

TECNICHE DI RIPRISTINO DEL SERVIZIO NELLE GRANDI INFRASTRUTTURE ELETTRICHE, A PARTIRE DA CENTRALI TERMOELETTRICHE A MOLTEPLICITÀ DI CICLO, CON L'AUSILIO DI SISTEMI DI SUPPORTO ALLE DECISIONI

S. Barsali (*), A. Borghetti (**), B. Delfino (***), G.B. Denegri (***), M. Invernizzi (***), C.A. Nucci (**),
M. Paolone (**), D. Poli (*)

(*) Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione, Università di Pisa, via Diotisalvi, 2, 56122 PISA
(**) Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Bologna, via Risorgimento 2, 40136 BOLOGNA
(***) Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Genova, via Opera Pia 11a, 16145 GENOVA
poli@dsea.unipi.it

SOMMARIO

La memoria esamina, con riferimento al panorama italiano, il contributo che impianti termoelettrici a molteplicità di ciclo possono offrire al processo di ripristino del sistema elettrico dopo un black out; ciò in particolare con il fine di qualificare le risorse di primo ripristino procedendo ad una classificazione ed ordinamento delle stesse in vista di una flessibilizzazione della procedura di riaccensione.

Il gestore del sistema deve infatti fare affidamento, per l'attivazione di una procedura di ripristino, di risorse costituite da impianti non di sua proprietà e la cui disponibilità potrebbe essere soggetta alle risultanze di un mercato competitivo del servizio di black start.

Il tentativo di superamento della rigidità dei piani di riaccensione codificati è ulteriormente suffragato dalla proposta di un sistema di supporto alle decisioni, concepito nel tentativo di fornire, all'operatore del centro di gestione, un costante aggiornamento circa le contingenti condizioni del sottosistema riacceso, allo scopo di poter frequentemente mutare la tattica di proseguimento delle operazioni con minimizzazione del rischio di fallimento del processo e del tempo di recupero.

1. INTRODUZIONE

La maggior parte delle compagnie elettriche nel mondo ha subito trasformazioni organizzative sostanziali a seguito di una tendenza liberistica generalizzata, culminata nella creazione di molteplici figure con compiti di supervisione e controllo delle infrastrutture elettriche ai vari livelli di tensione d'esercizio, in frammentate proprietà e zone di influenza.

I cosiddetti operatori indipendenti di sistema (ISO) sono oggi chiamati a dettare ed adeguare le regole tecniche di inquadramento nel mercato dell'energia elettrica, in relazione alle offerte di produzione e consumo, vigilando circa la fattibilità tecnica delle transazioni in pectore per i lassi temporali di breve e medio termine.

Recenti avvenimenti hanno purtroppo dimostrato come il gestore del sistema elettrico di trasmissione sia anche chiamato ad intervenire in circostanze di criticità rilevante, disponendo di un parco informativo discutibile e fortemente condizionato. Fattori, questi ultimi, di un sistema caratterizzato da una pluralità di agenti terzi, quali produttori, distributori, e sistemi omologhi confinanti.

In condizioni verticalmente integrate, ossia in pieno possesso letterale della quasi totalità dei componenti strategici per la gestione dell'infrastruttura elettrica in condizioni di funzionamento normale o in emergenza, le grandi compagnie elettriche del passato, con connotati essenzialmente nazionali in ambito europeo, concepirono istruzioni mirate (sotto forma di guida operatore) per il contenimento dell'errore umano in condizioni precarie di esercizio. Alcune di tali consegne furono inquadrate entro procedure, articolate anche su tempi relativamente lunghi, atte a recuperare la completa efficienza della rete energetica elettrica.

La parcellizzazione della proprietà, e delle responsabilità, nell'infrastruttura elettrica ha posto il problema dell'adeguatezza di tali "piani" per il recupero dell'esercizio corretto in tempi sostenibili [1, 2].

È stato necessario riconsiderare l'adattabilità delle vecchie procedure al nuovo scenario operativo, focalizzando l'attenzione sulla codifica contrattuale delle risorse necessarie e su una richiesta di flessibilità nelle regole di intervento. Queste ultime sono state finalizzate alla valutazione di eventuale indisponibilità di componenti, di loro contingente o definitivo fuori servizio, nonché alla ricerca di scelte diverse, a priori o in corso d'opera, rispetto alle consegne caratterizzanti l'architettura dei piani di base.

Quale specifico elemento di aumentata flessibilità nella procedura di ripristino per l'infrastruttura elettrica dopo grave disservizio, parziale o totale spegnimento, si è affermato il possibile ricorso a produzioni termoelettriche auto avviati in assenza di tensione dalla rete esterna, rese disponibili alla luce dei recenti sviluppi tecnologici: in luogo delle soluzioni tradizionali a ciclo termodinamico classico, anche e soprattutto

allo scopo di incrementare il rendimento del processo produttivo, si sono progressivamente affermati poli di generazione a molteplicità di motore primo, quali per esempio le centrali di cogenerazione, a ciclo combinato o ripotenziato [3-7].

La memoria in questione esamina, con riferimento al panorama italiano, il contributo che impianti termoelettrici a molteplicità di ciclo possono offrire al processo di ripristino del sistema elettrico dopo un black out. Le indicazioni proposte beneficiano ovviamente delle esperienze maturate dagli autori sul campo, presenziando a prove di riaccensione realizzate con buona cadenza nelle varie aree territoriali italiane, ovvero acquisendo conoscenza specifica attraverso colloqui con operatori di centri di controllo del sistema elettrico di trasmissione.

Tutto ciò al fine di qualificare le risorse di primo ripristino procedendo ad una classificazione ed ordinamento delle stesse, implicitamente agendo verso una verifica a priori dell'attendibilità delle offerte economiche che ciascun produttore potrebbe proporre qualora il servizio di black start dovesse migrare verso una forma pienamente competitiva.

Specifica attenzione è quindi dedicata al coordinamento delle risorse di regolazione attivate presso i poli di produzione a molteplicità di ciclo, individuando soluzioni originali per la programmazione dell'acquisizione del carico in riaccensione con contenimento delle escursioni di frequenza e tensione, con conseguente rapido recupero dei requisiti auspicabili di qualità del servizio.

Il tentativo di superamento della rigidità dei piani di riaccensione codificati è ulteriormente suffragato dalla proposta di un sistema di supporto alle decisioni, concepito nel tentativo di fornire, all'operatore del centro di supervisione e controllo del sistema ai vari livelli gerarchici, un costante aggiornamento circa le contingenti condizioni del sottosistema riacceso, allo scopo di poter frequentemente mutare la tattica di proseguimento delle operazioni con minimizzazione del rischio di fallimento del processo e del tempo di recupero. Inoltre, fin dalla normale fase di esercizio, tale sistema di supporto potrebbe fornire utili indicazioni in merito alle difficoltà di ripristino del servizio che si incontrerebbero in caso di esteso black out provenendo dagli attuali assetti di rete, carico e dispacciamento. In questo modo, l'operatore si troverebbe più pronto a fronteggiare in tempo reale una serie già filtrata di potenziali scenari, associati a possibili logiche di ripristino del servizio; in secondo luogo, la segnalazione di criticità di ripresa potrebbe suggerire fin dalla fase di esercizio ulteriori vincoli alla gestione in sicurezza del sistema.

2. PROBLEMATICHE DELLE CENTRALI A MOLTEPLICITÀ DI CICLO NEL LORO IMPIEGO PER LA RIACCENSIONE.

Le centrali a molteplicità di ciclo sono, in generale, concepite quali sistemi di miglioramento del rendimento di poli di produzione termoelettrica convenzionale, e pertanto con specifico riferimento al normale esercizio.

Tuttavia, la combinazione di motori primi entro lo stesso centrale di produzione fa emergere la possibilità di un loro impiego come nuclei di primo ripristino sulla base di caratteristiche proprie od associate a specifici anelli di controllo, come evidenziato nella rassegna proposta in [8].

Si devono in ogni modo considerare i seguenti aspetti:

- La difficoltà di ripresa autonoma in assenza di alimentazione elettrica dalla rete può essere superata, adottando specifiche procedure di rigetto di carico, ossia di sopravvivenza guidata della singola unità (tipicamente termoelettrica a vapore) su carico costituito dai soli propri ausiliari [9];
- La possibilità di lancio di tensione sulla rete spenta è condizionata fortemente dalle logiche di intervento dei dispositivi di protezione presenti e dai limiti di produzione di potenza attiva e reattiva dei gruppi [10];
- La cadenza di recupero del carico disconnesso è asservita alle logiche di intervento dei sistemi di protezione ed ai limiti di produzione di potenza reattiva a cura dei generatori.

2.1 Cogenerazione

In sistemi verticalmente integrati, quali quello elettrico italiano sotto gestione ENEL, la ripresa autonoma era esclusivo appannaggio di unità di proprietà, senza generico ricorso a sostegni esterni.

La liberalizzazione del mercato elettrico impone indipendenza tra generazione, trasmissione, distribuzione ed utilizzazione. In questo scenario, molti produttori e autoproduttori ricevono un danno pesante dalla condizione di black out ed in particolare:

- Impianti di sola produzione di energia elettrica diretta verso la rete di trasmissione: per questi impianti l'impatto principale del disservizio consiste nella mancata opportunità di cessione di energia verso la rete ed in oneri addizionali per rapidi spegnimenti e successivi riavvii,

- Impianti di autoproduttori nei quali quindi la produzione è usata per le utenze locali: in questo caso il danno consiste in una ridotta qualità del servizio a causa della separazione dalla rete, e conseguente mancanza di sostegno esterno in termini di riserva rotante ed energia regolante; manca inoltre la possibilità di convogliare verso la rete una possibile sovrapproduzione. Nell'eventualità che la produzione non sia sufficiente a coprire il carico locale si ha anche danno derivante dalla necessità di dover fermare alcune utenze con possibili ripercussioni sull'attività primaria del gestore dell'impianto.
- Impianti di cogenerazione, a produzione mista di energia elettrica e termica: in quest'ultimo caso il black out comporta l'addizionale disagio di deficit nella produzione di calore, culminante nel medio termine con l'interruzione del servizio calore alla perdurante mancanza di rete elettrica.

L'uso di impianti di cogenerazione, abitualmente dislocati presso grossi complessi industriali, quali sorgenti di ripristino appare allora piuttosto proficuo. La disponibilità di risorse termiche consente di procurare locali sorgenti di alimentazione per i carichi ausiliari dei gruppi termoelettrici, senza necessità di ricerca di sorgenti auto avviati esterne all'impianto industriale, e conseguente coinvolgimento della rete di trasmissione come elemento di interconnessione specifica. La sopravvivenza della generazione elettrica consente contestualmente la continuità di fornitura di vapore alle utenze termiche, nonché la possibilità di lancio di tensione verso la rete elettrica.

2.2 Ciclo combinato

La configurazione corrente di centrale a ciclo combinato operante sul territorio nazionale prevede due turbine a gas gemelle, con a valle un gruppo termoelettrico operante con una caldaia a recupero. Si tratta di un modulo unificato, con riferimento di potenza prodotta assegnato direttamente alle turbine a gas e trasferito con ritardo al generatore termoelettrico per effetto dell'inerzia termica della caldaia.

Si può operare con carico ridotto a singola unità gas e gruppo termoelettrico, e recuperare completa operatività del pieno modulo di generazione per carichi superiori al 50% della taglia complessiva.

Nella condizione di emergenza per guasti esterni, assimilabile al caso di assenza di rete, il modulo unificato è concepito per sostenere l'esercizio in isola. L'unità a vapore è posta fuori servizio, mentre una turbina a gas si configura in condizione assimilabile al rigetto di carico, acquisendo il compito di alimentare la totalità degli ausiliari nel modulo combinato, mentre la restante unità a gas permane ai giri in condizioni di assenza di carico, con interruttore di macchina aperto.

Il ciclo combinato è inoltre atto a gestire lo scatto turbina, ossia la perdita dell'unità a gas o vapore, grazie rispettivamente alla presenza di sistemi automatici di intercettazione lato turbina e by-pass al condensatore, o alla previsione di by-pass al condensatore e di un esercizio specifico di riduzione del carico dei turbogas (run-back) in caso di eccessive pressioni al condensatore stesso.

Infine, il normale spegnimento è gestito attraverso la presenza di rete elettrica esterna o in difetto di questa da gruppi diesel per emergenza.

La presenza di ridondanza intrinseca, dovuta alla contemporanea presenza di differenti motori primi, associata a sistemi di separazione termodinamica tra i cicli in gioco, individua queste centrali come sorgenti più indicate per costituire nodi di esordio del processo di ripristino, potendo disporre di sorgente dedicata per le manovre di predisposizione dell'impianto, consistenti nella messa in servizio degli ausiliari. Si tratta in pratica di agire in modo assimilabile alla procedura di avviamento di centrale, consistente nell'iniziale rullaggio di turbina a gas, parallelo con la rete elettrica e presa di carico sino al 50% della taglia, successivo riscaldamento e pressurizzazione della caldaia a recupero, rullaggio della turbina a vapore, parallelo e definitiva rampa di carico con esclusione del sistema di by-pass della turbina a vapore. La condizione di black out impone di considerare la manovra di parallelo iniziale come un vero e proprio lancio di tensione e la rampa dei gruppi come una ricerca, predisposta e/o contestuale, di carico in rete.

Il raggiungimento progressivo del pieno carico richiede il recupero della seconda turbina a gas, del corrispondente generatore di vapore e l'adozione di un controllo coordinato per la definitiva presa di carico.

2.3 Ciclo ripotenziato

Le tecniche di ripotenziamento di gruppi termoelettrici convenzionali coinvolgono unità turbogas, interagenti con la parte a vapore preesistente secondo molteplici possibili combinazioni. Con dette modifiche si ottiene in ogni caso l'aumento della taglia del gruppo e del rendimento nel ciclo di conversione energetica.

Alcune soluzioni prevedono la sostituzione della caldaia a vapore, come nel caso del cosiddetto "gas repowering", dove l'impianto termoelettrico è convertito, in buona sostanza, in uno a ciclo combinato, con annesso generatore di vapore a recupero, o anche nella soluzione "coal repowering", che prevede l'adozione di nuova caldaia compatibile con combustibili a basso costo.

Meno impattanti sono le soluzioni "hot windbox repowering", dove i fumi esausti sono coinvolti nel

processo di combustione, e “feedwater heater repowering”, ove l’energia dei fumi esausti è sfruttata in uno scambiatore di calore per il preriscaldamento dell’acqua di alimento da convogliare in caldaia.

Il progetto di ripotenziamento avviato da ENEL negli anni novanta ha adottato, per un buon numero di gruppi termoelettrici unificati di taglia 370 MVA, con potenza attiva massima erogabile di 320-330 MW, la soluzione a preriscaldamento dell’acqua di alimento attraverso turbine a gas di taglia 140 MVA e potenza attiva massima 125 MW.

Si è mantenuta flessibilità di esercizio operando in ripotenziato per una sola linea, delle tre tipicamente disponibili, per l’inserimento dell’acqua di alimento in caldaia.

È quindi il ripotenziamento una filosofia di coinvolgimento di unità aggiuntive turbogas in condizione subordinata rispetto al ciclo a vapore, condizione assolutamente duale rispetto a quanto accade nel ciclo combinato. Gli anelli di regolazione dell’unità modificata continuano ad agire sul motore primo a vapore, mentre la turbina a gas è combinata con il ciclo preesistente solo a carichi medio-alti (tipicamente sopra i 180 MW), per i quali l’azione del preriscaldamento dell’acqua di alimento si traduce in un apprezzabile incremento del rendimento di conversione energetica.

L’impiego potenziale in ripristino è possibile beneficiando di sistemi di disaccoppiamento dei cicli termodinamici, ossia potendo contare sulle prerogative di inerzia, rapidità e controllo, proprie delle unità a gas in funzionamento isolato su rete.

La procedura di rigetto di carico è auspicabile per l’unità a vapore, mentre la parte a gas, se separabile, può ripartire in tempi brevi e procedere per il rapido sostegno degli ausiliari dell’intera centrale, beneficiando di sistemi di interconnessione lato stazione elettrica tali da contenere al massimo il numero di manovre necessarie per l’accesso alla totalità delle utenze locali strategiche. [11]

2.4 Funzioni automatiche di coordinamento da inserire nei sistemi di controllo delle centrali a molteplicità di ciclo per facilitare le manovre di riavvio autonomo dopo un blackout.

Le centrali a molteplicità di ciclo sono caratterizzate in genere da una notevole complessità e spesso da più di un generatore elettrico. Tipico è l’esempio di impianti a ciclo combinato “multishaft” in cui sono presenti sia generatori mossi da turbine a gas sia generatori accoppiati a turbine a vapore. I sistemi di supervisione e controllo di questi impianti sono progettati e tarati con riferimento a situazioni, di funzionamento normale o di emergenza, che sono in genere molto diverse da quelle in cui si trova ad operare l’impianto durante la manovra di riavvio autonomo e presa di carico dopo un blackout. In particolare, l’esperienza sugli impianti e gli studi effettuati mediante appositi simulatori mostrano che le regolazioni del carico e della frequenza sono molto delicate nella fase di riavvio e necessitano quindi di un opportuno ausilio per garantire il successo della manovra.

Appare quindi utile, al fine di aumentare la probabilità di riuscita e la rapidità della manovra stessa, l’implementazione di un sistema automatico di coordinamento dedicato, attivato solo in occasione di riavvio autonomo e presa di carico dopo blackout.

Si possono assegnare a questo sistema automatico due funzioni principali:

- il coordinamento della produzione dei vari generatori presenti in centrale, tenendo conto dei vari vincoli tecnici, delle caratteristiche e delle esigenze dei gruppi, nonché del loro stato, durante la fase di presa di carico;
- il coordinamento fra le effettive condizioni operative dei gruppi termoelettrici e le manovre di connessione di nuovi carichi in rete.

La prima funzione ha il compito principale di aggiornare progressivamente i riferimenti delle regolazioni dei gruppi, e in particolare le richieste di carico, in modo da assicurare il più favorevole comportamento dinamico della centrale nel transitorio susseguente ad ogni connessione di carico. La seconda funzione ha il compito di fornire l’indicazione dei tempi di connessione di nuovi carichi e della taglia dei carichi stessi compatibili con le condizioni operative dei gruppi di produzione. Uno schema di principio di un coordinatore di carico che svolge le suddette funzioni è illustrato in Fig. 1. La figura fa riferimento al caso di una centrale in cui un gruppo turbogas il cui regolatore di velocità è dotato di azione di correzione integrale dell’errore di frequenza nel caso di funzionamento in isola della centrale.

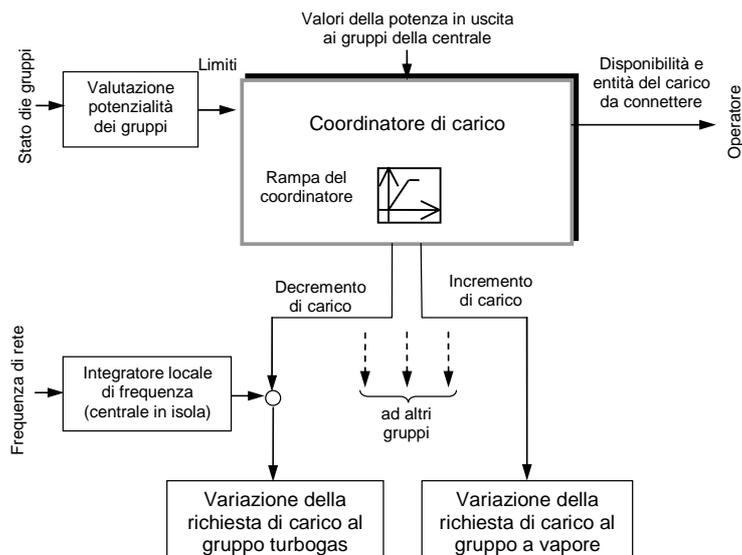


Figura 1. Schema di principio di un coordinatore di carico da inserire nel sistema di controllo di centrali termoelettriche a molteplicità di ciclo per facilitare le manovre di riavvio autonomo dopo un blackout.

Come esempio, in [12] è presentato un coordinatore di carico per la manovra di riavvio autonomo dopo blackout di un gruppo termoelettrico a vapore, con caldaia ad attraversamento (di tipo UP), ripotenziato mediante un turbogas, secondo il già descritto progetto ENEL. La struttura e le caratteristiche del coordinatore sono state definite mediante l'implementazione di un apposito simulatore dinamico della centrale ripotenziata e di parte della rete di trasmissione con gli opportuni modelli che rappresentano il comportamento transitorio dei carichi all'atto della rialimentazione. In seguito ad ogni manovra di connessione di carico, il turbogas ha il compito principale di regolare la frequenza durante il transitorio per effetto di una azione integrale del regolatore, attivata in condizioni di funzionamento in isola. Terminato il transitorio, quando l'errore di frequenza è ridotto a meno di 100 mHz e le condizioni di pressione all'interno del ciclo a vapore sono prossime a quelle nominali, la successiva azione del coordinatore consente di portare rapidamente la centrale nelle condizioni più opportune per la successiva connessione di nuovo carico, la cui tempistica ottimale viene indicata dal coordinatore stesso. In particolare, il coordinatore agisce in modo tale da mantenere la potenza dei due gruppi (turbina a vapore e turbogas) pari al carico richiesto, pur caricando progressivamente la sezione a vapore e sottraendo carico al turbogas, e da arrestare il processo nel caso in cui la frequenza e/o la pressione del gruppo a vapore raggiungano valori troppo bassi. In questo modo, viene ripristinata l'ampia banda necessaria al gruppo turbogas per farsi carico della regolazione della frequenza del sistema alla successiva connessione di carico. L'utilizzo del coordinatore consente anche di ridurre i tempi fra una connessione di carico e la successiva durante la presa di carico, sfruttando il progressivo incremento della velocità di risposta del generatore di vapore.

3. REPERIMENTO DELLE RISORSE PER LA RIACCENSIONE-RIALIMENTAZIONE DEL SISTEMA NEL MERCATO LIBERO

Come già precedentemente introdotto, in condizioni pregresse di sistema verticalmente integrato, il gestore (e proprietario unico) dei sistemi di produzione e trasmissione poteva articolare un opportuno piano di ripristino del servizio elettrico. L'unico elemento d'incertezza stava nella possibilità di frazionamento del carico per le fasi iniziali di recupero del servizio, per contenere le sollecitazioni in tensione e frequenza per un sistema elettrico molto debole.

Il recente adeguamento del piano di riaccensione da parte del GRTN tiene conto dello scenario mutato a seguito del frazionamento della proprietà e della gestione del sistema elettrico, ma implicitamente pone ipotesi di lavoro ben definite, teoricamente questionabili nelle more della definizione di un mercato dei servizi sussidiari di rete.

È mantenuto il principio di ripristino attraverso configurazioni evolutive a topologia radiale, supponendo che:

- i servizi di prima riaccensione, di provvista di carico zavorra e di generazione in load rejection (in generale di servizi ancillari per la riaccensione) siano concepiti su base puramente mandatoria, senza

richiamo alcuno di eventuale specifico mercato

- il gestore della rete non possa contare su riserve proprie di generazione e carico, ma viceversa beneficiare, senza specifico dettaglio sui metodi per rendere nota la disponibilità e l'effettiva presenza in caso reale, di risorse programmate di primo ripristino e di costruzione e potenziamento delle direttrici
- il gestore della rete possa assumere la completa responsabilità di gestione nel processo ricostitutivo, senza che ciò appaia codificato nelle regole tecniche di esercizio del sistema elettrico.

Il frazionamento delle proprietà suggerirebbe invece di procedere verso l'aggiornamento del piano, attraverso una specifica codifica delle tecniche di riconoscimento della disponibilità e della reale operatività ai punti di interfaccia [13].

La molteplicità di risorse di primo ripristino e di costruzione di aree di riaccensione potrebbero inoltre orientare il piano verso comportamenti più flessibili nel corso del processo graduale di ripresa del servizio, cosa tanto più sentita nel caso di black out parziale anziché generale.

Procedere nel recupero di generazione e carico in modo sostanzialmente adattativo e quasi ottimizzato richiede la qualificazione delle risorse di riaccensione, sia quali punti di esordio che di conclusione per nuclei di ripristino, secondo attributi ritenuti probanti sulla base non solo di condizioni tecniche statiche e dinamiche, ma anche di convenienza economica per offerta dello specifico servizio.

A titolo esemplificativo, nel tentativo di ritrovare aspetti associabili al generico nodo rimesso in tensione, orientato verso il recupero di lati deenergizzati e/o di carichi o generazioni localmente disponibili, si possono individuare i seguenti elementi, da aggregare al fine di proporre adeguati indici di merito:

- Taglia: costituisce un attributo fondamentale, in quanto individua la potenzialità di acquisizione di carico o di trasferimento di carico verso generazioni via via acquisite. Mentre per le unità di black start l'attributo coincide con la potenza nominale dei gruppi componenti, per i nodi di rete superstiti potrebbe essere assunta in prima analisi come il limite termico tradotto in potenza apparente delle condutture incidenti sul nodo in tensione
- Capacità di avviamento autonomo: esprime la capacità di un gruppo di generazione di effettuare le procedure di messa in servizio senza poter contare su alimentazione elettrica esterna. A tal proposito giocano un ruolo decisivo specifici apparati concepiti per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Se valenza deve essere attribuita ad un rapido tempo di completamento della procedura di avviamento, i nodi di una rete non coinvolta dal black out si rendono teoricamente disponibili in tempi immediati.
- Prestazione in assenza di carico: individua la possibilità di una sorgente di ripristino di permanere in attesa di sviluppi del processo di recupero che non la coinvolgano direttamente, sino ad un eventuale parallelo con la rete in fase di rimessa in tensione.
- Capacità di energizzazione: caratterizza la prerogativa di sostenere il recupero di lati disconnessi, costituiti da condutture o da stadi di trasformazione, in relazione soprattutto a fenomeni di sovratensione di natura armonica, o di ferrorisonanza o di transitori di inserzione. Il tutto in una visione sia statica che dinamica, con enfasi precipua attribuita in forma omnicomprensiva ad elevati valori di potenza di corto circuito.
- Risposta ad attacco di carico: indica l'entità del contenimento delle escursioni di frequenza e tensioni attese per assegnato profilo di carico [14], ad assorbimento tempo - variante anche in relazione al tempo di disconnessione ed alla natura intrinseca dell'utenza. Il dato rappresenta una commistione di elementi nei cicli di regolazione di macchina e di parametri dinamici caratterizzanti, quali la costante di inerzia per esempio.
- Capacità di regolazione: individua la presenza e le caratteristiche di cicli di regolazione dedicati al funzionamento su rete separata, quantificabili sulla base di indicatori quali i guadagni statici dei regolatori primari di frequenza e tensione. Per i nodi di rete energizzati o superstiti, si può assumere un dato aggregato pesato sui valori delle generazioni già attive, così come per la deduzione di un valore di costante di inerzia.
- Tassi di presa di carico: segnalano i limiti fisici dei motori primi nel processo di crescita di produzione e si manifestano quali tipiche non linearità nei processi dinamici di ripristino.
- Tariffa del servizio di sorgente di ripristino: quantifica la disponibilità e soprattutto l'impiego della generica risorsa di ripristino. L'attributo può risultare derivato dal complesso degli attributi precedenti o viceversa concorrere alla valutazione complessiva della risorsa stessa.

L'indice di merito attribuibile alla generica risorsa di ripristino è un somma bilanciata dei valori numerici attribuibili a ciascun attributo, ciascuno dei quali è sottoposto a preventiva normalizzazione. La Fig. 2 propone l'esempio di produzione di indice di merito, proposta da un prototipo di sistema esperto sviluppato sul tema, nel caso del gruppo a ciclo combinato di Trino (Vercelli).

Trino gruppo 4	Values
Size [MVA]	1400
Rn autonomous start up time [s]	24000
Rn no load performance up time [s]	10e5
Maximum peak load [MW] [MVAR]	50.0
Maximum load [MW] [MVAR]	30.0
Maximum evolution time [s]	40.0
Droop [p.u. / p.u.]	0.001
Black start bid [£ / KVAh]	5000.0
Ramping rates [MW / min]	10.0
Maximum reactive power [-] [MVAR]	85.0
Sc0 [MVA]	378.0
Regulation traditional	YES
Regulation special	YES
Rn final score	6.47



Figura 2. Esempio di generazione di indice di merito per sorgente di ripristino.

La classificazione delle sorgenti di riaccensione e dei terminali di rete riaccesa orienta, secondo un processo suscettibile di aggiornamento in corso di ripristino, il miglior punto di prosecuzione del processo ricostitutivo di rete.

La scelta della manovra migliore da effettuare deve parimenti considerare l'ordinamento degli obiettivi del processo. Mentre si può individuare la generazione non predisposta per l'avviamento autonomo quale primaria fonte di recupero per la velocizzazione della strategia, omologa ricerca di attributi qualificanti può essere effettuata per i carichi reperibili tramite accesso alle isole di subtrasmissione.

Questi componenti propongono una funzione strumentale, che mira al contenimento delle sovratensioni in fase di lancio su elettrodotti ad altissima tensione, od alla predisposizione di una base di utenza per il parallelo di grandi gruppi termici, o infine al coinvolgimento eventuale di generazione distribuita, che concorre a migliorare le prerogative statiche e dinamiche della porzione di rete in fase di espansione.

Gli attributi proponibili sono in questo caso:

- **Taglia:** si intende come aggregazione dei carichi recuperabili per singolo accesso ad isola di subtrasmissione, con eventuale considerazione della possibile fruizione dello stesso da parte di altro percorso rienergizzato, vista la tipica multipla alimentazione delle utenze in oggetto.
- **Generazione inclusa:** individua una risorsa qualificante l'obiettivo di ripristino, in quanto foriera di aggiuntivo recupero di utenza o di espansione di messa in tensione.
- **Natura e frazionabilità del carico:** costituisce un attributo perfettamente mutuabile dall'omologo proposto per le sorgenti, con l'aggiunta di indicazioni sulla tipologia specifica, in grado di suggerire andamenti di massima dei profili di assorbimento attivo e reattivo da attendersi al recupero. [14]
- **Localizzazione del carico:** indica la maggiore o minore prossimità del carico all'accesso all'isola di subtrasmissione. Il momento elettrico della generica utenza quantifica l'impatto teorico atteso per gli effetti sul profilo di tensione.
- **Priorità del carico:** segnala la necessità di orientamento del processo di ripresa verso obiettivi ritenuti socialmente strategici, in piena analogia a quanto realizzato in fase di difesa, ove queste utenze non sono soggette a procedure di distacco automatico.
- **Tariffa del servizio di obiettivo di ripristino:** propone l'elemento contrattuale di orientamento del processo ricostitutivo, nell'ipotesi di una liberalizzazione del relativo servizio ancillare.

Le centrali termoelettriche a molteplicità di ciclo costituiscono a tal proposito sorgenti privilegiate per la ripresa del servizio, essendo dotate di contestuali prerogative di merito per le manovre di lancio tensione ed acquisizione di carico limitrofo, in luogo delle attuali criticità di consolidamento di percorsi a direttrice, ove il successo dipende fortemente dall'avvenuta interconnessione tra sorgente in black start e generazione remota eventualmente in load rejection.

4. ASSISTENZA AGLI OPERATORI

Le indagini relative al processo di recupero del sistema elettrico hanno sempre individuato il fattore umano quale elemento principale di condizionamento per un possibile successo. L'evoluzione temporale è critica, prolungata ed il soccorso degli automatismi è ridotto, a differenza di quanto accade durante la fase di difesa del sistema.

I piani di riaccensione costituiscono esempi base di guide per l'assistenza agli operatori durante la fase di recupero della funzionalità del sistema. Sono però spesso disponibili solo in forma scritta, quali veri e propri manuali, e soprattutto fanno riferimento ad uno stato di partenza del processo paradossalmente preferibile in termini decisionali, ovvero sia la condizione di totale spegnimento della rete. Se il black out è generalizzato, gli operatori dei centri di teleconduzione di impianti di produzione, della rete di trasmissione e della rete di distribuzione in rappresentanza del carico conoscono il da farsi: sono codificate specifiche consegne autonome, con puntuale indicazione sulla cadenza delle manovre da compiere, in presenza o mancanza di informazione da centri di controllo di superiore livello gerarchico.

La rigidità dei piani, garanzia di successo in caso di black out totale e di successo sistematico delle singole azioni indicate, si manifesta viceversa come elemento ostativo nel momento in cui il disservizio non sia generalizzato o alcune delle consegne autonome non vadano a buon fine.

Se l'attuale versione del piano di riaccensione del GRTN rimanda ai centri di supervisione e controllo la responsabilità dell'adeguamento della strategia a scenari diversi, già nel passato erano state proposte linee guida per orientare il processo in condizioni di incertezza, attraverso l'impiego di sistemi di supporto alle decisioni.

Già in ambito ENEL [15] si proponevano in passato modalità decisionali "parzialmente o completamente flessibili" nel tentativo di ovviare ai problemi sopra citati.

Parimenti, in una precedente analisi [16], di dettaglio rispetto ad uno dei vari prototipi di sistemi esperti sviluppati sul tema dagli autori, si indicava la costruzione di un percorso di riaccensione in un sistema ancora verticalmente integrato, proponendo un approccio integrato basato sulla conoscenza e sulla simulazione interna di contestuale conforto, sostitutiva dei dati resi disponibili in realtà dallo SCADA.

La validità della proposta si palesava nell'agilità di trattazione di processi evolutivi contestualmente attivi, pur nella difficoltà consueta dei simulatori di processare reti elettriche in espansione. A tal fine si realizzava un processore intermedio dedicato alla gestione topologica, in grado di aggiornare la consistenza della rete riaccesa, recuperando l'insieme delle variabili di stato invarianti nella transizione in corso rispetto al precedente scenario.

Mentre cioè il motore inferenziale produceva decisioni, codificate alla stregua di consegne autonome in sequenze di chiusure di interruttori, il motore di controllo per il simulatore avviava simulazioni in cascata, con estrazioni di variabili ritenute significative per poter utilmente essere retroazionate verso l'ambiente di sviluppo della conoscenza.

Un insieme ridotto di variabili di rete, disponibili ad intervalli predefiniti, guidava le decisioni del sistema esperto, o dell'operatore se funzionante in modo interattivo, per la verifica di violazione di limiti statici e dinamici, tipicamente in frequenza e tensione.

Tali verifiche davano adito a manovre di ripresa del servizio, perfezionate dopo un tempo di stabilizzazione di frequenza e tensione all'interno di intervalli ritenuti sicuri.

Per sua costruzione, il motore di controllo era pronto ad accettare modifiche di strategia pilotate dall'aggiornamento della classificazione delle risorse di ripristino, proposta da files di esercizio provenienti dal motore inferenziale.

Attualmente, in ambito mondiale, sistemi esperti di varia complessità sono concepiti ed operano per agevolare il compito dei supervisori di rete qualora costoro vengano chiamati ad esprimersi circa la maggiore o minore convenienza di continuazione delle manovre in una condizione difforme da quella codificata nei piani.

5. SVILUPPI FUTURI E CONCLUSIONI

Già nello scorso decennio erano state esaminate possibilità di trasferimento energetico attraverso infrastrutture organizzate in forma di rete, per lo più a scopi comparativi circa la convenienza economica di un particolare vettore per la copertura di notevoli distanze geografiche. Ciò nella consueta condizione di diversa localizzazione dei giacimenti di energia primaria e dei centri ad alta densità di consumo.

Ciò che appare invece proponibile al fine di fronteggiare grandi rischi di disservizio su infrastrutture energetiche è un graduale tentativo di interconnessione tra le stesse, non già come attualmente da intendersi quale impatto a catena dei fenomeni critici, per guasti di modo comune, ma viceversa in veste di creazione di ridondanze di sistema, ossia con possibilità di mutuo sostegno in condizioni di criticità.

Le centrali a molteplicità di ciclo, ed in particolare gli esempi di cogenerazione, rappresentano esempi di convivenza di esigenze energetiche di natura diversificata su aree geograficamente limitate, e le considerazioni proposte in questo articolo individuano flessibilità di esercizio e l'eventualità di proporre un sottosistema quale succedaneo dell'altro in emergenza. In altre parole, in questi poli di produzione si può contare su risorse energetiche dedicate per l'alimentazione dei sistemi di eccitazione degli alternatori e degli ausiliari di centrale.

All'altro capo del filone di convogliamento energetico, soluzioni quali il combined heat and power o la microgenerazione presso l'utente finale di modesta entità, individuano possibilità di conversione presso l'utilizzatore con possibile ricorso alla rete gas come vettore energetico.

Pure probante apparirebbe il lancio sul mercato di apparecchi utilizzatori, per esempio con fini di riscaldamento, a molteplicità di alimentazione.

Il confronto delle esperienze proprie della gestione in emergenza presso i centri di controllo delle diverse reti energetiche potrebbe suggerire un concetto di cotrasmissione o codistribuzione, aumentando i punti di interfaccia dei vari sistemi con possibilità di sfruttamento di singole peculiarità (possibilità di accumulo energetico per reti a gas, diversa evoluzione temporale dei fenomeni dinamici nei vari sottosistemi, difformità nei tassi di guasto e nei sistemi di protezione).

Un esempio di questo tipo è già costituito dalle centrali di pompaggio, la cui funzione è associata al recupero di energia elettrica erogata in eccesso, non necessariamente in condizioni di emergenza. La stessa energia potrebbe essere impiegata per la pressurizzazione di serbatoi di accumulo di combustibili gassosi, quali il metano.

Va evidenziato come un freno a tale tendenza il problema del rendimento della conversione energetica; sembra tuttavia suggeribile l'adozione della commutazione tra reti di fornitura in condizioni di emergenza, ove le perdite di conversione possono risultare meno impattanti della perdita parziale o totale di un sottosistema di fornitura.

RIFERIMENTI

- [1] 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
- [2] GRTN, Guida tecnica "Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale. Volume generale", doc. DRRTX03001 rev. 00
- [3] S.Barsali, M.Ceraolo, R.Giglioli, A.Baldacci, P.Guerrisi, M.Mannari, "Il servizio di prima riaccensione della rete: competitività tra impianti di produzione", *Atti della giornata di studio "Il ripristino del sistema elettrico in regime di liberalizzazione della produzione"*, Pisa, 29 maggio 1997
- [4] G.Silingardi, S.Barsali, R.Giglioli, P.Pelacchi, "Gruppi di cogenerazione gestiti da produttori indipendenti utilizzabili come centrali di prima riaccensione", *Atti della giornata di studio "Il ripristino del sistema elettrico in regime di liberalizzazione della produzione"*, Pisa, 29 maggio 1997
- [5] Gruppo di lavoro ENEL Spa, DPT - 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
- [6] R.Bonaccorso, C.Raffaelli, S.Sartoni, "Problematiche relative all'adeguamento degli impianti termoelettrici di produzione per fornire il servizio di reenergizzazione della rete", *Atti della giornata di studio "Il ripristino del sistema elettrico in regime di liberalizzazione della produzione"*, Pisa, 29 maggio 1997
- [7] G. Fusco, D. Venturini, F. Mazzoldi, A. Possenti: "Thermal units contribution to the electric power system restoration after a black-out", Proc. of *CIGRÉ*, Paris, France, September 1-9, 1982.
- [8] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, N. 2, February 1973.
- [9] F.P. De Mello, J.C. Westcott, "Steam Plant Start-up and Control in System Restoration", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, N. 1, pp. 93-99, February 1994.
- [10] Working Group on Power System Restoration, "Special Consideration in Power System Restoration – The Second Working Group Report", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, N. 1, pp. 15-21, February 1994.

- [11] S. Barsali, A. Borghetti, B. Delfino, G.B. Denegri, R. Giglioli, M. Invernizzi, C.A. Nucci, "Guidelines for ISO operator aid and training for power system restoration in open electricity markets", *Bulk Power System Dynamics and Control V IREP*, August 26-31, 2001, Onomichi, Japan.
- [12] A. Borghetti, G. Migliavacca, C.A. Nucci and S. Spelta: "Black-startup Simulation of a Repowered Thermoelectric Unit", *Control Engineering Practice*, Vol 9/7, pp 791-803, July 2001.
- [13] S.Barsali, R.Giglioli, A.Possenti, B.Delfino, G.B.Denegri, M.Invernizzi, "Considerazioni sulla riaccensione del sistema elettrico in un mercato libero dell'energia", *L'Energia Elettrica*, Supplemento "Ricerche", vol. 77, 2000
- [14] E. Mariani, F. Mastroianni and V. Romano: "Field Experiences in Reenergization of Electrical Networks from Thermal and Hydro units", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, pp. 707-1713, 1984.
- [15] U. Bazzi, S. Vascellari, R. Schinco, P. Scarpellini, M. Sforza, 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.
- [16] B. Delfino, G.B. Denegri, M. Invernizzi, A. Morini, "Enhancing Flexibility of Restoration Guidelines through an Integrated Simulator-KB Approach", *IEEE Stockholm Power Tech*, Vol. SPT IC, articolo 04-03-0209, pp. 129-139, Stockholm, June 1995.