NUOVE ARCHITETTURE DI CONTROLLO PER LA GESTIONE DELLA SICUREZZA DELL'INFRASTRUTTURA ELETTRICA

S. Bruno, M. De Benedictis, E. De Tuglie, M. La Scala, F. Torelli
Politecnico di Bari – Dipartimento di Elettrotecnica ed Elettronica, via Orabona 4 (70125) - Bari
lascala@poliba.it

SOMMARIO

Il vivo interesse per il problema della vulnerabilità dei sistemi elettrici, accresciutosi in seguito all'analisi dei recenti blackout dell'estate 2003, deve essere inteso come «opportunità» per l'introduzione di tecnologie innovative e avanzate, che permettano di rinforzare i piani di difesa, incrementare il livello di sicurezza e la flessibilità del sistema. Un obiettivo di questo lavoro è dare descrizione delle architetture di controllo avanzate, attualmente disponibili per la gestione della sicurezza dell'infrastruttura elettrica. Inoltre, si propone una architettura di controllo centralizzata, per l'implementazione di azioni di controllo *response-based*, basata sull'utilizzo di sistemi di misura WAMS (Wide Area Measurement Systems) e controllori UPFC (Unified Power Flow Controller). Risultati preliminari sulla realizzabilità e le performance dello schema di controllo proposto sono ottenuti mediante simulazioni su una rappresentazione dettagliata del sistema elettrico italiano.

1. INTRODUZIONE

La recente serie di incidenti che, interessando più nazioni tra cui l'Italia, hanno causato nell'estate 2003 l'interruzione del servizio su larghe porzioni di reti elettriche nazionali e transnazionali, ha contribuito a riportare l'attenzione dell'opinione pubblica sul problema della vulnerabilità e della sicurezza dei sistemi elettrici, e sulla vitale importanza del servizio elettrico per lo sviluppo e il benessere della società moderna.

La complessità del sistema elettrico è dovuta all'eterogeneità dei sottosistemi componenti (produzione, trasformazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione), all'estesa distribuzione geografica e all'interconnessione con altre infrastrutture critiche (telecomunicazioni e reti informatiche, sistemi finanziari, reti e mercati di gas e petrolio). Pur rivestendo un ruolo cruciale per ogni attività, per lo sviluppo sociale e per il miglioramento della qualità della vita, il sistema elettrico è sensibile ad una molteplicità di eventi/pericoli, causa di intrinseca vulnerabilità.

Un esame di rapporti e documenti ufficiali mostra la regolarità con cui guasti catastrofici hanno coinvolto i sistemi elettrici di potenza interconnessi [1-4]. Negli ultimi anni sembra che frequenza e gravosità dei blackout siano accresciute, probabilmente a cause della confusa complessità degli scenari prodotti dalla ristrutturazione (*restructuring*) dell'industria elettrica. Al tempo stesso, i danni economici prodotti da tali eventi risultano essere d'accresciuta intensità poiché industrie e società di servizi dipendono sempre più dalla disponibilità di energia elettrica d'alta qualità.

Sebbene negli scenari moderni dell'industria elettrica generazione ed utilizzazione rivestano i ruoli più appariscenti e raccolgano il più degli investimenti, la trasmissione continua ad essere l'unico vero garante della realizzabilità di scambi energetici fisici e finanziari. La palese scarsità ed insufficienza degli investimenti nel settore trasmissione non è solo dovuta al drenaggio di investimenti a favore dei settori in cui gli interessi economici appaiono più immediati. Spesso, infatti, non è stato chiarito come debbano essere ripartiti, tra gli attori del mercato, gli oneri relativi al mantenimento e ristrutturazione del sistema. Inoltre, il potenziamento del sistema di trasmissione si confronta necessariamente con difficoltà derivanti da procedimenti autorizzativi e dalla difficile accettabilità pubblica dell'impatto ambientale ad esso dovuto [5].

Soluzioni sostenibili richiedono un attento bilanciamento tra generazione e trasmissione, profitto e rischio, ruolo delle istituzioni private e pubbliche, forze di mercato ed interesse pubblico. Una gestione coordinata degli interventi per la ristrutturazione ed il potenziamento dei sistemi elettrici, e l'impiego di nuove tecnologie, possono consentire di affrontare le nuove sfide, nei tempi dovuti, con vantaggio per tutti. Nel contesto statunitense si è raggiunta la consapevolezza che è necessario l'uso di tecnologie avanzate che possano essere efficacemente applicate ai sistemi energetici, non solo nel chiuso dei laboratori. Si è arrivati alla conclusione che per raggiungere questi risultati è opportuno risolvere i nodi istituzionali che spesso impediscono la comunicazione tra il mondo della tecnologia e della politica. A questo proposito, in [6], l'Electric Power Research Institute (EPRI) afferma con autorevolezza che, per superare la crisi dovuta alla transizione verso il mercato competitivo dell'energia elettrica, è necessario ridefinire le interazioni tra i ruoli critici costituiti dalla tecnologia e la politica, sia nella infrastruttura elettrica che nel mercato dell'energia

elettrica.

La vulnerabilità dell'infrastruttura elettrica, manifestandosi durante i blackout con effetti tangibili per ampi settori della società industrializzata, può essere intesa come «opportunità» per l'introduzione di tecnologie innovative e avanzate che permettano di incrementare il livello di sicurezza e la flessibilità del sistema. Benché chiaramente non sia possibile dotare i sistemi elettrici di totale invulnerabilità agli eventi catastrofici (blackout), negli ultimi anni, sono stati ideati sistemi di protezione in grado di ridurre il grado di vulnerabilità, ed incrementare sicurezza e flessibilità dell'infrastruttura elettrica. L'obiettivo principale di un sistema di controllo orientato alla protezione di infrastrutture critiche è quello di garantire un idoneo grado di invulnerabilità del sistema stesso nonché la sua sopravvivenza nel caso di eventi catastrofici.

La «catastroficità» di un evento è valutata secondo il numero di consumatori che sono coinvolti e secondo la durata dell'interruzione del servizio. Guasti catastrofici della rete di potenza non sono né nuovi né sono completamente evitabili. In passato, questi eventi si sono verificati per cause naturali (uragani, tornado, terremoti) o, a volte, sono stati provocati dall'intervento dell'uomo, per errore o dolo. Dalle recenti cronache italiane, è possibile farsi un'idea della potenziale catastroficità di un evento provocato dall'uomo. Il 31 marzo 2004, ignoti (da subito, si è potuto affermare che l'attentato è stato opera di mani esperte, non certamente di sprovveduti o dilettanti) hanno abbattuto, piazzando un ordigno esplosivo (la pista privilegiata sarebbe quella dell'ecoterrorismo), un traliccio elettrico dell'Enel presso Gordona (Sondrio), provocando un breve blackout nei paesi di Mese, Gordona e Samolaco [7].

Le possibili transizioni del sistema elettrico verso stati sempre più degradati che portano a fenomeni catastrofici richiede l'adozione di opportune contromisure. Attualmente, grazie a moderni sistemi di misura, monitoraggio, protezione e controllo del sistema, si prevede la possibilità di vincere alcune delle sfide tecnologiche relative alla gestione della infrastruttura elettrica: l'incremento della capacità di controllo dei flussi di potenza, la capacità di gestire il sistema in uno scenario operativo più incerto, garantire l'invulnerabilità fisica e cyber dell'infrastruttura. Le esigenze di sicurezza non devono sacrificare le possibilità di crescita economica legate al libero commercio dell'energia elettrica. Questa osservazione implica la necessità di realizzare un sistema di trasmissione più «flessibile» tale da potersi adattare alle condizioni di funzionamento dell'infrastruttura elettrica e, nel contempo, garantire maggiore affidabilità e sicurezza nei momenti in cui l'invulnerabilità è messa a repentaglio da minacce di natura diversa.

Un obiettivo di questo lavoro è dare descrizione delle architetture di controllo più avanzate, attualmente disponibili per la gestione della sicurezza dell'infrastruttura elettrica. Inoltre, si propone una architettura di controllo avanzata per l'implementazione di azioni di controllo *response-based*, basata sull'utilizzo di sistemi di misura WAMS (Wide Area Measurement Systems) e controllori UPFC (Unified Power Flow Controller). Risultati preliminari sulla realizzabilità e le performance dello schema di controllo proposto saranno ottenuti mediante simulazioni su una rappresentazione dettagliata del sistema elettrico italiano.

2. LA LEZIONE DEL BLACKOUT ITALIANO

Le cronache riportate sui quotidiani nazionali ed esteri sembrano fornire ricostruzioni dei fatti accaduti il 28 settembre 2003, variamente discordanti tra loro. Questo può essere in parte addebitato al fatto di voler fornire all'opinione pubblica notizie fresche di stampa, la cui attendibilità è limitata dal poco tempo avuto a disposizione da parte dei gestori delle reti di trasmissione dei paesi coinvolti, interpellati dalla stampa, per ricostruire l'accaduto. Pertanto, si ritiene opportuno riportare di seguito una disamina di alcuni degli atti pubblici compiuti da autorità, associazioni e organi aventi competenza a livello nazionale e sopranazionale. Alcuni di questi organi appartengono ai paesi europei direttamente coinvolti nella concatenazione di eventi che si sono verificati sulla rete di interconnessione Italia - Estero.

All'indomani del blackout italiano del 28 settembre 2003 sono state istituite commissioni d'indagine a vario livello, nonché avviate indagini da parte della magistratura. Il ministro italiano delle attività produttive Antonio Marzano ha ordinato l'avvio di una commissione d'indagine con il compito di studiare cause ed effetti dell'interruzione nella fornitura di energia elettrica in Italia, ponendo attenzione sulle tematiche relative all'equilibrio tra domanda e approvvigionamento interno, stato della rete di interconnessione estero e del servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Anche in Svizzera, l'altro paese direttamente coinvolto assieme all'Italia nei fatti del 28 settembre, ha avviato a vario titolo inchieste per fare chiarezza sull'accaduto. Il Dipartimento Svizzero dell'Ambiente, dei Trasporti, dell'Energia e delle Comunicazioni (DATEC) ha avviato un accertamento dei fatti finalizzato a far luce sulla successione degli eventi e le cause precise che hanno originato il blackout. Il 3 ottobre 2003, il DATEC ha affidato all'Ufficio Federale dell'Energia (UFE) svizzero il mandato di elaborare un rapporto (presentato il 25 novembre 2003) sul blackout italiano del 28 settembre 2003 [8].

A sua volta, l'Ufficio Federale dell'Energia ha affidato all'Ispettorato Federale degli Impianti a Corrente

Forte (IFICF), in quanto autorità di sorveglianza e di controllo degli impianti elettrici, il mandato di analizzare i fatti accaduti sul sistema elettrico in Svizzera elaborando un rapporto (presentato il 12 novembre 2003) sull'evento del 28 settembre 2003 (blackout elettrico in Italia e nelle regioni svizzere di confine) [9].

I compiti e le competenze dell'IFICF per quanto concerne la rete ad altissima tensione e il modo in cui essi vengono esercitati, sono stati oggetto di una perizia affidata dall'Ufficio Federale dell'Energia (UFE) svizzero allo studio legale Binder Rechtsanwälte. La perizia (presentata il 10 novembre 2003) "Vigilanza dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (IFICF) sugli esercenti di reti ad altissima tensione" ha lo scopo di accertare quali siano i compiti di vigilanza assegnati all'Ispettorato Federale degli Impianti a Corrente Forte (IFICF) nel settore della rete ad altissima tensione e come tale vigilanza sia stata svolta negli ultimi anni, sia in generale, che per quanto concerne la linea del Lucomagno e la linea di San Bernardino in particolare [10].

Con un comunicato stampa congiunto del 1 dicembre 2003 [11], l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) italiana e la Commission de Regulation de l'Énergie (CRE) francese dichiarano che contrariamente agli impegni assunti, l'amministrazione svizzera attraverso il proprio Ufficio Federale dell'Energia (UFE) non ha fornito alcun contribuito all'istruttoria conoscitiva promossa congiuntamente il 6 Ottobre 2003 [12].

Non avendo ricevuto dall'UFE alcuna delle informazioni stabilite secondo un questionario concordato all'inizio dell'istruttoria, utili alla ricostruzione dei fatti e delle cause del disservizio elettrico del 28 settembre 2003, le autorità di Italia e Francia hanno deciso di procedere nell'istruttoria senza la partecipazione dell'UFE, riservandosi di chiedere, se necessario, informazioni direttamente alle società elettriche svizzere. È la prima volta che due Regolatori europei, a cui le Direttive europee affidano la responsabilità della regolazione delle reti, svolgono una simile attività di collaborazione.

Gli eventi che hanno portato al blackout del 28 settembre 2003 sono stati esaminati a livello nazionale e internazionale. Ad oggi, sono stati allestiti tre rapporti di pubblico dominio:

1. il rapporto intermedio dell'UCTE (Union for the Coordination of Electricity Transmission), presentato il 27 ottobre 2003 [3];
2. il rapporto nazionale presentato dall'UFE il 25 novembre 2003 e realizzato su mandato del DATEC [8];
3. il rapporto inerente le conclusioni dell'indagine tecnica condotta dall'AEEG e dal CRE sulla prima fase degli eventi del 28 settembre 2003, presentato il 23 aprile 2004 [4].

L'UCTE è l'associazione degli operatori dei sistemi di trasmissione (TSOs – Transmission System Operators) a livello europeo. Membri UCTE sono le compagnie responsabili dell'interconnessione dei sistemi elettrici di Austria, Belgio, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Repubblica Federale di Yugoslavia, Francia, FRYOM (Former Yugoslav Republic of Macedonia), Germania, Grecia, Ungheria, Italia, Lussemburgo, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Repubblica Slovacca, Slovenia, Spagna e Svizzera. L'operatore del sistema di trasmissione della Danimarca è membro associato.

All'indomani del blackout italiano del 28 settembre 2003 (che è stato il maggior incidente che l'UCTE ha dovuto affrontare da quando è stato istituito nel 1951), i cinque paesi coinvolti (Austria, Francia, Italia, Slovenia e Svizzera) si sono riuniti in seno all'UCTE ed hanno deciso di istituire una Commissione d'Investigazione UCTE indipendente con il compito di fornire una spiegazione completa e trasparente del blackout alle autorità nazionali ed europee e alla comunità in generale.

Il rapporto intermedio fornisce una descrizione della sequenza cronologica degli eventi, seguita da un'analisi tecnica e dalle conclusioni della Commissione sulle cause principali dell'incidente.

Al di là dell'analisi della sequenza degli eventi, in cui chiunque può tentare di cimentarsi mettendo a confronto i dati presentati nel rapporto UCTE con quelli che è possibile ricavare da altri rapporti disponibili, è interessante analizzare il contesto in cui tali eventi si sono sviluppati.

Il mercato elettrico competitivo mette in difficoltà l'attuale sistema di trasmissione, sottoponendolo a condizioni preesistenti di stress, prodotte da flussi di energia variabili, incerti e indirizzati secondo le direttrici della maggiore convenienza economica, senza considerare il fatto che lo stesso sistema è stato progettato alcuni decenni fa con altri scopi e per flussi di potenza che, in generale, erano costanti e, comunque, diversi dagli attuali.

Alle ore 3:00 del 28 settembre il flusso di potenza effettivo Svizzera–Italia era di 3610 MW (542 MW in più rispetto al flusso programmato di 3068 MW), mentre il flusso di potenza effettivo Francia-Italia era di 2212 MW (438 MW in meno rispetto al flusso programmato di 2650 MW) [3].

Questi dati mettono in evidenza il noto problema dei flussi di energia indesiderati (*loop flow*) prodotti dall'inefficace allineamento tra flussi fisici e flussi finanziari dell'energia elettrica [13].

La funzione principale dei sistemi di interconnessione è di fornire un supporto per incrementare la sicurezza nel funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi (e quindi della fornitura del bene materiale

annesso) a costi ragionevoli. Con questo obiettivo sono stati costruiti i sistemi interconnessi negli ultimi 50 anni, assicurando tra sottosistemi nazionali una mutua assistenza che include la disponibilità di una capacità di riserva e l'uso delle risorse di energia mediante scambi tra sottosistemi nazionali.

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica ha prodotto l'incremento degli scambi di energia transfrontalieri (*cross-border*) non previsti tra gli obiettivi iniziali di progetto dei sistemi interconnessi. L'effetto prodotto consiste in una gestione da parte dei TSO con ristretti margini di sicurezza.

Quanto alle cause principali del blackout, il rapporto preparato dalla Commissione d'inchiesta che ha operato in seno all'UCTE ne individua quattro, con differente impatto e origine [3]:

1. Richiusura non riuscita della linea svizzera del Lucomagno
   impatto: decisivo
   origine: eccessiva differenza dell'angolo di fase dovuta ai flussi di potenza in gioco e alla topologia della rete;
2. Mancata percezione dell'urgenza rappresentata dal sovraccarico sulla linea San Bernardino e richiesta di contromisure inadeguate in Italia
   impatto: decisivo
   origine: fattore umano;
3. Instabilità di angolo e collasso della tensione in Italia
   impatto: non è la causa all'origine degli eventi ma è la causa del mancato successo del funzionamento in isola del sistema elettrico italiano dopo la sua disconnessione
   origine: generale tendenza verso un uso della rete vicina ai suoi limiti;
4. Manutenzione dei corridoi di passaggio delle linee
   impatto: possibile
   origine: pratica operativa.

Dall'analisi dei fatti accaduti e dalle indicazioni presentate dal rapporto UCTE, emerge chiaramente la necessità di un'evoluzione nella capacità di coordinamento e di gestione dei rapporti di comunicazione fra operatori delle reti elettriche, per assicurare una gestione in sicurezza del crescente volume di scambi internazionali derivante dalla progressiva liberalizzazione dei mercati elettrici.

È inoltre un dato di fatto, guardando la casistica dei più recenti blackout, che essi siano stati caratterizzati da danni sempre più gravosi con il passare del tempo nonostante l'evoluzione tecnologica del settore.

Pur non essendo stati le cause scatenanti degli eventi del 28 settembre 2003, l'instabilità d'angolo ed il collasso di tensione sono stati all'origine del mancato funzionamento in isola della rete elettrica italiana.

Una condizione necessaria per mantenere in servizio i sistemi di generazione, e poter passare con successo ad un funzionamento in isola, consiste nel mantenere i parametri di frequenza e tensione, al momento della separazione, prossimi ai valori nominali.

L'interazione dinamica tra la rete italiana e parte della rete UCTE, durante gli ultimi secondi prima della separazione, ha condotto ad un rapido collasso di tensione nella rete. La perdita della stabilità d'angolo ha avuto drammatiche conseguenze per il sistema elettrico di potenza. Questo genere di instabilità si accompagna spesso ad un rapido collasso della tensione e si diffonde in modo esteso su tutto il sistema elettrico. In queste condizioni, la gestione in emergenza della rete elettrica italiana è stata difficile, rendendo il blackout inevitabile.

3. EVOLUZIONE DELLE ARCHITETTURE DI CONTROLLO

3.1 Architetture per il controllo della stabilità dei sistemi

Il controllo della stabilità dei sistemi elettrici è effettuato principalmente mediante regolatori che operano con segnali che retroazionano generalmente variabili locali. Questo tipo di controllo è solitamente di tipo continuo (*smooth*). Nell'ambito del controllo in retroazione rientrano il controllo dell'eccitazione dei generatori (AVR e Power System Stabilizers), il controllo del governo delle macchine, il controllo per la compensazione del reattivo (Static Var System).

Una seconda classe di controllori comprende tutte le azioni di controllo, di tipo preventivo o correttivo. Solitamente questo tipo di controllo, discreto per natura, è operato con discontinuità. Se l'inserzione di capacitori in serie o in derivazione è un classico esempio di controllo discreto, in questa categoria possono essere anche classificate le azioni di controllo che prevedono l'alleggerimento dei valori di carico e generazione. Ad oggi, questo tipo di controllo è avviato manualmente, via SCADA (Supervisory Control

And Data Acquisition), da relè locali, o si basa sull'utilizzo di Remedial Action Schemes (RAS) anche detti Special Protection Schemes (SPS) [14, 15].

RAS e SPS sono sistemi speciali di protezione, installati sulle reti elettriche, che non richiedono intervento da parte dell'operatore [16]. Generalmente, dispositivi di questo tipo reagiscono automaticamente al verificarsi di un certo evento (*event-driven*).

In Figura 1, si è data una rappresentazione schematica di un generico approccio di tipo *event-driven*. Le azioni di controllo da applicare sono solitamente calcolate dagli operatori tramite studi *off-line* basati su simulazioni di eventi di guasto probabili (*event-based*). Le azioni di controllo sono implementate tramite opportuni attuatori o RAS, in seguito alla rilevazione diretta del guasto. Solitamente, questo tipo di schema di controllo è in grado di reagire ad un set finito e predeterminato di contingenze.

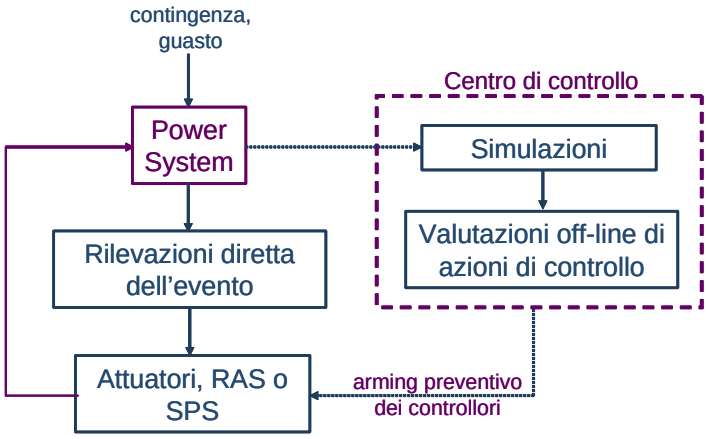

Figura 1. Rappresentazione schematica di una strategia di controllo *event-driven*

Un noto esempio di RAS, effettivamente installato ed in uso sulla rete di trasmissione nazionale italiana, è dato dal sistema di controllo in emergenza chiamato Elaboratore Distacchi Automatici (EDA). Il sistema EDA è stato progettato per attuare azioni di controllo correttivo, basate su procedure di *load-shedding*, qualora venga individuato un guasto su linee appartenenti ad alcune sezioni critiche. Le sezioni di controllo sono monitorate dal dispositivo tramite telesegnali relativi ad alcune grandezze di interesse. L'entità dell'intervento è precalcolata dagli operatori, valutando il minimo distacco necessario per evitare, in seguito al verificarsi di un certo evento, la separazione della rete e l'intervento del "piano di alleggerimento carichi" [17].

In definitiva, Remedial Action Schemes sono sistemi progettati per rilevare specifici disturbi sulle reti di trasmissione e rimediare ad essi calcolando un'opportuna azione di controllo. I RAS sono schemi di protezione strutturati in modo da rilevare uno o più condizioni di funzionamento del sistema elettrico già note come sintomatiche di un funzionamento stressato del sistema stesso (instabilità, sovraccarico, collasso di tensione), e successivamente mettere in atto, se necessario, azioni di rimedio programmate (apertura di una o più linee, eliminazione di alcuni generatori, distacco carico, isolamento diretto di elementi guasti) mediante simulazioni *off-line*.

La tecnologia odierna, relativa ai sistemi di monitoraggio, comunicazione e calcolo, potrebbe permettere di migliorare le prestazioni degli schemi di controllo RAS, incrementandone la flessibilità riguardo le condizioni operative del sistema. Spesso, l'*arming* preventivo dei RAS è indipendente dalle effettive condizioni operative, basandosi su calcoli *off-line* e rappresentazioni medie standardizzate del sistema elettrico. Analisi in tempo reale esteso, basate su ricostruzioni aggiornate dello stato del sistema, possono garantire, non solo un adeguamento delle modalità d'intervento degli schemi di controllo, ma anche la predisposizione di piani di difesa per fronteggiare l'insorgenza di fenomeni di instabilità transitoria.

3.2 Una architettura di controllo globale *response-based*

L'architettura di controllo, proposta in questo articolo per la gestione della sicurezza dei sistemi elettrici di potenza, può essere definita come un'architettura di controllo globale di tipo *response-based*.

Per controllo globale si intende essenzialmente un controllo di tipo centralizzato che consente di poter osservare fenomeni statici e dinamici, ad un livello sufficientemente esteso. Un controllo globale consente, inoltre, un utilizzo integrato e concertato di tutte le azioni di controllo attuabili sul sistema.

La scelta di un controllo centralizzato si basa sulla constatazione che gli eventi più catastrofici registrati

nella storia delle infrastrutture elettriche derivano da fenomeni dinamici (oscillazioni interarea, instabilità di tensione, instabilità transitoria, etc.) aventi la caratteristica di estendere la propria influenza su vaste aree geografiche (in alcuni casi su scala continentale, ad esempio il blackout USA del 10 agosto 1996 o il più recente blackout di New York del 14 agosto 2003). La fattibilità dell'implementazione di sistemi di controllo globale è assicurata dallo stadio tecnologicamente avanzato dei sistemi di comunicazione e calcolo, attualmente disponibili. Solo un controllo di tipo globale, che supervisioni il comportamento complessivo del sistema elettrico e che coordini l'intervento degli attuatori, distribuiti su tutta l'area geografica di interesse, può garantire buone probabilità di successo.

Questo tipo di architettura non sostituisce i sistemi di controllo locali attualmente presenti, ma si sovrappone ad essi, ponendosi su un livello gerarchico superiore. Essa, infatti, opera in maniera coordinata con il livello inferiore e ne ottimizza il funzionamento, variando, ad esempio, i *set-point* delle protezioni e dei sistemi di controllo locali. Questo sistema di controllo, posto su un ordine gerarchico superiore, assolve la classica funzione di ridondanza, richiesta all'architetture di controllo. Inoltre, consente di svolgere, sui livelli sottostanti, azioni che non siano di rimpiazzo bensì di sussidio, facendo fronte a fenomeni che, manifestandosi su scala geografica più ampia, non verrebbero riconosciuti e valutati correttamente dai regolatori che operano localmente o su porzioni del sistema elettrico limitate.

Infine, un'architettura di controllo di tipo *response-based* rappresenta un'evoluzione degli schemi di controllo *event-based* descritti nel precedente paragrafo. Attualmente, grazie allo sviluppo di tecnologie avanzate, relative ai sistemi di calcolo, alle reti di comunicazione ed agli equipaggiamenti per misure, sembra possibile ottenere ed elaborare informazioni aggiornate sullo stato del sistema in tempo reale. I sistemi WAMS, ad esempio, possono fornire delle «foto istantanee» del sistema, mediante concentramento di misure locali sincronizzate [18].

La disponibilità di dati, aggiornati in tempo reale, sullo stato del sistema può rendere possibile l'evoluzione delle architetture di controllo *event-based* in architetture di controllo globale e centralizzato di tipo *response-based*, ovvero il passaggio da una strategia di controllo che possa solo prevedere i possibili stati della rete (*event-based*) ad una strategia che possa reagire agli stati effettivi del sistema (*response-based*).

In Figura 2, si rappresenta schematicamente un approccio alla sicurezza del sistema di tipo *response-based*. Questo schema è concepito per reagire tramite azioni di controllo calcolate ed implementate *on-line*, al rilevamento di violazioni dei vincoli di sicurezza statici e dinamici. L'identificazione di stati perturbati, che mettano a rischio l'integrità del sistema, deriva dalla ricostruzione delle traiettorie di tutto il sistema, realizzata nel centro di controllo mediante l'utilizzo dei dati provenienti dalle rilevazioni dirette dei sistemi di misura.

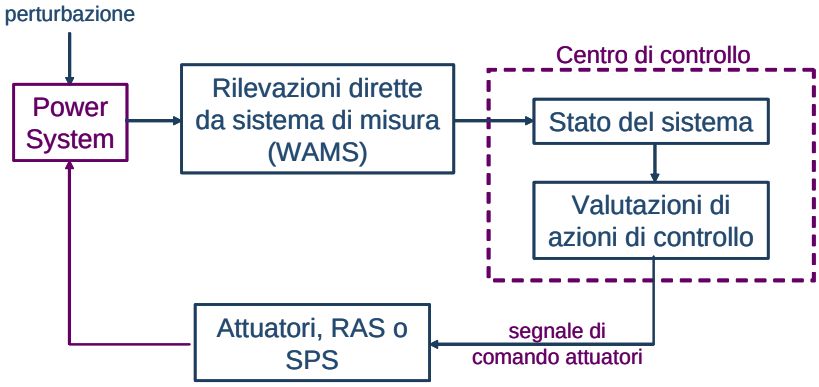

Figura 2. Rappresentazione schematica di una strategia di controllo *response-based*

Il vantaggio di un siffatto sistema di controllo è quello di ovviare ai ritardi e ad una non perfetta sincronizzazione delle azioni manuali locali. Inoltre, un sistema di controllo che possa rilevare stati degenerativi della rete e reagire automaticamente ad essi, garantisce il rinforzo dei piani di difesa, permettendo di far fronte con efficacia a contingenze multiple o eventi non presi in considerazione dal criterio di sicurezza N-1.

3.3 Wide Area Measurement Systems (WAMS)

Il Wide Area Measurement System (WAMS) costituisce uno stadio particolarmente avanzato verso l'obiettivo del controllo globale del sistema elettrico. Sistemi WAMS sono attualmente impiegati per la

misura di grandezze elettriche su larghe porzioni di rete, e l'invio dei dati acquisiti a centri di controllo per la stima dello stato. Alcuni sistemi WAMS sono già operativi in Europa (Heviz-Ungheria, Uchtelfangen-Germania). Il dibattito in seno all'UCTE, relativo alla necessità di installazione di ulteriori sistemi WAMS, è tuttora aperto [3].

La tecnologia emergente dei Phasor Measurement Unit (PMU) può essere impiegata nei sistemi WAMS per migliorare il monitoraggio, il controllo e la protezione dei sistemi elettrici di potenza [19]. Il PMU rappresenta l'evoluzione del relè distanziometrico a componente simmetrica, impiegato nei sistemi di protezione delle linee di trasmissione ad alta tensione, e basa il suo principio di funzionamento sulla conversione di un segnale analogico in digitale.

Con l'ausilio di algoritmi di osservabilità, è possibile collocare i PMU in alcuni punti della rete per ottenere misure in tempo reale dei fasori di tensione e corrente. Per acquisire informazioni coerenti, provenienti da postazioni di misura sparse in punti remoti del sistema, è necessario che il campionamento del segnale analogico (tensione e/o corrente) avvenga in maniera sincronizzata su tutti i PMU. A tale scopo può essere utilizzato un segnale di sincronizzazione globale del tipo GPS (Global Positioning System) [20].

Le misure sincronizzate provenienti dai PMU possono essere raccolte ed elaborate, per produrre un quadro coerente dello stato della rete. Permettono, inoltre, di calcolare agevolmente frequenza e flussi di potenza attiva e reattiva.

Una distribuzione opportuna dei PMU permette un efficace monitoraggio delle prestazione dinamiche dei sistemi elettrici. Il sistema WAMS è stato riconosciuto particolarmente utile non solo per il monitoraggio del sistema elettrico in tempo reale, ma anche per registrare con precisione eventi che interessano il sistema, permettendo di effettuare una successiva ricostruzione dell'accaduto.

4. CASO STUDIO

L'architettura di controllo, proposta in questo lavoro, adotta con vantaggio la tecnologia WAMS per il monitoraggio del sistema elettrico in tempo reale. Le misure locali sono affidate ad un sistema distribuito di trasduttori PMU. Per l'attuazione di azioni di controllo *response-based*, l'architettura prevede l'utilizzo di dispositivi FACTS che, oltre a garantire tempi di risposta molto veloci, permettono di operare azioni di controllo di tipo *cost-free* [21-23]. In ogni caso, l'approccio è sufficientemente generale per poter prevedere l'utilizzo di altri dispositivi FACTS o schemi di *load/generation tripping*.

I dispositivi PMU sono distribuiti sul sistema elettrico e collocati in punti strategici del sistema stesso (sottostazioni, punti di generazione o importanti interconnessioni). La strategia per la collocazione ottimale dei PMU è basata su criteri di economicità ed osservabilità che consentono di valutare il minimo numero di PMU necessari a garantire, al minimo costo, una rappresentazione fedele dello stato del sistema.

I dati acquisiti tramite PMU devono essere trasferiti ad un concentratore di dati ed in seguito al Centro di Controllo. A quest'ultimo è affidata l'elaborazione dei dati: grazie al sistema di sincronizzazione delle misure, queste consentono una buona ricostruzione dello stato del sistema. In tempo reale, il centro di controllo è in grado di ricostruire le traiettorie del sistema elettrico. Esso attuerà azioni di controllo qualora vengano rilevate condizioni operative o dinamiche sintomatiche di eventi perturbativi che mettono in pericolo l'integrità della rete. Le azioni di controllo, di tipo *response-based*, permettono di correggere le traiettorie del sistema dopo che la contingenza si è verificata (controllo correttivo).

L'implementazione delle azioni di controllo avviene tramite l'invio di opportuni segnali di comando agli attuatori (UPFC).

Le tecnologie adottate per l'invio di dati e segnali possono essere di tipo *wire* (linee telefoniche, fibre ottiche, linee elettriche) o *wireless* (satelliti). Una descrizione delle possibili strutture per i sistemi di comunicazione è fornita in [24], insieme con una valutazione dei ritardi ad esse associati. I ritardi associati ai tempi di trasmissione dei segnali sono fortemente dipendenti dalla tecnologia adottata, ma in genere compresi nel *range* 100-700 ms.

Nel caso in studio è stato adottato un approccio di *sensitivity*, derivato da metodologie di ottimizzazione dinamica descritte in [22, 25]. Queste metodologie permettono la valutazione di azioni correttive capaci di governare fenomeni transitori innescati da grandi perturbazioni, e riportare il sistema elettrico in una regione di funzionamento sicura.

L'approccio proposto prevede l'acquisizione delle traiettorie del sistema, in realtà simulate, in una finestra temporale. Eventuali azioni di controllo sono calcolate ed applicate con un ritardo di tempo δ, nella finestra temporale successiva. L'approccio è reiterato fino a coprire una finestra temporale complessiva di 5 secondi successivi all'evento di guasto simulato. Il ritardo di tempo δ è dato dalla somma dei tempi necessari per l'acquisizione dei dati, il calcolo della azione di controllo e la trasmissione dei segnali di attuazione dal Centro di Controllo agli attuatori.

Le simulazioni sono state eseguite adoperando una rappresentazione della rete elettrica italiana caratterizzata da 598 sbarre, 586 linee, 234 trasformatori e 162 generatori. Per la prova, si è ipotizzata l'installazione di due UPFC (400 MVA) in corrispondenza delle linee a 380 kV Villanova-Larino e Valmontone-Presenzano, appartenenti alla sezione critica che divide Italia Centrale ed Italia Meridionale (v. Figura 3). I parametri caratteristici delle due macchine sono stati elencati in [22].

Per le simulazioni si è adoperata una *workstation* Alpha XP1000, 667 MHz, 256 MB RAM.

Per il caso base si è assunta una condizione operativa di rete, caratterizzata da una domanda di carico pari al suo picco giornaliero. I risultati numerici ottenuti sono riportati per un caso instabile aggravato dalle seguenti condizioni:

- incremento di carico uniformemente distribuito del 3.9 %;
- un guasto trifase sulla sbarra di Aurelia, eliminato in 0.2s tramite distacco della linea Aurelia-Roma (Italia centrale).

In assenza di controllo centralizzato, il guasto sulla linea Aurelia-Roma produce effetti negativi su tutta la rete. In particolare la sbarra di generazione presso la stazione di S. Filippo del Mela (Sicilia) mostra un comportamento instabile. L'effetto finale indesiderato è la separazione della Sicilia dal resto della Rete di Trasmissione Italiana.

In presenza di controllo centralizzato, il sistema può rimanere stabile. Le simulazioni sono state condotte considerando diversi valori del ritardo δ. Questo è stato gradualmente incrementato fino ad un valore limite di 0.3s, oltre il quale, relativamente al caso studiato, non è stato più possibile garantire la stabilità transitoria del sistema. Tuttavia, un ritardo di 0.3s è già compatibile con le tecnologie di comunicazione e calcolo attualmente disponibili.

Figura 3. Porzione della rete italiana.

In Figura 4 è riportato l'andamento della tensione alla sbarra S. Filippo del Mela sia nel caso instabile (controllo locale) sia nel caso stabile (controllo centralizzato con ritardo δ=0.1s). L'andamento nel tempo dei segnali di riferimento di tensione, potenza attiva e reattiva, per il controllo locale degli UPFC, è riportato nelle Figure 5-7, per il solo UPFC 1. La variazione dei segnali di riferimento è comandata dallo schema di controllo centralizzato.

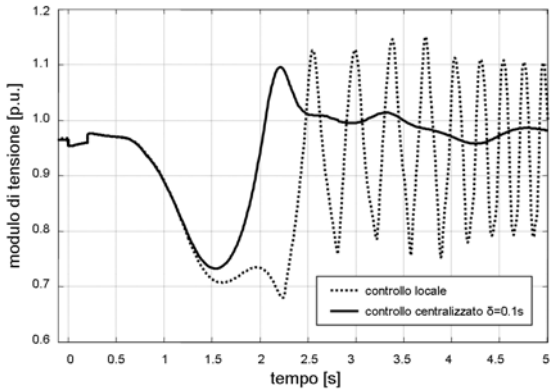

Figura 4. Modulo di tensione alla sbarra di San Filippo del Mela (Sicilia)

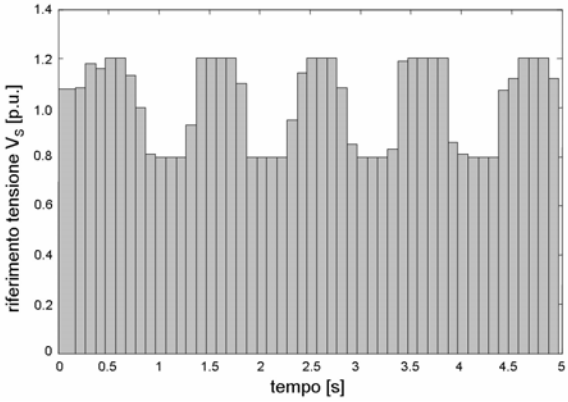

Figura 5. Segnale di riferimento di tensione per UPFC 1

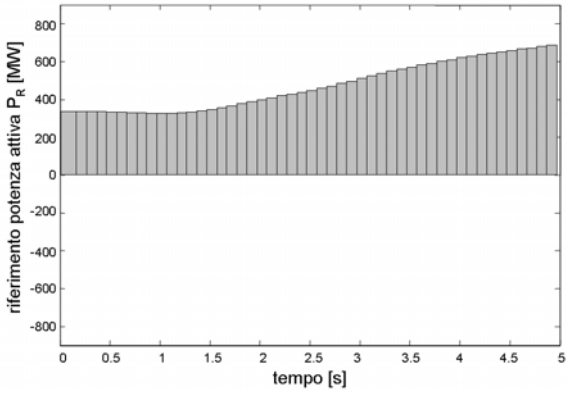

Figura 6. Segnale di riferimento di potenza attiva in linea per UPFC 1

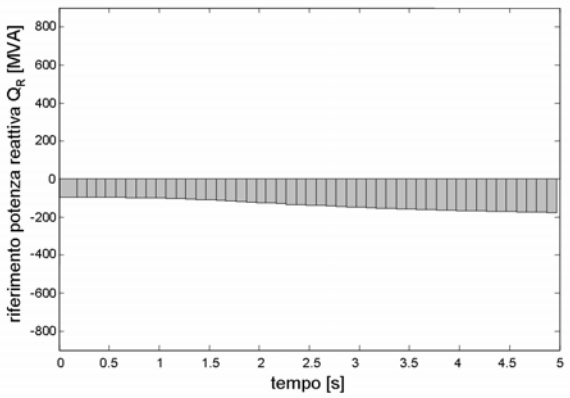

Figura 7. Segnale di riferimento di potenza reattiva in linea per UPFC 1

5. CONCLUSIONI

Nel lavoro si è data descrizione delle architetture più avanzate per il controllo della sicurezza dei sistemi elettrici. Tali architetture, la cui tecnologia è già ampiamente disponibile, potrebbero garantire la gestione in sicurezza dei transitori ed il rinforzo dei piani di difesa, sovrapponendosi su un livello gerarchico superiore ai sistemi di controllo locale già operativi sui sistemi elettrici di potenza. Il raggiungimento di questi obiettivi appare ancor più auspicabile alla luce degli eventi catastrofici dell'estate 2003.

In seguito, si è proposto una architettura di controllo globale, centralizzata, di tipo *response-based* e basata sull'adozione di tecnologie avanzate per i sistemi di misura (WAMS e PMU) e i controllori statici (UPFC). Simulazioni condotte su una rappresentazione dettagliata della rete di trasmissione nazionale italiana hanno consentito di raggiungere dei risultati preliminari sulla realizzabilità dello schema di controllo proposto, relativamente alla stima del ritardo massimo per l'applicazione delle azioni di controllo correttivo *real-time*. Tale ritardo appare compatibile con le tecnologie di comunicazione e calcolo attualmente disponibili.

6. BIBLIOGRAFIA

[1] U.S. - Canada Power System Outage Task Force, Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations, *Rapporto finale*, (2004), disponibile su http://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf .

[2] Elkraft system, Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003 Final report on the course of events, *Rappoto finale*, (2003), disponibile su http://www.elkraftsystem.dk/Elkraft/UK/Publications.nsf .

[3] UCTE Investigation Committee, Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, *Rapporto intermedio*, (2003), disponibile su http://www.ucte.org .

[4] Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), Commission de Regulation de l'energie (CRE), Report on the events of september 28th, 2003 culminating in the separation of the Italian power System from the other UCTE networks, *Rapporto - Allegato A - delibera AEEG n. 61/04*, disponibile su http://www.autorita.energia.it .

[5] Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, *Documento GRTN*, (2003), disponibile su http://www.grtn.it .

[6] EPRI, The Western States Power Crisis: Imperative and Opportunities, *White Paper*, giugno 2001, disponibile su http://www.epri.com/corporate/discover_epri/news/HotTopics/WesternPwrCrisis.pdf.

[7] Cronaca RAI (Radio Televisione Italiana), Bomba ad un traliccio in Valchiavenna. I carabinieri: non sono sprovveduti, sospetti sugli ecoterroristi, *RAInews24*, 31 marzo 2004 disponibile su http://www.rainews24.it .

[8] R. Bacher, U. Näf, M. Renggli, W. Bühlmann, H. G. Nussbaumen, Rapporto sul blackout italiano del 28 settembre 2003 Novembre 2003, *Rapporto Ufficio federale dell'energia UFE* , (2003) disponibile su http://www.energie-schweiz.ch .

[9] M. Chatelain, Rapporto dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (IFICF) sull'evento del 28 settembre 2003 (blackout elettrico in Italia e nelle regioni svizzere di confine), *Rapporto dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (IFICF)*, (2003) disponibile su http://www.energie-schweiz.ch .

[10] M. Merker, A. Rey, Vigilanza dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (IFICF) sugli esercenti di reti ad altissima tensione, *Perizia studio legale Binder Rechtsanwälte*, (2003) disponibile su http://www.energie-schweiz.ch .

[11] Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), Commission de Regulation de l'energie (CRE), L'istruttoria conoscitiva sul blackout del 28 settembre prosegue anche senza l'apporto dell'Ufficio federale dell'energia svizzero, *Comunicato stampa congiunto*, Milano-Parigi (01/12/2003), disponibile su http://www.autorita.energia.it .

[12] Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), Commission de Regulation de l'energie (CRE), Blackout: le Autorità di regolazione di Italia e Francia insieme all'Ufficio Federale dell'Energia svizzero hanno deciso di aprire un'inchiesta con riferimento ai fatti verificatisi il 28 settembre 2003, *Comunicato stampa congiunto*, Roma (06/10/2003), disponibile su http://www.autorita.energia.it .

[13] Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW) of Aachen University of Technology (RWTH Aachen), Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion, *Final Report* Aachen, (2001) disponibile su http://www.iaew.rwth-aachen.de/publikationen/index_de.htm .

[14] C. W. Taylor, The Future in On-Line Security Assessment and Wide-Area Stability Control, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 1, pp. 78–83 (2000).

[15] C. W. Taylor, Response-Based Feedforward Wide-Area Control, *Position paper for NSF/DOE/EPRI Sponsored Workshop on Future Research Directions for Complex Interactive Electric Networks*, (2000) disponibile su www.transmission.bpa.gov/orgs/opi/Power_Stability/NSFwideareacontrol.pdf.

[16] NERC – North America Electric Reliability Council, Glossary of Terms, disponibile su http://www.nerc.com/glossary/glossary-body.html .

[17] GRTN, Piani di difesa del sistema elettrico, *Documento Tecnico GRTN*, N° INSTX.1006 Rev.00, (2000) disponibile su www.grtn.it/biblioteca/documenti/522_05PIANIDIFESA.PDF .

[18] J.S. Thorp, A.G. Phadke, Protecting power systems in the post-restructuring era, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12 , pp.33–37 (1999).

[19] G. T. Heydt, C. C. Liu, A. G. Phadke, V. Vital, Solutions for the Crisis in Electric Power Supply, *IEEE Computer Applications in Power*, pp. 22-30 (2001).

[20] A. G. Phadke, Synchronized phasor measurements in power systems, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 6, N. 3, pp.10-15 (1994).

[21] H. Glavitsch, F. Alvarado, Management of Multiple Congested Conditions in Unbundled Operation of a Power System, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 1013-1019 (1998).

[22] S. Bruno, E. De Tuglie, M. La Scala, P. Scarpellini, Dynamic Security Corrective Control by UPFC, *IEEE-Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 490-97 (2001).

[23] S. Bruno, M. La Scala, Unified Power Flow Controllers for Security Constrained Transmission Management, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No.1, pp. 418-426 (2004).

[24] B. Naduvathuparambil, M.C. Valenti, A. Feliachi, Communication delays in wide area measurement systems, *Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 118-1221 (2002).

[25] M. La Scala, M. Trovato, C. Antonelli. On-line dynamic preventive control: an algorithm for transient security dispatch, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, N. 2, pp. 601-610 (1998).