio all'utenza è quello di «black-out», e ciò indipendentemente dalla durata, dalla

causa e dall'estensione di esso, aspetti questi senz'altro importanti – in particolare per i gestori del sistema – e fortemente correlati tra loro.

Nei Paesi industrializzati, le cause più frequenti della mancata alimentazione senza preavviso sono da attribuirsi a guasti che hanno origine nelle sotto-reti di distribuzione in bassa e media tensione, cioè nelle porzioni di rete più vicine agli utenti finali. Le reti di distribuzione, in generale, hanno – o sono esercite con – configurazione radiale, il che comporta che la perdita di un collegamento determina l'interruzione della fornitura alle utenze che sono alimentate attraverso di esso. Tali interruzioni hanno durata variabile, che dipende dal tempo necessario a ripristinare il corretto funzionamento del collegamento elettrico, e sono caratterizzate dal fatto che la loro estensione è circoscritta agli utenti prossimi al punto di guasto.

Diverso è il caso dei black-out che hanno origine da guasti o perturbazioni nella rete di trasmissione ad alta tensione, come ad esempio quello recente di parte della rete nordamericana, che riguardano un largo numero di utenti, anche a grande distanza dal luogo della perturbazione iniziale. Tali eventi sono senz'altro meno frequenti, il sistema di trasmissione in alta tensione essendo progettato ed esercito in modo che, anche alla messa fuori servizio di un componente (linea o impianto di produzione), non corrisponde, in genere, interruzione della fornitura all'utenza. Ciò grazie alla configurazione magliata della rete, alla ridondanza degli impianti, ed alla interconnessione del sistema con i sistemi elettrici geograficamente contigui.

La mancata alimentazione dei carichi – costituiti, per la rete di trasmissione, dai siste-



mi di distribuzione in media e bassa tensione – è generalmente da associare a fenomeni di instabilità del sistema. In assenza di provvedimenti adeguati, questi possono estendersi, più o meno rapidamente, ad ampie porzioni del sistema, fino ad interessarlo, in casi estremi, interamente. I sistemi elettrici dei Paesi industrializzati, costituiti da reti elettriche che ricoprono il territorio con centinaia o migliaia di stazioni di trasformazione ed impianti di produzione⁽⁵⁾, connessi tra loro da linee che in alcuni casi possono raggiungere le centinaia di chilometri di lunghezza, e caratterizzati dall'impossibilità di immagazzinare, in quantità significative, l'energia elettrica prodotta, sono sistemi dinamici molto complessi, le cui condizioni di funzionamento variano in continuazione, a causa del cambiamento delle richieste di carico e delle condizioni ambientali, nonché della disponibilità degli impianti (si veda ad es. Strogatz 2001). A tali condizioni di funzionamento variabili, il sistema si adatta, sia per una propria caratteristica intrinseca, sia grazie all'azione di sistemi di controllo gerarchico e decentralizzato (Quazza 1977) e di protezione, e all'impiego

di appositi sistemi di monitoraggio e supervisione. Occorre però che le perturbazioni (provocate, ad esempio, da brusche variazioni delle richieste di carico, distacchi di centrali, cortocircuiti in seguito ad esempio a fulminazioni) non siano tali da far superare il limite di funzionamento stabile di esso. I fenomeni dinamici che possono portare all'instabilità un sistema di così grandi dimensioni e caratterizzato da una così ampia varietà di impianti e regolazioni sono quindi molteplici e difficilmente prevedibili (si veda ad es. Chow et al. 1995, Wu et al. 1995). Si può però affermare che questi eventi non sono in genere dovuti ad una singola catastrofica perturbazione che determina il collasso di un sistema apparentemente robusto, ma sono il risultato di una riduzione dei margini di sicurezza operativi, tale da renderlo vulnerabile all'effetto cumulato di perturbazioni e/o guasti di modesta entità⁽⁶⁾.

È quindi di grande importanza operativa diagnosticare in ogni momento se il sistema si trova a funzionare in condizioni prossime a quelle d'instabilità, per poter predisporre in tempo le necessarie azioni preventive. Tali azioni costituiscono i cosiddetti piani di difesa del sistema elettrico.

2. I PIANI DI DIFESA

Le condizioni in cui si può trovare ad operare un sistema elettrico sono tradizionalmente classificate in cinque stati (Fink e Carlsen 1978):

- lo stato *normale*,
- lo stato *normale vulnerabile* (cosiddetto di allarme),
- lo stato *di emergenza*,
- lo stato *di emergenza estrema*,
- lo stato *di ripristino del servizio* (dopo black-out).

Nello stato *normale*, il sistema elettrico è in grado di soddisfare il carico richiesto, senza che alcun componente sia sovraccaricato, e rispetta inoltre i previsti criteri di sicurezza; in altre parole, i margini di riserva (sia di trasmissione sia di generazione) sono considerati sufficienti per far fronte ai disturbi ritenuti ragionevolmente probabili (7).

La condizione operativa del sistema è classificata invece come stato *normale vulnerabile*, quando le condizioni di funzionamento non soddisfano i margini di riserva previsti, adeguati alla probabilità del verificarsi delle varie perturbazioni. Se, in tale condizione, si verifica una perturbazione sufficientemente severa, tale per cui alcuni componenti risultano sovraccaricati, il sistema si porta a funzionare in condizioni di *emergenza*.

Per riportare nelle condizioni normali un sistema che si trova in stato normale vulnerabile oppure in stato d'emergenza, ed evitarne quindi il collasso, il gestore predispone un *piano di difesa*. Quello adottato in Italia dal GRTN è costituito da un insieme di azioni automatiche o manuali. Una sintetica descrizione delle azioni automatiche è riportata alla nota (8). Le azioni manuali sono quelle che gli operatori del GRTN eseguono quando riscontrano il progressivo degrado delle condizioni operative del sistema: sono previsti sia il blocco di alcuni regolatori – che in certe condizioni possono avere effetti negativi sulla stabilità del sistema (si veda ad es. Van Cutsem e Vournas 1998, Borghetti et al. 2000) – sia la riduzione del carico alimentato. La riduzione del carico è effettuata mediante l'azione manuale su due banchi dotati di appositi pulsanti: il «banco manovra interrompibili» ed il «banco manovra

emergenza». Mediante il «banco manovra interrompibili» possono essere disconnessi alcuni utenti industriali, in genere caratterizzati da notevole potenza richiesta, il cui contratto di fornitura prevede la possibilità d'interruzione del servizio senza preavviso (9). Mediante il «banco manovra emergenza» possono essere realizzati sia distacchi di carico localizzati in aree minori sia distacchi generalizzati su vaste aree. Dal «banco manovra emergenza» possono anche essere inviati segnali ad alcune centrali per determinarne un rapido incremento del livello di produzione.

Oltre a queste azioni, il piano di difesa del sistema elettrico italiano prevede anche il cosiddetto *Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico* (PESSE), che consiste in una ripartizione ciclica di interruzioni razionalizzate di carico attuate dalle società di distribuzione su richiesta del GRTN. Il PESSE è attivato se un'area del sistema è sottoposta ad un deficit prolungato di produzione. A tale piano partecipa la cosiddetta utenza diffusa nelle ore diurne e la grande industria fino alle ore 22. (Alcune utenze, per la loro funzione o per i servizi erogati, possono essere escluse dai piani di alleggerimento). Tale piano è stato recentemente attuato il giorno 26 giugno 2003 e ad esso i media hanno dato ampio risalto, pur non essendosi trattato di un collasso del sistema (10).

Se le azioni previste dal piano di difesa non sono attuate tempestivamente o sono inefficaci, il sistema non è più in grado complessivamente di soddisfare alle richieste di carico e si ha quindi la mancata alimentazione di una parte considerevole dell'utenza e, in genere, la separazione funzionale della rete in porzioni, che

cercano autonomamente di evitare il collasso finale (il sistema si trova nello *stato di emergenza estremo*). È questo lo scenario dei «classici» black-out, quali, ad esempio, «The Great Northeast Blackout» (1965) e «The New York Blackout» (1977) e del recente black-out del sistema elettrico del Nord-Est americano, verificatosi il 14 agosto scorso (11). Il più recente evento di questo tipo che ha interessato il sistema elettrico del nostro Paese è avvenuto il 24 agosto 1994: l'incidente causò la separazione della parte meridionale della rete dal resto del sistema ed il suo conseguente collasso, e ciò nonostante l'attuazione del piano di difesa con la riduzione del carico mediante relè sensibili al valore della frequenza. In Cima et al. (1996) è riportata una ricostruzione dell'evento ottenuta anche mediante i risultati di un simulatore numerico di rete.

Il successivo *ripristino del servizio* dopo black-out è, in genere, un processo lento e complesso, dato che solo particolari impianti di produzione hanno la possibilità di potersi avviare senza tensione in rete e che la energizzazione dei diversi componenti e carichi determina tipicamente transitori di notevole entità. È predisposto quindi, da parte del Gestore della rete, un piano di riaccensione dopo black-out. Il piano utilizzato in Italia (12) prevede di impiegare, per la prima riaccensione, o parti del sistema non interessate dal black-out o gruppi idroelettrici dotati di appositi sistemi di regolazione della frequenza. Alcuni studi sono stati compiuti al fine di poter utilizzare come centrali di prima accensione anche i gruppi termoelettrici a vapore ripotenziati con turbine a gas (si veda ad es. Borghetti et al. 2001); altri riguardano innovative proce-

di ripristino del servizio in regime di libero mercato (Barsali et al. 2001).

3. RECENTI PROGRESSI E SVILUPPI FUTURI

Recenti analisi (Carreras et al. 2002), compiute sia su modelli di rete sia elaborando i dati relativi ai black-out avvenuti negli Stati Uniti negli ultimi 15 anni, hanno portato ad ipotizzare che, con i tradizionali criteri di sviluppo, il sistema elettrico evolva in tempi lunghi come un sistema che si auto-organizza in maniera critica (Bak et al. 1988), ossia in modo da funzionare in prossimità di una condizione di black-out. Un tipico esempio utilizzato in letteratura di un sistema che si auto-organizza in maniera critica è costituito da un cumulo di sabbia continuamente alimentato dall'alto con nuovi granelli. La nuova sabbia, continuamente apportata, si dispone, come è esperienza comune, mediante una successione di frane corrispondenti al raggiungimento del valore limite della pendenza delle pareti. Non possiamo prevedere quale granello, ma sappiamo che periodicamente un granello, cioè una causa di modestissima entità, causerà un effetto di proporzioni enormemente superiori: un evento catastrofico ed improvviso che, facendo scivolare verso il basso una valanga di granelli, riporterà il mucchio di sabbia entro i limiti delle dimensioni proprie dello stato di criticità. Le caratteristiche del grande effetto (tempo di occorrenza, entità e collocazione spaziale) non sono prevedibili. La valanga può nascere in un istante qualsiasi, può essere più o meno grande e può staccarsi da un punto qualunque del cono. Nel confronto fra tale modello ed il sistema elettrico,

il continuo apporto di nuova sabbia rappresenta il progressivo aumento del carico richiesto, la pendenza limite delle pareti del cono corrisponde ai limiti di stabilità del sistema e le frane corrispondono agli eventi di black-out. Secondo questa ipotesi il sistema elettrico si evolverebbe, quindi, spinto dal crescente aumento della domanda di elettricità, con una successione di eventi di black-out che danno lo stimolo a miglioramenti del sistema (ad esempio, nuovi gruppi di generazione e aumento delle capacità di trasmissione dei rami della rete) localizzati nelle regioni in cui è accaduto il black-out stesso.

L'ipotesi che i grandi sistemi elettrici interconnessi tendano a funzionare nelle condizioni prossime a quelle critiche sembra confermata dal fatto che la probabilità del verificarsi dei black-out in funzione dell'entità del disservizio non decresce in maniera esponenziale, come tradizionalmente ipotizzato (Ewart 1978), bensì in maniera meno rapida, ossia proporzionalmente al carico non alimentato elevato ad un esponente compreso fra $-0,6$ e $-1,9$ (Carreras et al. 2003). Occorre però notare che questa caratteristica non basta, da sola, per affermare che un sistema si auto-organizza in maniera critica; essa, tipica di molti sistemi complessi, può essere, infatti, riprodotta ipotizzando meccanismi diversi (Carlson e Doyle 1999).

L'analisi dell'evoluzione del sistema elettrico mediante le teorie della complessità evidenzia che, in certi casi, provvedimenti tradizionali attuati per evitare black-out locali possono addirittura aumentare la frequenza dei più gravi black-out su larga scala (Carreras et al. 2003). Ciò è dovuto alla interdipendenza non lineare fra black-out di differente taglia,

riconducibile al comportamento dinamico del sistema.

Grande attenzione sta ricevendo l'analisi dell'impatto sul sistema elettrico della crescente produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare eolica e solare. Tale produzione, infatti, non è per larga parte prevedibile e soprattutto non è regolata in modo da corrispondere alla domanda. Elevati livelli di produzione da fonte rinnovabili tendono a causare quindi fluttuazioni nel bilancio di potenza della rete. Se non sono a disposizione impianti di accumulo (ad esempio impianti idroelettrici con pompaggio) in maniera sufficiente, queste fluttuazioni determinano l'esigenza di maggiori livelli di riserva nel sistema, causando perdite di combustibile nelle centrali termoelettriche che sono portate a funzionare a regimi di rendimento inferiori a quelli ottimali, sia per motivi di sicurezza sia per regolare le potenze di scambio contrattuali con le reti vicine e la frequenza. Queste fluttuazioni limitano quindi il livello di sostituzione di energia da fonte termica con quella da fonte rinnovabile. È mostrato in letteratura (Leonhard e Müller 2002) che, prendendo in esame un sistema prevalentemente alimentato da impianti di produzione termoelettrici, anche considerando uno scenario in cui la generazione eolica è inferiore al 15% dell'energia richiesta dal carico, le fluttuazioni della generazione eolica causano una significativa diminuzione del rendimento della produzione da fonte termica, ossia le centrali termoelettriche producono meno energia ma con un consumo di combustibile e, di conseguenza, livelli di emissione di inquinanti maggiori di quelli attesi.

A quanto sopra esposto si aggiunge che, come già men-

zionato nella premessa, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica impone nuovi metodi operativi per la gestione dei sistemi elettrici interconnessi. La necessità di garantire il libero accesso alla rete di trasmissione alle società di produzione e di consentire flussi di potenza anche molto elevati attraverso la rete richiede la capacità di monitorare e controllare i limiti di sicurezza del sistema in maniera più efficiente e continua rispetto al passato. A tale fine sono stati recentemente proposti dai centri di ricerca internazionali nuovi sistemi di monitoraggio, controllo e protezione, nonché sofisticati codici di calcolo basati sulla modellizzazione accurata del sistema e dei suoi componenti e motivati da recenti ricerche sui sistemi complessi. Si menzionano qui di seguito i risultati di alcuni studi su aspetti diversi del problema.

La crescente consapevolezza della maggiore probabilità di black-out di grandi estensioni rispetto al passato ha stimolato lo studio di nuovi metodi di prevenzione. Sono stati proposti sistemi che utilizzano la possibilità, recentemente disponibile, di poter effettuare la misura sincronizzata di alcune grandezze elettriche in nodi della rete, grazie all'impiego di reti di telecomunicazione satellitare (Liu et al. 2000, Amin 2001, Heydt et al. 2001). Tali sistemi perfezionati di monitoraggio delle condizioni in cui opera il sistema sono accoppiati con sistemi di analisi implementati utilizzando tecniche di programmazione innovative (multiagente) che consentono lo sviluppo di sistemi di protezione adattativi e *self-healing*. In particolare, questi ultimi hanno l'obiettivo di limitare gli effetti delle perturbazioni, riorganizzando il sistema e le sue regolazioni. Al limite il sistema

potrebbe essere almeno parzialmente decomposto in modo tale che le singole parti possano continuare a funzionare, anche se in condizioni operative peggiori, ristabilendone poi l'interconnessione quando gli effetti dell'evento sono stabilizzati. Si tratta, in generale, di sistemi che richiedono un monitoraggio complessivo dello stato del sistema, a differenza dei metodi di protezione tradizionali descritti nel precedente paragrafo che si basano, principalmente, su misure locali. Mentre questi ultimi sono mirati a mantenere in servizio la parte di rete soggetta alla perturbazione, senza una completa valutazione dell'effetto delle azioni intraprese sull'intero sistema, le procedure *self-healing* sono dirette soprattutto ad evitare il propagarsi dell'effetto della perturbazione, mediante una riconfigurazione del sistema ed un opportuno adattamento alle effettive condizioni in cui si trova a funzionare. Le procedure *self-healing* sono motivate dalla considerazione che se da un lato le procedure di difesa tradizionali possono salvare transitoriamente la parte di rete sede della perturbazione, mantenendo la sua interconnessione con il resto del sistema, esse in alcuni casi particolari possono aumenta-

re, con il loro intervento, la probabilità di propagazione dei disturbi nell'intero sistema, e quindi la probabilità dell'instaurarsi di «effetti domino» che causano un collasso progressivo della rete.

Un altro punto su cui si va intensificando l'attività di ricerca riguarda l'affidabilità dei sistemi di protezione, ed in particolare del malfunzionamento di alcuni relè, che ha spesso influito in maniera importante nell'evoluzione dei maggiori black-out del passato. Spesso accade infatti che il relè di protezione difettoso, soprattutto nel caso di relè di più vecchia costruzione, rimanga non individuato durante il funzionamento normale del sistema, ma si mostri solo in seguito ad una perturbazione, con un intervento non necessario (o intempestivo) o con un mancato intervento⁽¹³⁾.

Merita menzione l'attività di ricerca descritta in Bihain et al. (2003) sulla valutazione della sicurezza del sistema in regime dinamico. Nel lavoro è presentato un sistema per la valutazione della sicurezza dinamica del sistema che può essere integrato con i cosiddetti *energy management systems* utilizzati dai gestori delle reti di trasmissione. Il sistema, sviluppato nell'ambito di un progetto di ricerca finanziato parzialmen-



te dal quinto programma quadro dell'Unione Europea, include fundamentalmente quattro parti: una per la valutazione della possibilità di fenomeni di stabilità transitoria; una per la individuazione di problemi di instabilità della tensione; una terza parte è costituita da un simulatore, in tempo reale, del comportamento dinamico del sistema, utile anche per l'addestramento degli operatori; la quarta parte è costituita da un simulatore del mercato elettrico, per rappresentarne l'influenza sull'attività di dispacciamento.

Un'ulteriore considerazione merita la crescente installazione di gruppi di generazione di piccola taglia nelle reti di distribuzione in bassa e media tensione: essa può essere utilizzata non solo per attenuare i danni delle interruzioni del servizio da parte della rete pubblica, ma anche per fornire un supporto alla rete stessa. Un progetto di ricerca universitario italiano avente per tema la generazione distribuita e la sua integrazione nel sistema è descritto in Delfino (2002). La connessione, alle reti di distribuzione, di unità di generazione piccole e modulari, che sfruttano anche la disponibilità di nuovi tipi di impianti quali le microturbine a gas, può essere organizzata in maniera tale da costituire dei micro-sistemi elettrici (e di produzione di calore) che possono operare non solo connessi alla rete di trasmissione ma anche in maniera indipendente da questa (Las-

seter 2002). A tale fine, questi micro-sistemi sono dotati di specifici dispositivi di monitoraggio, supervisione e controllo e di sistemi di protezione appositamente progettati.

4. CONCLUSIONI

Notevoli risorse sono state impiegate per la messa a punto di metodi per la valutazione della robustezza dei sistemi elettrici in seguito alle tipiche perturbazioni e per il controllo di esso in condizioni d'emergenza. Questi metodi, basati su un'approfondita analisi delle cause e modalità di sviluppo dei fenomeni d'instabilità, fanno oggi largo utilizzo di sistemi di monitoraggio complessivi della rete basati sulle più recenti tecniche di telecomunicazione, e di innovativi sistemi di calcolo e controllo.

Occorre peraltro che queste procedure siano trasferite dai centri di ricerca ai centri di controllo dei gestori della rete, per essere impiegati in sostituzione o integrazione di tradizionali piani di difesa del sistema elettrico da condizioni di instabilità, che si basano largamente su provvedimenti di riduzione del carico sia manuali che automatici. Non è infatti improbabile che, con l'applicazione di tali piani, il sistema elettrico, operando sempre più frequentemente in condizioni di scarsa riserva, per i menzionati vincoli di natura ambientale e per le esigenze del mercato liberalizzato,

sia sempre più soggetto in futuro a improvvise interruzioni del servizio, anche se localizzate e razionalizzate. Queste interruzioni sono peraltro incompatibili con le esigenze di continuità e qualità del servizio elettrico richiesto per lo sviluppo della cosiddetta «società digitale»⁽¹⁴⁾.

La generazione distribuita, oggetto d'interesse crescente, rappresenta un ulteriore strumento che merita approfondite indagini.

Si osserva infine che il sistema di produzione, trasmissione, distribuzione del nostro Paese, interconnesso con quello europeo, costituisce una complessa infrastruttura sulla disponibilità della quale fa affidamento gran parte della nostra sicurezza, nel senso più ampio del termine, e del nostro sistema economico. Esso tende ad evolversi sia incrementando le sue interazioni con i sistemi elettrici contigui degli altri Paesi mediante nuove interconnessioni (Santagostino 2003), sia stabilendo sempre più strette interdipendenze con altri sistemi (ad esempio, i sistemi di telecomunicazioni sia terrestri che satellitari, di approvvigionamento dei combustibili, di trasporto, etc.) (Rinaldi et al. 2001, Stefanini e Ciapessoni 2001). L'identificazione, la comprensione e l'analisi di queste interdipendenze, fra il sistema elettrico e le altre infrastrutture, sono peraltro solo agli inizi.

Bologna, Settembre 2003

NOTE

(¹) L'UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) è l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione di gran parte dell'Europa continentale, le cui reti costituiscono uno dei maggiori sistemi elettrici interconnessi, funzionanti in sincronismo, con oltre 450 milioni di utenti e con un consumo annuale pari a circa 2.300 TWh. Il funzionamento in sincronismo comporta che tutte le reti funzionino sempre alla stessa frequenza e che si aiutino mutuamente, per mantenere l'equilibrio fra produzione e domanda, nel caso di eventi che ne perturbino le condizioni operative. Tale risultato è conseguito mediante un sistema di controllo decentralizzato presso i gestori delle singole reti e gerarchico all'interno di ogni rete, con tre centri di coordinamento – presso Brauweiler, Laufenburg e Belgrado (UCTE 2) – che tengono conto delle differenze fra i valori previsti e quelli effettivi dei flussi di potenza scambiata fra le reti. Informazioni più dettagliate sono reperibili nel sito <http://www.ucte.org>.

(²) La riserva di potenza è necessaria affinché la perdita di una o più unità di generazione non dia origine ad una diminuzione della frequenza del sistema tecnicamente inaccettabile.

(³) Si veda la norma EN 50160 sulle «Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica» pubblicata dal Comitato Europeo di Normalizzazione Elettrotecnica (CENELEC) nel novembre 1994 e la relazione tecnica sui presupposti e fondamenti della direttiva, adottata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n. 202/99, concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (disponibile nel sito <http://www.autorita.energia.it/consumatori/schede/continuita.htm>). La pubblicazione «Criteri di statistica delle alimentazioni» (reperibile nel sito <http://www.grtn.it>) descrive il contenuto, la codifica dei dati e le elaborazioni adottate dal GRTN per la compilazione delle statistiche delle disalimentazioni.

(⁴) La qualità della fornitura di energia elettrica può essere ridotta non solo dal verificarsi delle interruzioni dell'alimentazione ma anche dal verificarsi di numerosi altri tipi di disturbi che modificano le caratteristiche nominali della tensione, ossia la sua ampiezza, frequenza, forma d'onda e la simmetria delle tensioni nelle tre fasi. In particolare, il crescente utilizzo di apparecchiature dotate di convertitori elettronici di potenza ha reso l'utenza, sia industriale sia civile, particolarmente sensibile alle riduzioni transitorie del valore efficace della tensione, anche di valore contenuto e di breve durata. Tali riduzioni transitorie, durante le quali il valore di tensione si porta fra il 90% e l'1% di quello nominale per un periodo di tempo compreso fra 10 ms e 1 minuto, sono definite dalla norma come «buchi di tensione» e sono dovute ad eventi aleatori, in genere imprevedibili, nella rete di distribuzione, spesso connessi a condizioni meteorologiche non favorevoli (Nucci et al. 2002).

(⁵) Ad esempio, in Cima et al. (1996) il sistema elettrico italiano è rappresentato con un modello che tiene conto di una rete elettrica di trasmissione di 710 nodi e 900 rami e con 142 gruppi idroelettrici e 127 gruppi termoelettrici. Per effettuare una analisi di affidabilità della parte orientale del sistema elettrico nordamericano, in Sermanson et al. (2002) è stato utilizzato un modello di rete di trasmissione con ben 44.000 nodi.

(⁶) Non si possono peraltro escludere calamità naturali, come la imponente perturbazione atmosferica che interessò circa 2/3 della rete francese dal 26 al 28 dicembre 1999, causando un disservizio di amplissime proporzioni. Una descrizione dell'evento e dei provvedimenti attuati in seguito è riportata in Letscher et al. (2002). Altro pericolo è dato dalla presunta vulnerabilità del sistema elettrico ad attacchi intenzionali, che, diretti contro un singolo sito importante, potrebbero determinare effetti di collasso su larga scala (Mottet e Lai 2002).

(⁷) Ad esempio, un tipico margine di riserva necessaria è quella che consente di fare funzionare il sistema nella condizione cosiddetta di «sicurezza $n - 1$ », ossia nella condizione in cui si ha il soddisfacimento di tutte le richieste di carico senza sovraccarichi anche nell'eventualità di un improvviso fuori servizio di un componente del sistema.

(⁸) Le azioni automatiche previste dal piano di difesa del GRTN (documentazione disponibile nel sito <http://www.grtn.it>) sono:

- riduzione rapida del carico elettrico alimentato dalla rete, comandato mediante elaboratori (EDA, *elaboratori distacco del carico*), al verificarsi del fuori servizio accidentale di una di quelle linee la cui perdita, in particolari condizioni operative, determinerebbe la separazione della rete;

- riduzione del carico mediante relè sensibili al valore della frequenza, ossia relè che distaccano quote crescenti di carico al diminuire della frequenza di rete. La frequenza della rete è l'indice di equilibrio fra produzione e consumo. La sua diminuzione indica che vi è un deficit di produzione rispetto al carico richiesto. La riduzione del carico in base al valore di frequenza, detta *piano di alleggerimento del carico*, è quindi utile soprattutto successivamente ad una separazione di una parte della rete che stava importando energia e si trova, quindi, in deficit di produzione;

- distacco dalla rete di alcuni gruppi di produzione al verificarsi della perdita di servizio di alcune linee. Tale procedura, detta *telescato di gruppi di produzione*, è adottata per i gruppi che in condizioni normali producono ad un livello maggiore di quello previsto dal criterio di sicurezza $n - 1$, poiché, in particolari configurazioni, la parte della rete alla quale sono connessi non è in grado di trasmettere tutta la potenza prodotta. La procedura è adottata al fine di non penalizzare economicamente le società di produzione con gruppi connessi a tali parti della rete;

- *formazione di isole di carico* alimentate da piccole centrali termoelettriche non dotate di procedura di rifiuto di carico;

- *azione di dispositivi* cosiddetti *antipendolanti* che bloccano l'intervento delle protezioni delle linee in caso di sovraccarichi transitori, ma comandano il distacco della linea quando riconoscono la perdita della sincronizzazione fra zone diverse della rete.

(⁹) Si veda la pubblicazione «Gestione del banco manovra interrompibili» disponibile nel sito del GRTN: <http://www.grtn.it>.

(¹⁰) Secondo il rapporto mensile sul sistema elettrico di giugno 2003, redatto dal GRTN e disponibile nel suo sito (<http://www.grtn.it>), il 26 giugno sono state attivate riduzioni del carico corrispondenti ad un indice di disalimentazione per l'intera rete pari a 16:17 (minuti:secondi). L'indice di disalimentazione, riferito ad un determinato intervallo tempo-

rale, è definito dal rapporto fra l'energia non fornita e la punta del fabbisogno di potenza nel periodo in esame.

(¹¹) Una descrizione dei primi due eventi è disponibile al sito <http://blackout.gmu.edu>. Una analisi tecnica del black-out del 1965 e delle sue conseguenze è anche riportata in Vassell (1991). Anche la parte nord occidentale della rete nord-americana è stata interessata da eventi d'instabilità, ad esempio nel 1994 e nel 1996 (Taylor 1999). Il più grave è quello avvenuto il 10 agosto del 1996 in cui un guasto in tre linee di trasmissione in Oregon ha portato, attraverso una serie d'eventi a cascata, al black-out in 11 Stati dell'Unione e due province canadesi, lasciando circa 7 milioni di utenti senza energia elettrica per un tempo che si è esteso anche a 16 ore. I dati caratteristici dei disturbi avvenuti nel sistema elettrico nord-americano dal 1984 sono reperibili nella banca dati del *North American Electric Reliability Council* (NERC) <http://www.nerc.com/~dawg/database.html>. Informazioni sul black-out nella rete nordamericana avvenuto nel luglio scorso sono reperibili nei siti: <http://www.pserc.wisc.edu/Resources.htm> e <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Blackout.htm>.

(¹²) La pubblicazione «Il piano di riaccensione» del GRTN è reperibile nel sito <http://www.grtn.it>. Per un recente rapporto delle prove di riaccensione si veda Sforza e Bertanza (2002).

(¹³) Per questo motivo, il difetto di un relè viene talvolta indicato con il termine di «guasto nascosto». Essendo i relè disseminati in tutte le stazioni della rete, la individuazione dei guasti nascosti è una attività gravosa. In Tamronglak et al. (1996) è quindi proposto un metodo per individuare i relè il cui funzionamento non corretto ha maggiore ruolo nei meccanismi di evoluzione dei possibili black-out e quindi una

maggiore influenza sulla sicurezza del sistema. Soprattutto per tali relè è quindi necessario implementare un sistema di monitoraggio e controllo, in grado di individuare il «guasto nascosto».

(¹⁴) La denominazione «società digitale» trae origine dalla crescente diffusione di sistemi elettronici digitali sia nel settore industriale (ad esempio, per il controllo e l'ottimizzazione dei processi produttivi, per il commercio via internet, etc.) sia nel settore residenziale e terziario (dovuto, ad esempio, al crescente utilizzo di apparecchi elettrici controllati con microprocessori e sistemi di lavoro, istruzione ed intrattenimento che si basano sull'utilizzo delle moderne tecnologie di telecomunicazione e dell'informazione) sia nel settore della pubblica amministrazione (con un sempre maggiore numero di servizi messi a disposizione attraverso le reti telematiche). Tale processo è supportato da specifici piani di sviluppo nazionali ed europei (si veda, ad esempio, il documento del 2002 «Linee guida del Governo per lo sviluppo della società dell'informazione nella legislatura», reperibile sul sito <http://www.innovazione.gov.it>, e il documento della Commissione Europea «eEurope 2005: una società dell'informazione per tutti», reperibile sul sito http://europa.eu.int/information_society/). Recenti indagini (Samoty et al. 2002) mostrano che queste utenze «digitali» sono molto danneggiate dalle interruzioni del servizio elettrico (in certi casi, disservizi di pochi millisecondi determinano danni economici superiori a quelli provocati ad utenti tradizionali da interruzioni di durata maggiore alla mezz'ora) e, quindi, richiedono continuità e qualità dell'alimentazione significativamente superiori a quelle attuali.

BIBLIOGRAFIA

- AMIN M. (2001), *Toward self-healing energy infrastructure systems*, in «IEEE Computer Applications in Power», vol. 14, n. 1, pp. 20-28.
- BAK P., TANG C., WIESENFELD K., (1988), *Self-Organized Criticality*, in «Physical Review A», vol. 38, n. 1, pp. 364-374.
- BARSALI S., BORGHETTI A., DELFINO B., DENEGRI G.B., GIGLIOLI R., INVERNIZZI M., NUCCI C.A., PAOLONE M. (2001), *Guidelines for ISO Operator Aid and Training for Power System Restoration in Open Electricity Markets*, in «Proc. of the IREP 2001 Bulk Power System Dynamics and Control V», Onomichi, Giappone, 26-31 agosto.
- BIHAIN A., CIRIO D., FIORINA M., LOPEZ R., LUCARELLA D., MASSUCCO S., RUIZ VEGA D., VOURNAS C. D., VAN CUTSEM T., WEHENKEL L. (2003), *OMASES: a dynamic security assessment tool for the new market environment*, in «Proc. of 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference», Bologna, 23-26 giugno.
- BORGHETTI A., CALDON R., NUCCI C.A. (2000), *Generic dynamic load models in long-term voltage stability studies*, in «International Journal of Electrical Power & Energy Systems», vol. 22, n. 4, pp. 291-301.
- BORGHETTI A., MIGLIAVACCA G., NUCCI C.A., SPELTA S. (2001), *Black-start-up simulation of a repowered thermoelectric unit*, in «Control Engineering Practice», vol. 9, n. 7, pp. 791-803.
- CARLSON J.M., DOYLE J.C. (1999), *Highly optimized tolerance: a mechanism for power laws in designed systems*, in «Physics Review E», vol. 60, pp. 1412-1428.
- CARRERAS B.A., LYNCH V.E., DOBSON I., NEWMAN D.E. (2002), *Critical points and transitions in an electric power transmission model for cascading failure blackouts*, in «Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science», vol. 12, n. 4, pp. 985-994.
- CARRERAS B.A., LYNCH V.E., NEWMAN D.E., DOBSON I. (2003), *Blackout mitigation assessment in power transmission systems*, in «Proc. of Thirty-Sixth Hawaii International Conference on System Sciences», Hawaii, gennaio.
- CHOW J.H., KOKOTOVIC P.V., THOMAS R.J. (editors) (1995), *System and control theory for power systems*, IMA 64, Springer-Verlag, New York.
- CIMA E., COVA B., MARCONATO R., SALVADORI G., SALVATI R., SCALPELLINI P. (1996), *A powerful simulator for investigating severe dynamic phenomena during system major*

- disturbances*, in «Proc. of 36th Cigré session», Parigi, 25-31 agosto, rapporto n. 38-305.
- DELFINO B. (2002), *Modeling of the integration of distributed generation into the electrical system*, in «Proc. of 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting», vol. 1, pp. 170-175.
- EWART D.N. (1978), *Whys and wherefores of power system blackouts*, in IEEE Spectrum, n. 4, pp. 36-41.
- FINK L.H., CARLSEN K. (1978), *Operating under stress and strain*, in «IEEE Spectrum», n. 3, pp. 48-53.
- HEYDT G.T., LIU C.C., PHADKE A.G., VITTAL V. (2001), *Solution for the crisis in electric power supply*, in «IEEE Computer Applications in Power», vol. 14, n. 3, pp. 22-30.
- LASSETER R.H. (2002), *MicroGrids*, in «Proc. of IEEE PES Winter Meeting», vol. 1, pp. 305-308.
- LEONHARD W., MÜLLER K. (2002), *Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations - where are the limits?*, in «Electra», n. 204, pp. 12-18.
- LETSCHER P., HABERSTICH P., DALLE B. (2002), *Sécurisation des lignes aériennes HTB de RTE suite aux tempêtes de décembre 1999*, in «Proc. Cigré session n. 39», Parigi, 25-30 agosto, rapporto n. 22-105.
- LIU C.-C., JUNG J., HEYDT G.T., VITTAL V., PHADKE A.G. (2000), *The strategic power infrastructure defense (SPID) system. A conceptual design*, in «IEEE Control Systems Magazine», vol. 20, n. 4, pp. 40-52.
- MENSAH-BONSU C., OREN S. (2002), *California electricity market crisis. Causes, remedies, and prevention*, in «IEEE Power Engineering Review», vol. 22, n. 8, pp. 4-5, 11.
- MOTTER E., LAI Y.-C. (2002), *Cascade-based attacks on complex networks*, in «Physical Review E (Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics)», vol. 66, 065102(R), 4 pp.
- NUCCI C.A., PAOLONE M., BERNARDI M. (2002), *Use of lightning location systems data in integrated systems for power quality monitoring* (Invited paper), in «Proc. IEEE/PES Asia Pacific Transmission and Distribution Conference and Exhibition», vol. 1, Yokohama, 6-10 ottobre, pp. 552-556.
- QUAZZA G. (1977), *Large scale control problems in electric power systems*, in «Automatica», vol. 13, n. 6, p. 579-593.
- RINALDI S.M., PEERENBOOM J.P., KELLY T.K. (2001), *Identifying, understanding, and analyzing critical infrastructure interdependencies*, in «IEEE Control Systems Magazine», vol. 21, n. 6, pp. 11-25.
- SAMOTYJ M., VON DOLLEN D., HOWE B. (2002), *Powering the Digital Revolution: Electric Power Security, Quality, Reliability, and Availability in the Digital Age*, in «Proc. of Power Systems and Communications Infrastructures for the Future», Beijing.
- SANTAGOSTINO G. (2003), *Increasing the power exchanges at the borders of the European energy market*, presentazione alla sessione plenaria della Conferenza «2003 IEEE Bologna PowerTech», 23-26 giugno, disponibile nel sito <http://www.powertech03.unibo.it>.
- SERMANSON V., MARUEJOLS N., TROTIGNON M., BULOT M., LEE S., LORDAN R., SOBAJIC D., STAHLKOPF K. (2002), *Probabilistic reliability assessment of the North American Eastern interconnection transmission grid*, in «Proc. Cigré session n. 39», Parigi, 25-30 agosto, rapporto n. 37-307.
- SFORNA M., BERTANZA V.C. (2002), *Restoration testing and training in Italian ISO*, in «IEEE Transactions on Power Systems», vol. 17, n. 4, pp. 1258-1264.
- STEFANINI A., CIAPESSONI E. (2001), *La vulnerabilità del sistema elettrico come infrastruttura interdipendente*, in «AEI», vol. 88, pp. 21-29.
- STROGATZ S.H. (2001), *Exploring complex networks*, in «Nature», vol. 410, pp. 268-276.
- TAMRONGLAK S., HOROWITZ S.H., PHADKE A.G., THORP J.S. (1996), *Anatomy of power system blackouts: preventive relaying strategies*, in «IEEE Transactions on Power Delivery», vol. 11, n. 2, pp. 708-715.
- TAYLOR C.W. (1999), *Improving grid behaviour*, in «IEEE Spectrum», vol. 36, n. 6, pp. 40-45.
- VAN CUTSEM T., VOURNAS C. (1998), *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- VASSELL G.S. (1991), *Northeast Blackout of 1965*, in «IEEE Power Engineering Review», vol. 11, n. 1, 4 pp.
- WOLAK F.A. (2003), *Diagnosing the California Electricity Crisis*, in «The Electricity Journal», vol. 16, n. 7, pp. 11-37.
- WOO C.-K. (2001), *What went wrong in California's electricity market?*, in «Energy», vol. 26, n. 8, pp. 747-758.
- WU F.F., TAN C. W., VARGHESE M., VARAIYA P. (1995), *Bifurcation, Chaos and Voltage Collapse in Power Systems*, in «Proceedings of the IEEE», vol. 83, pp. 1484-1496.