

NUOVE STRATEGIE DI RIACCENSIONE DI UN SISTEMA ELETTRICO PER MINIMIZZARE L'IMPATTO SOCIALE DI UN BLACK-OUT

S. Barsali*, M. Marracci*, F. Mazzoldi*, R. Salvati°, M. Sforna°, R. Zaottini°

*Università di Pisa, Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione, via Diotallevi, 2, 56122 PISA

°Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A, Viale Maressciallo Pilsudski, 92, 00197 ROMA
barsali@dsea.unipi.it

SOMMARIO

L'alimentazione elettrica ha ormai assunto un'importanza fondamentale per la società moderna ed interruzioni prolungate possono avere un elevato impatto sociale.

A fronte di estesi disservizi, l'attuale piano di riaccensione del sistema elettrico italiano prevede l'impiego di un numero relativamente contenuto di centrali dotate di capacità di ripartenza autonoma per la rialimentazione degli impianti non in grado di riavviarsi. Nella presente memoria viene valutata la possibilità di sfruttare un maggior numero di risorse per consentire una rapida ripresa del servizio e finalizzata alla minimizzazione del disservizio verso il carico più sensibile.

INTRODUZIONE

I sistemi elettrici per l'energia hanno un livello di affidabilità molto elevato come conseguenza dell'elevato grado di interconnessione e dell'accurata gestione di componenti ed impianti in termini di controllo, esercizio, manutenzione e pianificazione. Ne è prova l'alto livello di continuità dell'alimentazione assicurata alla quasi totalità degli utenti, livello difficilmente raggiungibile da qualunque altro servizio, specie quando si pensi che l'energia elettrica assorbita in un dato istante dai carichi deve essere prodotta nello stesso istante nelle centrali. Conseguenza di questo è l'altrettanto elevato grado di affidamento dei clienti sulla disponibilità dell'alimentazione elettrica che è divenuta ad oggi un elemento essenziale per il funzionamento della società, non solo in termini economici ma anche di sicurezza e qualità della vita. Tuttavia esiste sempre una certa probabilità che, in conseguenza ad alcuni eventi non prevedibili un certo numero di gruppi di produzione si distacchi dalla rete ed ampie zone rimangano disalimentate.

Gli impianti di produzione dell'energia elettrica, in particolare gli impianti termoelettrici e nucleotermoelettrici, hanno assunto taglie per singola unità di produzione che possono superare i 1000MW, come compromesso tra economie di scala (sia sui costi che sui rendimenti) e l'affidabilità di un sistema che vede localizzata la propria generazione in "pochi" impianti di grande taglia. Ne consegue infatti che in reti non molto interconnesse la perdita di un gruppo di elevata potenza ed il suo avviamento potrebbero risultare elementi critici. Gli impianti di produzione infatti non sono in grado di avviarsi in maniera autonoma; essi hanno sempre bisogno di una sorgente di energia che consenta di alimentare i servizi ausiliari essenziali all'avviamento in sicurezza dell'impianto. Per gli impianti di taglia superiore può risultare necessaria una potenza di alcune decine di MW. Le dimensioni dei componenti degli impianti sono poi tali da coinvolgere volumi di energia enormi immagazzinati nelle inerzie termiche delle masse e dei fluidi di processo, inerzie che richiedono tempi elevati per essere "ricaricate". L'avviamento da freddo di una centrale termoelettrica può richiedere oltre 24 ore e la sua presa di carico deve spesso essere eseguita con una gradualità possibile solo in presenza di una rete di adeguata potenza con più impianti interconnessi.

Normalmente tale potenza di avviamento ed i conseguenti volumi energetici sono prelevati dalla rete di trasmissione, rispetto alla quale i servizi ausiliari degli impianti costituiscono un carico trascurabile. In questo senso, il sistema elettrico stesso confida nella sua propria elevata affidabilità, prevedendo sistemi di riavviamento autonomi solo per pochi impianti con ridotte esigenze in fase di riavviamento e mettendo a punto dettagliati Piani di Riaccensione che definiscono procedure, metodi e tempi per una rapida ed efficiente ripresa del servizio a seguito di un black-out.

In assenza della rete infatti, non viene solo a mancare l'energia agli utilizzatori finali, ma anche allo stesso processo di produzione dell'energia che vede mancare la sorgente dalla quale prelevare potenza ed energia per l'avviamento dei propri impianti.

I recenti episodi di estesi black out manifestatisi a livello mondiale hanno evidenziato ancora di più l'essenzialità dell'alimentazione elettrica, ma anche la necessità di adeguare gli strumenti di controllo di cui dispone il gestore della rete in conseguenza della mutata struttura del mercato dell'energia elettrica.

Se si eccettua il problema delle micro-interruzioni, il disservizio all'utenza assume infatti un peso crescente in funzione della durata con entità che dipende dalla tipologia di utenza disalimentata. Diviene

quindi essenziale impostare una procedura di ripristino del sistema elettrico che cerchi di minimizzare i tempi della rialimentazione delle utenze, stabilendo al contempo anche una priorità tra le utenze stesse [1, 2, 3, 4].

PIANI DI RIACCENSIONE

Tutti i sistemi elettrici sono comunque sottoposti al rischio di dover far fronte ad un black-out che coinvolga aree più o meno estese del sistema stesso. Pertanto i gestori si sono dotati dei così detti Piani di Riaccensione che definiscono le procedure che devono essere attuate per consentire il ripristino del servizio nel “minor tempo possibile”. In dipendenza della struttura dei sistemi elettrici, della tipologia di centrali di produzione presenti e della dislocazione dei carichi ogni sistema necessita di una analisi specifica e della definizione di procedure che si adattino al singolo caso in esame. Tuttavia i piani di riaccensione sono normalmente riconducibili a tre classi fondamentali:

- piani di riaccensione basati su dorsali o direttrici di riaccensione
- piani di riaccensione basati sulla formazione di isole elettriche.
- piani di riaccensione che sfruttano l’elevato livello di interconnessione del singolo sistema con quelli confinanti.

Strategie di riaccensione impiegate nei sistemi esteri

La tecnica di riaccensione per dorsali prevede come prioritaria la rimessa in tensione dell’ossatura del sistema di trasmissione, utilizzando le fonti di generazione disponibili nel sistema stesso e dei carichi zavorra strettamente indispensabili per la rialimentazione delle direttrici stesse, per poi riconnettere gradualmente tutto il resto del carico al sistema e completare la magliatura; l’idea di fondo è quella di attivare innanzitutto alcune direttrici di riaccensione che collegano le black-start unit ai maggiori impianti termoelettrici, connettendo quote di carico strettamente funzionali alla stabilizzazione di queste prime isole. In generale il piano di riaccensione prevede poi, come obiettivo primario, la risincronizzazione del maggior numero possibile di direttrici per rimagliare lo scheletro di rete prima di riattivare la maggior parte del carico-utente.

La tecnica di riaccensione per isole elettriche prevede invece la rialimentazione graduale dei carichi intorno alle unità di black-start, od alle unità di produzione che sono rimaste in funzionamento stabile alimentando solo i servizi ausiliari, in modo da creare porzioni di rete indipendenti. Queste porzioni di rete sono sottosistemi sufficientemente stabili, con un adeguato grado di bilanciamento tra carico e produzione, in grado di autoregolarsi per la stabilizzazione della tensione e della frequenza. Successivamente alla creazione di alcune isole si procede alla loro sincronizzazione.

Infine, la tecnica di riaccensione basata sull’impiego dell’interconnessione si avvale del fatto che i sistemi elettrici moderni sono fortemente interconnessi con quelli adiacenti. Tuttavia, la previsione di utilizzo dell’interconnessione come “fonte primaria” per la riaccensione del sistema elettrico spento, in primo luogo necessita di una qualche forma di coordinamento, sia durante le fasi di pianificazione della gestione dell’emergenza che durante l’attuazione delle fasi operative, con il gestore del paese confinante; in secondo luogo non consente di contemplare la condizione più gravosa relativa ad un black-out generalizzato che coinvolga anche una parte o l’intero sistema adiacente.

Stato attuale del piano di riaccensione italiano

L’attuale piano di riaccensione del sistema elettrico italiano [5, 6] deve essere inquadrato in un contesto caratterizzato da una gestione unitaria operata da un’azienda in grado di disporre della quasi totalità dei mezzi di produzione, trasmissione e distribuzione dell’energia. Esso fa in particolare affidamento sul massiccio e geograficamente ben distribuito parco idroelettrico italiano e si basa essenzialmente sull’utilizzo di gruppi idroelettrici capaci di avviarsi rapidamente anche in assenza di tensione sulla rete. Esso prevede, in tempi dell’ordine di 20-30 minuti dal riconoscimento del black-out, la realizzazione e l’energizzazione di direttrici di collegamento fra i gruppi di prima riaccensione e gruppi termoelettrici di grande potenza rimasti in isola sui propri ausiliari o andati “in blocco” ma ancora “caldi” e pronti ad essere riavviati. In tal modo, costituita una serie di porzioni di rete funzionanti ed isolate con centrali idroelettriche e termoelettriche, si procede al collegamento fra di esse, fino alla rimagliatura dell’intero sistema.

La maggior parte delle dorsali sono localizzate nel nord Italia dove sono presenti i più grandi impianti idroelettrici, mentre solo poche sono situate lungo la penisola dato il numero contenuto di impianti idroelettrici di taglia sufficiente ad essere impiegati come unità di prima riaccensione. Per alcune direttrici si fa affidamento alla disponibilità di alimentazione da rete estera o, come nel caso della Sicilia, dalla rete peninsulare. La realizzazione di tali direttrici è considerata come prioritaria, e, solo dopo la loro costituzione,

le operazioni di ripresa del servizio procedono con la realizzazione delle direttrici secondarie finalizzate alla rialimentazione di aree di carico lontane dalle centrali riavviate che fanno parte delle direttrici primarie.

La scelta di questa logica di riaccensione per dorsali è motivata da specifiche considerazioni tecniche innanzitutto relative alla disponibilità di molti impianti idroelettrici per la riaccensione ed in secondo luogo per la struttura esistente del sistema di trasmissione; tali logiche sono state solo in parte rivisitate per tener conto dei mutamenti intercorsi nel tempo in relazione ai dispositivi di comunicazione, ma risultano immutate per quanto concerne le strategie di massima e le filosofie generali.

In pratica possono essere individuate quattro fasi principali nella procedura di riaccensione del sistema elettrico italiano e precisamente:

- 1) riconoscimento del black out e della sua estensione;
- 2) predisposizione delle direttrici di riaccensione;
- 3) interconnessione fra le varie direttrici con graduale ripristino della magliatura della rete AAT;
- 4) messa in servizio dei restanti gruppi generatori e rialimentazione graduale dell'utenza con rimagliatura della rete AT.

Poco è previsto nel piano di riaccensione per quanto concerne la possibilità di sfruttare eventuali centrali rimaste in isola sui propri servizi ausiliari o eventuali porzioni di rete che siano sopravvissute alla perturbazione costituendo isole più o meno estese alimentate da una o più centrali. L'utilizzo di tali opportunità durante la fase di riaccensione è lasciata all'iniziativa dei dispacciatori che controllano il sistema elettrico in tempo reale.

POSSIBILI INTERVENTI MIGLIORATIVI SUL PIANO DI RIACCENSIONE

Le trasformazioni in atto nel mercato dell'energia elettrica stanno avendo come primo effetto un incremento del numero degli operatori che interagiscono con la rete di trasmissione. In questo contesto, non esiste più una gestione unitaria e centrale degli impianti, quanto piuttosto un insieme di accordi e contratti commerciali che, insieme alle norme definite dal Regolatore vanno a definire le modalità con cui ciascun operatore agisce. In aggiunta, l'evoluzione della tecnologia per la realizzazione di impianti di produzione ha consentito ad operatori, spesso non elettrici, di realizzare, in tempi relativamente contenuti, impianti a ciclo combinato con elevata efficienza. Il panorama impiantistico ha visto pertanto, e lo vedrà ancora di più nel prossimo futuro, il comparire di un notevole numero di gruppi turbogas associati a sistemi a ciclo combinato o a gruppi di cogenerazione e la realizzazione di un sempre maggior numero di impianti di produzione associati a processi industriali. Risulta quindi essenziale una rianalisi del problema della riaccensione tenendo in conto questi nuovi elementi sia tecnici che gestionali.

Le funzioni svolte dai componenti del sistema elettrico che giocano un ruolo fondamentale nelle fasi di ripresa del servizio sono:

- la fornitura di potenza di prima riaccensione (impianti di black-start e impianti in servizio sui propri ausiliari dopo load-rejection)
- la realizzazione dei collegamenti tra le risorse di prima riaccensione e il carico da alimentare (sia esso carico di utenza o servizi ausiliari dei gruppi non dotati di capacità di riavviamento autonomo).
- il mantenimento del bilanciamento tra la potenza generata e la potenza assorbita su ciascuna delle isole in fase di costituzione.

A seconda dei criteri e delle risorse impiegate per svolgere ciascuna funzione si potrà ottenere un livello di maggiore o minore efficacia nell'attuazione delle procedure di ripristino con differenti livelli di impatto sociale di un black out. In particolare, per ciascuna delle funzioni considerate, sono individuati alcuni interventi che consentono di rendere disponibili un maggior numero di risorse con investimenti relativamente contenuti e cioè:

- dotare i gruppi turbogas, presenti in impianti in ciclo semplice, in ciclo combinato o in impianti ripotenziati, e gruppi geotermoelettrici di capacità di riavviamento autonomo,
- aumentare la probabilità di successo della manovra di load rejection dei gruppi termoelettrici per ottenere il funzionamento stabile dell'impianto con l'alimentazione dei soli servizi ausiliari,
- dotare i terminali dei collegamenti in corrente continua (HVDC) di sistemi atti a consentirne l'utilizzo come sorgenti di rialimentazione di una rete spenta,
- impiegare alcuni impianti dotati di capacità di avviamento autonomo e/o impianti rimasti in isola sugli ausiliari per alimentare isole di carico realizzate sulle reti locali (130-150 kV) senza ricorrere necessariamente alla realizzazione di lunghe direttrici di riaccensione,
- aumentare e migliorare la partecipazione del carico ad assicurare il bilanciamento della rete durante le fasi di ripristino.

FORNITURA DI POTENZA DI PRIMA RIACCENSIONE

La riaccensione di un sistema elettrico si attua a partire da un certo numero di risorse che rendono disponibile potenza ed energia per alimentare la rete sin dai primi istanti della procedura di riaccensione. Le principali risorse sono quelle interne al sistema costituite dalle centrali di black start, ovvero centrali capaci di avviarsi anche in assenza di alimentazione esterna, e dalle centrali così dette in load rejection, che sono cioè rimaste a funzionare in isola sui propri servizi ausiliari a seguito del disturbo che ha provocato il collasso del sistema, e sorgenti esterne al sistema stesso quali linee di interconnessione con i sistemi esteri. Tralasciando per il momento gli interventi mirati ad aumentare la probabilità che le centrali effettuino con successo la manovra di load rejection, nella mappa di Figura 1 è evidenziata la localizzazione delle risorse che, con interventi ritenuti non eccessivamente onerosi, possono rendere disponibile potenza ed energia per la prima riaccensione del sistema dopo un black out.

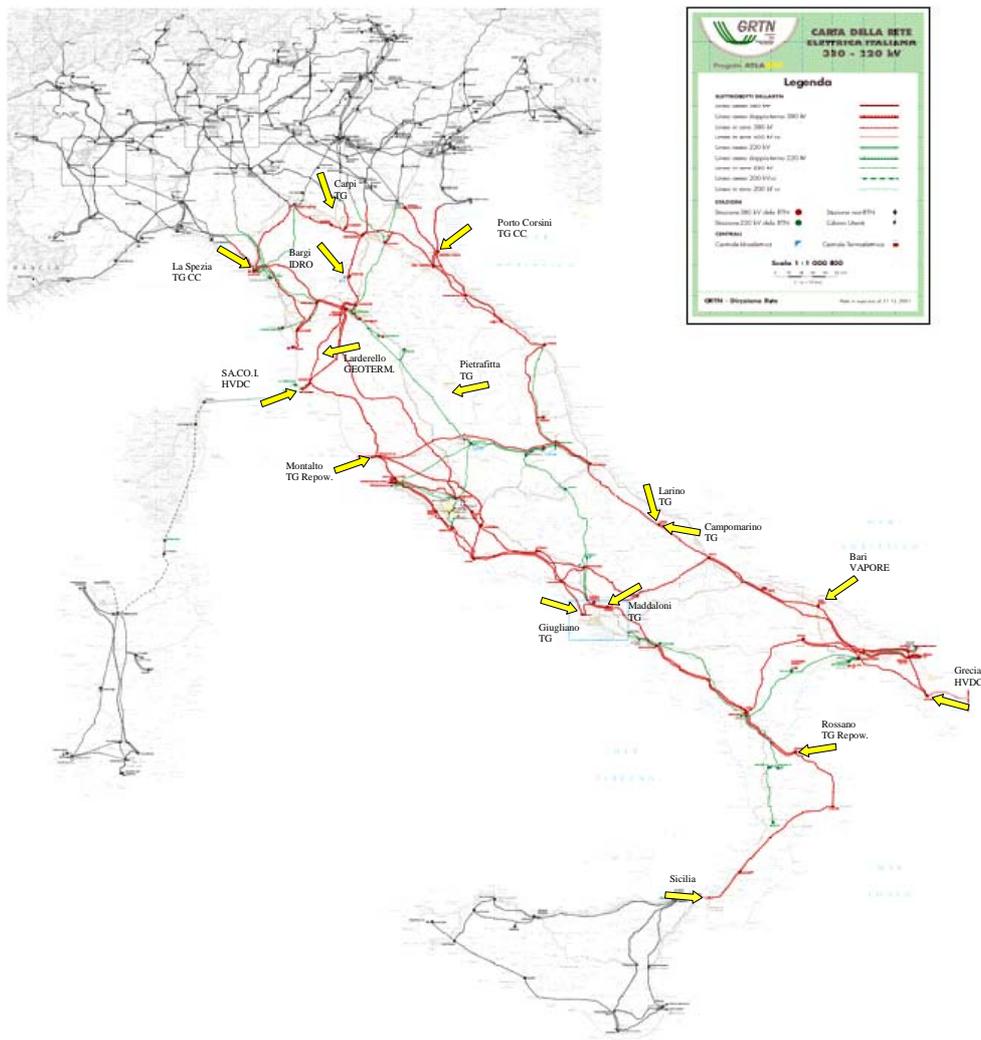


Figura 1 Dislocazione sul territorio della penisola di ulteriori risorse di generazione adeguabili per essere disponibili per la prima riaccensione del sistema

In essa si fa in particolare riferimento agli impianti dislocati lungo la parte peninsulare del Paese, dove cioè è maggiormente sentita la carenza di un numero adeguato di direttrici di riaccensione come diretta conseguenza del ridotto numero di impianti idroelettrici e dell'assenza dell'interconnessione con l'estero. L'unica interconnessione con la Grecia non è infatti in grado di alimentare una rete spenta.

Le risorse individuate sono essenzialmente costituite da centrali dotate di unità turbogas (di potenza intorno a 100MW ciascuna) che richiedono potenza piuttosto contenuta per l'avviamento e necessaria all'alimentazione dell'avviatore della turbina, dell'eccitatrice, delle pompe di lubrificazione; in alcuni casi è già presente un motore di lancio diesel coassiale alla turbina per cui è sufficiente una potenza elettrica ancora inferiore.

Altre risorse sono costituite dai gruppi da 60MW delle centrali geotermoelettriche che presentano un elevato livello di disponibilità annua e notevole semplicità impiantistica e nei quali l'elemento più critico come impegno di potenza tra i sistemi ausiliari necessari per il riavviamento autonomo è la pompa di estrazione condensato che assorbe circa 1MW di potenza.

Infine altri elementi che potrebbero costituire un'importante risorsa, in quanto localizzati in aree particolarmente critiche della rete sono i terminali dei collegamenti in corrente continua.

Adeguamento degli impianti di produzione

Per quanto riguarda la possibilità di aumentare le sorgenti interne al sistema e capaci di fornire potenza di prima riaccensione, in linea teorica sarebbe possibile dotare qualsivoglia impianto di capacità di avviamento autonomo; tuttavia, nella maggior parte dei casi, gli interventi necessari sarebbero improponibili per le potenze in gioco necessarie e per i conseguenti costi. Esistono tuttavia una serie di interventi che, da una prima analisi, comportano adeguamenti di impianto di entità ragionevole. Essi riguardano prevalentemente alcuni *gruppi turbogas* in ciclo semplice, in ciclo combinato o facenti parte di impianti ripotenziati che possono essere resi disponibili come gruppi di prima riaccensione con interventi che comportano fondamentalmente l'installazione di gruppi di alimentazione (elettrodiesel o motori a gas) di potenza contenuta, ed alcuni *impianti geotermoelettrici* che sono caratterizzati da elevata affidabilità e da una semplicità impiantistica (assenza della caldaia) che consente tempi di risposta molto brevi e senza problemi di rampa. Naturalmente in ogni caso vanno revisionate le procedure di avviamento e le protezioni, con le relative logiche di automazione [7, 8].

È inoltre opportuno perseguire il fine di aumentare la probabilità di successo delle manovre di load rejection dei gruppi termoelettrici essenzialmente mediante interventi di adeguamento delle logiche e delle procedure specie per quanto riguarda l'effettiva partecipazione delle unità alla successiva riaccensione della rete. Spesso infatti i vincoli di presa di carico delle unità potrebbero essere gestiti in maniera più flessibile rispetto a quanto fatto attualmente, consentendo ai gruppi di rendere disponibile potenza in rete in maniera indipendente dalla realizzazione delle direttrici di riaccensione [9, 10].

Sono pertanto individuabili due tipologie di intervento fondamentali:

- l'installazione di sorgenti di alimentazione autonoma degli ausiliari
- la revisione di alcune logiche e procedure seguite durante il riavviamento.

Installazione di sorgenti di alimentazione autonome

Ogni impianto di produzione necessita di una potenza ben definita per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari all'avviamento. L'intervento di adeguamento per svolgere il servizio di black start risulta economicamente proponibile quando richiede l'installazione di gruppi di alimentazione autonoma di potenza contenuta rispetto alla potenza dell'impianto e pertanto sono da ritenersi utili interventi che comportino l'installazione di gruppi elettro-diesel di potenza entro i 2-3 MW per impianti che rendono disponibile una potenza intorno ai 100 MW. Ciò è possibile essenzialmente per tutte le unità turbogas e per i gruppi geotermoelettrici. È da tenere presente poi che ogni centrale è costituita da più unità e che l'installazione di un solo gruppo diesel (con eventuale riserva) consente di rendere rapidamente disponibile una potenza di svariate centinaia di megawatt (si pensi ad esempio alla centrale di Montalto di Castro in cui sono presenti ben otto gruppi turbogas da 125MW ciascuno).

L'eventuale possibilità di prevedere l'alimentazione a gas anziché a gasolio dei gruppi di generazione autonomi consente poi una maggiore affidabilità svincolando il massimo tempo per il quale il gruppo di emergenza può alimentare i servizi ausiliari dalla capacità di stoccaggio del serbatoio di carburante. Ciò è valido ovviamente fintanto che la rete del gas sia in grado di garantire la fornitura anche in assenza di alimentazione elettrica delle stazioni di compressione.

Interventi sulle procedure, protezioni e logiche di automazione

Analizzando le logiche di gestione e controllo degli impianti di produzione è da notare che ogni impianto ha le sue caratteristiche specifiche; tuttavia in linea di massima si possono citare alcuni adeguamenti e verifiche che sono necessari negli impianti termoelettrici.

- Per ciò che attiene la capacità di effettuare la riaccensione autonoma di una unità di produzione dotata di gruppi turbogas (impianti a repowering, a ciclo combinati e TG in ciclo semplice) e gruppi geotermoelettrici sono da adeguare le logiche di trasferimento sotto l'alimentazione da gruppo elettro diesel delle utenze necessarie all'avviamento (l'avviatore statico della turbina dove previsto, il viradore di turbina, l'eccitatrice statica e gli ausiliari strettamente necessari, come il sistema di lubrificazione cuscinetti e il sistema di tenuta idrogeno, se l'alternatore è raffreddato ad idrogeno) e quelle di esclusione di tutte le altre utenze, oltre alla rimozione di eventuali vincoli che impediscano la richiusura

dell'interruttore di macchina su una rete passiva.

- Per ciò che attiene la manovra di load-rejection e in genere il funzionamento in rete isolata di una unità termoelettrica devono essere considerate:
 - le sequenze di riaccensione dei bruciatori di avviamento e le logiche di controllo della fiamma: devono essere ripulite da eventuali indisponibilità di segnali dal campo che richiedono interventi diretti degli operatori sul posto, poiché in queste condizioni di funzionamento condizionerebbero la rapidità di rialimentazione dei carichi, la durata del fuoriservizio e spesso il successo o meno del tentativo di riaccensione di rete;
 - la regolazione di velocità di turbina: deve essere tarata e resa pronta e stabile, documentandone il comportamento sia con prove di ampie riduzioni del carico che con prove di riattacchi a gradino in rete isolata (caratteristiche che nel normale funzionamento in rete interconnessa non vengono sollecitate);
 - la regolazione di pressione di caldaia, che può venire sollecitata da improvvise variazioni di potenza a gradino di ampiezza e rapidità superiori a quelle del normale esercizio a basso carico.

Impiego di terminali HVDC

Tra le risorse esterne ad un sistema elettrico figurano tutte le linee di interconnessione con i sistemi confinanti le quali definiscono appunto i confini stessi del sistema elettrico. Tra di esse sono presenti tutte le linee di interconnessione in corrente alternata ed i sistemi in corrente continua (HVDC). Questi ultimi, in special modo, attuano un disaccoppiamento tra i due sistemi che interconnettono evitando tra l'altro che le perturbazioni di frequenza che possono aver portato al collasso in un sistema si propaghino anche al sistema adiacente. È così altamente probabile che la rete connessa all'altro terminale del collegamento HVDC rimanga in funzionamento stabile anche a seguito del disservizio.

Nel sistema elettrico italiano sono presenti due collegamenti HVDC, situati in posizione strategica, di cui uno di recente costruzione. Il primo collega la Sardegna alla penisola italiana attraverso la Corsica [11, 12], il secondo la Grecia all'Italia. In entrambi i casi, per un collasso della rete italiana, sia la rete sarda che quella greca risentono solo minimamente del disservizio e con altissima probabilità sono immediatamente pronte a fornire potenza di prima riaccensione. Il collegamento con la Sardegna potrebbe rialimentare, oltre ad una porzione di rete locale, i servizi ausiliari delle centrali di Piombino (termoelettrica a vapore tradizionale) e/o di Rosignano (ciclo combinato con cogenerazione), permettendo il loro riavviamento in tempi brevi; l'altro potrebbe essere analogamente utilizzato, oltre che per la rialimentazione della rete, anche per il riavviamento di una grande centrale termoelettrica quale quella di Brindisi sud. In entrambi i casi i sistemi possono svolgere anche la funzione opposta di soccorso alle reti sarda e greca.

Quale che sia l'utilizzo il sistema HVDC dovrà fornire la potenza richiesta dai carichi, sostenendo al tempo stesso le variazioni di carico ed effettuando la regolazione della frequenza sulla rete rialimentata.

Le maggiori difficoltà sono legate alle seguenti problematiche insite nel funzionamento stesso dei sistemi di trasmissione HVDC realizzati solitamente con sistemi di conversione a commutazione naturale [13]:

- la necessità di potenza reattiva per il funzionamento dei convertitori;
- la necessità di un sistema di tensioni alternate sinusoidali necessarie dal lato AC dell'inverter a commutazione naturale per poter funzionare;
- la realizzazione di un sistema di controllo della potenza erogata dal terminale per garantire l'equilibrio tra potenza assorbita dai carichi collegati alla rete rialimentata e potenza trasmessa dal collegamento;
- la necessità di un adeguato livello di cortocircuito sul terminale lato inverter per consentire la corretta commutazione delle valvole (si pone qui in evidenza il fatto che le attuali protezioni installate sul collegamento con la Grecia prevedono la fermata del collegamento quando la potenza di corto circuito scenda al di sotto dei 3.6 GVA).

Una possibile soluzione per consentire il funzionamento in riavviamento del sistema HVDC consiste nel dotare la stazione ricevente di un compensatore sincrono, qualora esso non sia presente, trascinato da un motore alimentato da una fonte autonoma sicura (ad esempio un gruppo elettro Diesel), e in grado di fornire, nella fase di *restoration*, il necessario riferimento di tensione alla sbarra dell'inverter, la potenza reattiva richiesta dal convertitore e l'adeguato livello di corto circuito. Una volta avviato il collegamento HVDC la frequenza misurata al compensatore sincrono deve essere utilizzata per realizzare il controllo della corrente del collegamento agendo sull'angolo di commutazione dell'inverter stesso. Una variazione della velocità di rotazione (frequenza) del compensatore sincrono è infatti indice di uno squilibrio di potenza nel sistema; in altri termini la misura della variazione della frequenza della rete lato inverter permette di effettuare una regolazione puntuale della corrente sul collegamento HVDC stesso [14, 15].

È da sottolineare inoltre che un dispositivo di compensazione della potenza reattiva installato presso le stazioni di conversione consente al gestore della rete di trasmissione di svolgere anche altre funzioni durante

il normale funzionamento della rete, consentendo così una efficace regolazione della tensione e compensazione della potenza reattiva con conseguenti benefici sul normale esercizio della rete.

ALIMENTAZIONE DI ISOLE DI CARICO

Nell'ambito dei possibili interventi legati alla gestione della rete, soluzioni migliorative possono essere individuate anche in un differente indirizzamento della potenza resa disponibile dalle risorse di prima riaccensione e dagli impianti comunque disponibili per energizzare la rete. Pertanto esse possono essere impiegate, piuttosto che per realizzare nuove direttrici di riaccensione o come riserva a direttrici esistenti, per alimentare isole di carico reperibile nelle aree poste in vicinanza all'impianto. Ciò in particolar modo in relazione alla possibilità di impiegare le reti AT a 132 e 150 kV per la formazione di isole di carico. Tali isole possono essere realizzate in prossimità delle aree urbane più critiche (Milano, Roma, Napoli, Firenze) dove, nell'ottica di perseguire l'obiettivo di una minimizzazione del danno socio economico della disalimentazione, risulta prioritaria la rialimentazione del carico.

Tale logica di riaccensione potrebbe essere resa ancora più affidabile qualora fosse consentito ai gruppi rimasti in configurazione stabile sui propri ausiliari a seguito di black-out di energizzare porzioni di rete spente in prossimità degli impianti stessi, senza richiedere la realizzazione di lunghe direttrici di riaccensione [10]. Per estendere la possibilità di successo della manovra di rigetto di carico e conseguentemente del mantenimento degli ausiliari (manovra attivata dalla sola apertura dell'interruttore di macchina lato AT), sia in termini di impianti coinvolti che di probabilità di successo, è tuttavia necessario coordinare opportunamente le protezioni di minima frequenza per evitare il blocco dei gruppi in occasione di funzionamenti in condizioni di bassa frequenza come quelle precedenti un black out.

La strategia di riaccensione che prevede la ricostruzione dell'ossatura del sistema di trasmissione a 380-220 kV prima di passare all'alimentazione vera e propria del carico, può comportare anche tempi piuttosto lunghi per la rialimentazione dei carichi non strettamente necessari alle esigenze della riaccensione stessa (denominati carichi prioritari o zavorra) [16]. Inoltre, impianti che a seguito di un disservizio di rete hanno effettuato con successo la manovra di load rejection rischiano di non poter essere utilizzati nelle prime fasi di riaccensione perché non è possibile ricollegarli alla rete 380-220 kV, con conseguenti allungamenti dei tempi e aumento dei costi.

Il numero di impianti termoelettrici con possibilità di collegamento diretto alla rete a 132-150 kV o collegati con brevi linee a 380 kV e 220 kV a stazioni dove è poi possibile alimentare le locali reti a 60-132-150 kV è piuttosto elevato. Di questi, una buona parte è predisposta ad effettuare con alta probabilità di successo la manovra di load rejection risultando così utilizzabili già dalle prime fasi della riaccensione.

Anche i gruppi idonei alla prima riaccensione della rete possono essere utilizzati per alimentare isole di carico, anziché per realizzare delle direttrici di riaccensione. In questo caso, trattandosi di impianti senza particolari problemi di rampa di presa di carico, non richiedono particolari attenzioni, né revisione di logiche e di procedure da seguire durante la riaccensione della rete.

Va tenuto infine presente che molte delle unità già idonee e/o adeguabili per rendere disponibile potenza per la prima riaccensione sono di taglia relativamente piccola e spesso collegate direttamente alla rete a 132-150 kV piuttosto che alle reti a 220 e 380 kV. Utilizzare tali unità per cominciare a formare isole di carico piuttosto che per ricostruire l'intera struttura del sistema può semplificare la procedura eliminando o riducendo i problemi dovuti a:

- necessità di energizzare lunghe direttrici a vuoto con problemi di sovratensioni a frequenza industriale,
- necessità di energizzare grossi autotrasformatori per portarsi su livelli di tensione più elevati,
- limitata capacità di sottoeccitazione dei generatori per assorbire il reattivo prodotto da una rete scarica,
- difficoltà a coordinare impianti dislocati a notevole distanza l'uno dall'altro.

Possibile revisione delle procedure nell'area toscana

L'attuale piano di riaccensione prevede che, per l'area toscana, venga effettuato il riavviamento della centrale termoelettrica di Piombino a partire dalla centrale idroelettrica di Bargi posta sull'Appennino lungo la direttrice che collega le stazioni di Martignone e Calenzano. Tale centrale è costituita da due gruppi di pompaggio da 150 MW ed è posta a circa 200 km dalla centrale di Piombino [6].

La procedura prevede le seguenti fasi:

- Avviamento dei servizi ausiliari della centrale di Bargi per mezzo della centrale di Suviana o, in alternativa, della centrale di Santa Maria.
- Avviamento della centrale di Bargi.
- Contemporaneamente vengono avviate le procedure per la predisposizione della direttrice di collegamento con la centrale di Piombino.

Sulla base di dati sperimentali il tempo necessario al completamento di tutte le operazioni suddette è dell'ordine di 90-120 minuti, dopodiché si può procedere ad avviare il gruppo termoelettrico e a ripristinare la rete secondo le fasi seguenti:

- Alimentazione dei servizi ausiliari della centrale di Piombino
- Avviamento della centrale di Piombino e parallelo con la centrale di Bargi
- Presa di carico fino al minimo tecnico (circa 100 MW) della centrale di Piombino sfruttando la capacità di regolazione del gruppo idroelettrico

Dalla stazione di Poggio a Caiano è prevista poi l'energizzazione delle linee a 220 kV verso Santa Barbara.

Una seconda direttrice di riaccensione, dalle centrali idroelettriche di Torrite, Pian della Rocca e Vinchiana, connesse alla rete a 132 kV, provvede all'avviamento della centrale di Livorno.

Rispetto alle possibilità sfruttate dall'attuale piano di riaccensione va precisato che nell'area toscana sono disponibili altre risorse di cui si citano le più importanti:

- collegamenti diretti della centrale di Bargi con la rete a 132 kV [17],
- numerose centrali idroelettriche di piccola taglia disseminate lungo l'appennino e collegate anch'esse al 132 kV,
- impianti di autoproduttori con una consistente erogazione verso la rete a 132 kV (EniPower di Livorno) [18],
- impianti di cogenerazione che normalmente erogano sul 380 kV ma che dispongono di collegamenti diretti sul 132 kV in prossimità di una vasta area industriale (Rosen),
- impianti termoelettrici con trasformatore a tre avvolgimenti che ne consentono il collegamento diretto al 132 kV (centrale di Livorno),
- gruppi geotermoelettrici di semplice concezione ed elevata affidabilità collegati sulla rete a 132 kV [7].

Alcune di queste risorse sono dotate o sono dotabili di capacità di autoavviamento, mentre altre hanno elevata probabilità di rimanere in isola sui propri servizi ausiliari a seguito della manovra di load rejection.

Sfruttare la capillarità della rete a 132 kV consente di renderli immediatamente utilizzabili anche in relazione alla situazione contingente che potrebbe rendere disponibili (per successo del load rejection) impianti inutilizzabili nelle direttrici principali.

Deve tuttavia essere sottolineato che l'attuazione di queste procedure, che prevedano il controllo in parallelo di più aree o più isole che coinvolgono centrali, porzioni di rete di trasmissione e distribuzione e utenze, richiede un particolare sforzo di coordinamento. È necessario quindi che vengano definite le competenze dei vari operatori nelle varie fasi e che si identifichi il responsabile del comando del sistema quando venga ad essere definito lo stato di emergenza per il sistema. Inoltre, dato il numero elevato di sistemi e componenti coinvolti, è indispensabile lo sviluppo di sistemi di guida operatore che consentano agli operatori dei centri di controllo di impartire i comandi necessari ad attuare le procedure per superare il disservizio con il minor impatto possibile sull'utenza [19].

PARTECIPAZIONE DEL CARICO ALLA RIACCENSIONE

Durante le fasi di riaccensione di un sistema elettrico, si vengono a creare isole alimentate da uno o più impianti dove, rispetto all'interezza del sistema elettrico, risulta ridotta la capacità di mantenimento del bilanciamento tra generazione e carico. Le principali ragioni di tali difficoltà sono:

- il minor livello di aggregazione del carico con conseguenti maggiori fluttuazioni percentuali,
- l'incertezza del comportamento del carico rialimentato dopo un periodo più o meno lungo di disalimentazione,
- la ridotta capacità di regolazione degli impianti di produzione spesso soggetti a più o meno stringenti vincoli di rampa di presa di carico,
- l'impossibilità di attuare azioni di controllo sul carico che non siano del tipo ON/OFF.

Fino ad oggi, nelle fasi di riaccensione, il carico è controllato dalle cabine primarie e sono rialimentate porzioni di rete di distribuzione a cui è collegato un carico di alcune decine di MW. In caso di insufficienza di generazione rispetto al carico, l'unica possibilità è quella di non rialimentare il carico o di distaccare nuovamente il carico rialimentato.

In condizioni di riavviamento la potenza disponibile per alimentare un importante centro urbano o industriale può essere inferiore al carico normale dell'area ma essere tuttavia sufficiente ad alimentare i carichi essenziali a ridurre drasticamente l'impatto sociale del black-out nell'area. Purtroppo fino ad ora l'unica soluzione adottabile è quella di rialimentare a rotazione porzioni della rete fino a che la potenza di generazione disponibile non raggiunga livelli adeguati.

Attualmente sta invece maturando la possibilità di gestire il bilanciamento tra potenza generata e potenza

richiesta dal carico sfruttando proficuamente non solo gli opportuni sistemi di regolazione degli impianti di produzione coinvolti ma anche nuove possibilità rese disponibili attraverso i nuovi sistemi di telemisura e telecontrollo del carico.

Risulta fondamentale evidenziare che l'azione descritta si basa sull'impiego dell'attuale struttura di rete senza necessità di introdurre sistemi di frazionamento del carico o di telecontrollo degli interruttori delle cabine secondarie. Il sistema proposto, che utilizza i sistemi di telemisura dell'energia ormai installati presso la quasi totalità delle utenze [20], è concepito secondo lo schema di Figura 2, e l'attuazione di eventuali segnali inviati in rete è effettuata a livello locale dal sistema di misura e controllo installato presso l'utenza.

Sono prevedibili due tipologie di intervento a seconda del livello di controllo del carico attuato presso ciascuna utenza e cioè:

- un'azione di limitazione della potenza disponibile inviata con segnale in broadcasting a tutte le utenze di un'area
- un'azione di gestione del carico attuato presso le utenze dove il sistema di misura si interfaccia con un sistema di controllo degli interruttori dei quadri di utenza.

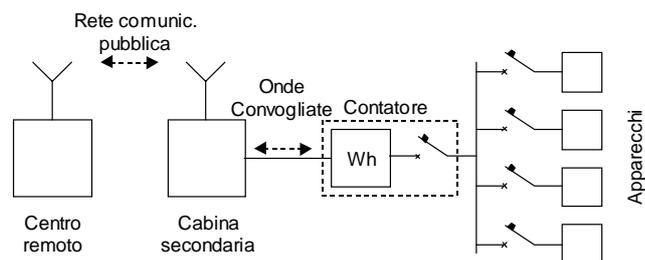


Figura 2. Architettura di un possibile sistema di telemisura e telecontrollo delle utenze che potrebbe essere utilizzato in fase di riaccensione per la limitazione temporanea della potenza assorbita.

Limitazione della potenza disponibile alle utenze

La criticità delle fasi di riaccensione in molti casi è dovuta al prolungarsi della disalimentazione delle utenze a causa della ridotta potenza resa via via disponibile dagli impianti in fase di riaccensione. Ciò in quanto le utenze già rialimentate non hanno nessun segnale che incentivi una riduzione del prelievo ai soli servizi essenziali lasciando più potenza disponibile per la alimentazione di altre aree. L'invio di un segnale al sistema di misura che modifichi la potenza disponibile ad un valore più contenuto può consentire un più rapido ripristino del servizio in termini di numero di utenze rialimentate anche se con disponibilità ridotta. Per le utenze domestiche, ad esempio è ipotizzabile la modifica da 3 a 1 kW che consente comunque il funzionamento degli apparecchi essenziali (frigoriferi, illuminazione essenziale, circolatori di impianti di riscaldamento, ecc.). Nel caso in cui non esista nessun sistema di gestione interna all'utenza e l'utente non rilevi l'avviso di ridotta disponibilità, l'eventuale inserzione di carichi oltre la soglia provoca lo scatto dell'interruttore. Al suo riarmo l'utente potrà leggere un messaggio sul display che comunica la ridotta disponibilità e conseguentemente invita a intraprendere le necessarie misure.

Qualora esista un sistema di gestione del carico, alla modifica del segnale di potenza disponibile corrisponderà la ridefinizione delle utenze da lasciare in funzione e di quelle da distaccare.

Gestione del carico

Il sistema è predisposto per potersi interfacciare direttamente con il quadro elettrico di utente; in tal modo risulta possibile effettuare una selezione interna dei carichi in modo da dare una priorità alla loro alimentazione. In tal modo all'atto della rialimentazione dell'utenza può essere inviato un segnale che consenta l'alimentazione solo delle utenze connesse a valle dell'interruttore dei servizi ritenuti essenziali e solo quando la disponibilità di potenza sulla rete è sufficiente anche l'alimentazione degli altri. Con un sistema così concepito non risulta necessario l'intervento manuale dell'utente in quanto non si ha una riduzione della taratura del dispositivo generale ma solo una disabilitazione di parte delle utenze.

Nell'insieme questo tipo di interventi consente una notevole riduzione dell'impatto sociale del black out in quanto mira a rendere disponibile al più presto alla rete l'energia con il maggior valore sociale.

CONCLUSIONI

L'articolo evidenzia che sono disponibili nuove risorse sia impiantistiche che relative a sistemi di controllo e comunicazione che possono essere sfruttate proficuamente per ridurre l'impatto di un esteso disservizio in termini di disagio sociale. Gli interventi individuati costituiscono una base di partenza per poter conseguire questa finalità.

Essi consentono infatti da un lato di rendere disponibile maggior potenza per la prima riaccensione del sistema, sfruttando l'aumentato numero di impianti che possono essere resi avviabili autonomamente con interventi contenuti, e dall'altro di attuare procedure di riaccensione che consentono di rialimentare prioritariamente le aree più importanti e di gestire con elevata flessibilità la potenza resa via via disponibile.

Resta tuttavia fondamentale che siano perfezionati gli strumenti gestionali che consentano agli operatori, ed in particolare al gestore del sistema, di poter effettivamente ed efficacemente utilizzare le risorse disponibili.

BIBLIOGRAFIA

- [1] M.Adibi, P.Clelland, L.Fink, H.Happ, R.Kafka, J.Raine, D.Scheurer, F.Trefny, "Power system restoration – a task force report", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 2 N°2, May 1997
- [2] Chen-Ching Liu, Kan-Lee Liou, Ron F.Chu, Arne T.Holen, "Generation capability dispatch for bulk power system restoration: a knowledge-based approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 8 N°1, February 1993
- [3] CIGRÉ Working group 34.08, "Isolation and restoration policies against system collapse". *CIGRÉ brochure*, April 2002
- [4] CIGRÉ Working group 39.01, "The Needs and Environment of Control Centre Operators during Power System Restoration". *CIGRÉ brochure*, August 2002
- [5] A. Serrani, S. Vascellari, F. Della Rosa, "La riaccensione del sistema ENEL a seguito di disservizi" *L'Energia Elettrica* volume 74 N.1 Gennaio-Febbraio 1997 pp 21-28
- [6] GRTN: Guida tecnica "Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale. Volume generale" doc. DRRTX03001 rev. 00
- [7] Gruppo di lavoro: ENEL S.p.A. DPT e Università di Pisa DSEA, "Uso di gruppi geotermoelettrici e turbogas dotati di dispositivi statici con accumulo nella riaccensione del sistema elettrico ENEL" *L'Energia Elettrica* volume 74 N.1 Gennaio-Febbraio 1997 pp 38-46
- [8] C. Raffaelli, R. Bonaccorso, S. Sartoni: "Problematiche relative all'adeguamento degli impianti termoelettrici di produzione per fornire il servizio di reenergizzazione della rete" *Giornata di studio AEI su "Il Ripristino del sistema elettrico in regime di liberalizzazione della produzione"*, Pisa, 29 maggio 1997
- [9] E. Amendola, M. Giovannini, R. Lena, F. Mazzoldi, C. Raffaelli, A. Possenti, "Miglioramento del contributo delle unità termoelettriche della rete primaria ed alla continuità del servizio" *Rendiconti A.E.I.* 1980
- [10] G. Fusco, D. Venturini, F. Mazzoldi, A. Possenti, "Thermal units contribution to the electric power system restoration after a black-out" *CIGRÉ International Conference on Large High Voltage Electric Systems* 1982 1-9 September
- [11] A.Giorgi, A.Inesi, F.Mazzoldi, U.Simoncini, "Considerazioni sulla trasformazione in funzionamento triterminale del collegamento in corrente continua ad alta tensione Sardegna-Corsica-Continente italiano (SA.CO.I.) *Rendiconti AEI* 1986.
- [12] J.P.Taisne, F.Mazzoldi, "Interconnexion des reseaux de la Sardaigne, de la Corse et de l'Italie continentale par une liaison multiterminale a courant continu" *Report EDF* 1984
- [13] J. Arrillaga, "High voltage direct current transmission" *Peter Peregrinus Ltd.* London 1983 ISBN: 0906048974
- [14] J.O'Reilly, A.R.Wood, C.M.Osuskas, "Frequency Domain Based Control Design for an HVdc Converter Connected to a Weak AC Network" *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 18, NO. 3, July 2003
- [15] IEEE Std 1204-1997, "IEEE guide for planning DC links terminating at AC locations having low short-circuit capacities", IEEE Standards Board, June 1997

- [16] E. Bonini Cima, G. Costa, P. Cuccia, B. Delfino, G. Battista Denegri, M. Invernizzi, R. Marconato, P. Scalpellini, “Prove e simulazioni di riaccensione di centrali termoelettriche mediante gruppi idroelettrici” *L’Energia Elettrica* volume 74 N.1 Gennaio-Febbraio 1997 pp 29-37
- [17] S. Penati, “Concezione degli impianti di pompaggio e loro evoluzione” *L’Energia Elettrica* N.6 1980 pp 286/B118-324/B156
- [18] S.Barsali, R.Giglioli, P.Pelacchi, G.Silingardi, “Gruppi di cogenerazione gestiti da produttori indipendenti utilizzabili come centrali di prima riaccensione” *Giornata di studio AEI su “Il Ripristino del sistema elettrico in regime di liberalizzazione della produzione”*, Pisa, 29 maggio 1997
- [19] U. Bazzi, S. Vascellari, R. Schinco, P.Scalpellini, M. Sforna, G. Crippa, “ Sistemi di guida operatore per la riaccensione della rete elettrica di trasmissione dell’ENEL” *L’Energia Elettrica* volume 74 N.1 Gennaio-Febbraio 1997 pp 47-54
- [20] F.Cascetta, “La telettura dei contatori. Sviluppi tecnologici e prospettive di mercato”, *Servizi a rete*, N. 4, Luglio-Agosto 2003.