

IL CONTROLLO DEL CARICO: POTENZIALE CONTRIBUTO ALLA SICUREZZA E ALL'ECONOMIA NELLA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

D. Cirio *, G. Demartini *, S. Massucco °, A. Morini °, P. Scalera °, F. Silvestro °, G. Vimercati *

* CESI S.P.A. - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano – via Rubattino, 54 - 20134 MILANO

° Dipartimento di Ingegneria Elettrica – Università di Genova via Opera Pia 11a -16145 GENOVA
massucco@eps1.die.unige.it

SOMMARIO

La memoria riporta dapprima una serie di iniziative internazionali relative all'uso del carico come risorsa attiva per la sicurezza del sistema elettrico e per gli aspetti economici relativi al mercato, analizzando successivamente gli specifici ruoli del carico. La memoria riporta successivamente alcune considerazioni tratte da una ricerca volta a verificare la possibilità tecnica di uso del carico come servizio ausiliario, in particolare nella fornitura della regolazione frequenza-potenza (f/P) comparando il comportamento del carico con quello di tipiche unità di generazione a vapore e a gas.

Infine, considerando che il concetto dell'uso del carico nella sicurezza delle reti elettriche necessita di approcci anche innovativi - restando infatti fortemente dipendenti dall'esperienza dell'operatore che esercisce il sistema elettrico aspetti quali la quantità minima di carico da staccare per "aiutare" il sistema a superare le condizioni di contingenza, la localizzazione del carico da staccare - l'ultima parte della memoria prende in esame il ruolo di un sistema di supporto alle decisioni per affrontare le modalità di partecipazione del carico alla DSA (Dynamic Security Assessment).

1. INTRODUZIONE

Esiste un grande interesse, manifestato a livello internazionale da diversi programmi di ricerca e di sperimentazione, sul ruolo che potrà avere il carico nel contesto del mercato elettrico [1]. L'aumento del numero di attori che operano nel mercato liberalizzato dell'energia dovrebbe infatti migliorare la competitività. In particolare l'utilizzo del carico potrebbe portare ad alcuni vantaggi significativi: l'elasticità della domanda in funzione del prezzo può influire positivamente sul fenomeno del "price spikes" [2], l'evitare l'acquisto di potenza/energia mediante un opportuno distacco volontario del carico può portare al mantenimento di buoni livelli di affidabilità e sicurezza a costi relativamente contenuti anche in strutture liberalizzate.

Di fatto il contesto del libero mercato sta dischiudendo nuove prospettive al controllo del carico. Il carico può ricoprire un ruolo importante sia in termini di fornitura di energia, sia in termini di sicurezza, come fornitore di servizi ancillari. L'operatore di sistema può usare il carico per aumentare la flessibilità nell'esercizio della rete. Ulteriori possibili applicazioni del controllo del carico sono correlate alla risoluzione delle congestioni ed alla capacità di trasporto disponibile, concetti che hanno assunto maggiore importanza nell'ambito della liberalizzazione al fine di ridurre l'interferenza della rete di trasmissione sul mercato.

L'operatore di sistema, per esempio, potrebbe utilizzare il carico resosi disponibile (interrompibili con preavviso) per risolvere le eventuali congestioni messe in luce dall'analisi a seguito del superamento di vincoli interarea che potrebbero necessitare la suddivisione del sistema in zone. Qualora l'eventuale sovraccarico su alcune linee dovesse veramente verificarsi e fosse necessario per garantire la sicurezza operare delle azioni correttive, l'operatore di sistema potrebbe fare ricorso al carico disponibile all'interruzione istantanea (interrompibili in tempo reale, cioè senza preavviso).

Relativamente alla fornitura di servizi ausiliari, esiste un interesse a verificare la possibilità tecnica di uso del carico come servizio della regolazione frequenza-potenza (f/P) e della riserva. Le analisi effettuate, inizialmente ipotizzando un contributo del carico alla regolazione primaria e comparando il comportamento del carico con quello di tipiche unità di generazione a vapore e a gas, si estende anche alla regolazione secondaria. Sono state effettuate una serie di simulazioni su una rete test per esaminare il comportamento del carico e paragonarlo a quello della generazione a seguito di variazioni di funzionamento del sistema elettrico (variazioni e rampe di carico, ecc.).

Infine, considerando che il concetto dell'uso del carico nella sicurezza delle reti elettriche necessita di approcci anche innovativi - restando infatti fortemente dipendenti dall'esperienza dell'operatore che esercisce il sistema elettrico aspetti quali la quantità minima di carico da staccare per "aiutare" il sistema a superare le condizioni di contingenza, la localizzazione del carico da staccare - l'ultima parte della memoria

prende in esame lo sviluppo delle metodologie e la successiva implementazione di un sistema di supporto alle decisioni per affrontare le modalità di partecipazione del carico alla DSA (Dynamic Security Assessment).

2. CONSIDERAZIONI GENERALI RELATIVAMENTE ALLA GESTIONE DEL CARICO

Per “Gestione del carico” si intende la possibilità di modulare con diverse metodologie la richiesta di energia elettrica. Il termine che si usa a livello internazionale è tratto dall’inglese Demand Side Management (DSM [3], anche se esistono termini analoghi quali Demand Response, DR). Il DSM può essere sinteticamente descritto come la variazione deliberata del consumo di energia (in termini di distacco del carico o sua modulazione) da parte dell’utente finale o da parte di un ente superposto quale ad esempio il Gestore di Rete, Compagnie Elettriche di Distribuzione, Fornitori Intermediari, ecc.

Le due modalità hanno intrinsecamente origini differenti. In un caso la variazione del carico è avviata da un operatore che comanda un distacco del carico a quegli utenti che hanno stipulato contratti per i quali essi accettano di essere disconnessi in cambio di una riduzione delle tariffe o di uno specifico riconoscimento economico. Per questi casi si parla in genere di “carichi Interrompibili” o “Interruptible Loads” (IL). Nel secondo caso, l’utente deliberatamente riduce la sua richiesta, eventualmente spostandola ad altri momenti temporali del diagramma di carico sulla base di informazioni quali il prezzo dell’energia. Quest’ultimo aspetto può essere messo in atto mediante incentivazioni tariffarie o consentendo all’utente di partecipare direttamente al mercato.

Solitamente, il DSM riguarda azioni a lungo termine (ad esempio incentivazioni tariffarie, sconti, ecc.) intraprese da una utility con la finalità di modificare il profilo annuale di carico. La gestione dei carichi interrompibili (Interruptible Load Management - ILM) può essere visto come la parte a breve termine del DSM: per mezzo dell’ILM la utility (o un ente intermediario) raccoglie le risorse interrompibili da usare in caso di picchi di prezzo o di contingenze.

2.1 Potenziali benefici dalla gestione del carico

A livello internazionale sono stati identificati alcuni dei principali contributi che la gestione del carico può portare all’economia e alla sicurezza del sistema elettrico. Essi possono essere raccolti nelle seguenti sette categorie [3]:

Sicurezza del Sistema (System Reliability): la gestione del carico può migliorare la sicurezza del sistema elettrico permettendo una riduzione della richiesta di carico nelle situazioni di emergenza (load-shedding).

Riduzione del costo legata all’elasticità del carico (Demand Elasticity): in condizioni di periodi di picchi di carico anche una limitata riduzione della richiesta di carico può portare a significative riduzioni del prezzo dell’energia elettrica stabilito sul mercato dal cosiddetto “clearing price”. (Si veda a titolo di esempio la Figura 1 - tratta da [4] - per la quale una riduzione di carico del 5% permette una riduzione del prezzo del 50% per l’intero sistema riducendo così la volatilità del prezzo.

Efficienza del mercato: se l’utente riceve informazioni tramite un “segnale prezzo”, il consumo è maggiormente correlato con il costo ed è possibile spostare richieste di carico da periodi di alta richiesta di carico (associata in genere ad alti prezzi) a periodi di bassa richiesta. Il beneficio è nuovamente esteso all’intero sistema.

Gestione del rischio: i fornitori di energia elettrica al dettaglio comprano l’energia al mercato all’ingrosso che può avere significative variazioni orarie e/o giornaliere del prezzo. Essi possono utilizzare il DSM per ridurre i rischi propri e dei loro clienti.

Riduzione del “Market Power”: efficienti programmi di DSM possono mitigare il ruolo predominante di alcune compagnie elettriche nella determinazione del prezzo dell’energia. Questo è particolarmente fattibile se la gestione del carico può essere effettuata praticamente in tempo reale e associabile alle informazioni relative alla congestione di rete, alle ristrettezze di generazione, ecc.

Servizio ai clienti: l’utente finale può avere significativi benefici economici dalla gestione del carico

Aspetti ambientali: la gestione del carico può favorire il fatto di non chiamare a funzionare centrali elettriche di bassa qualità, inquinanti. In condizioni di ritardato sviluppo del parco di generazione può permettere una gestione ragionevolmente sicura.

Qualche sintetica considerazione economica tratta da recenti analisi hanno mostrato come i benefici della gestione del carico superino nettamente i costi. In particolare, è stato stimato che il programma EDRP

applicato dal NYISO abbia generato risparmi pari a più di dieci volte i costi per l'operatore stesso [5], e che un utilizzo della gestione del carico in California avrebbe attenuato sensibilmente gli effetti della crisi.

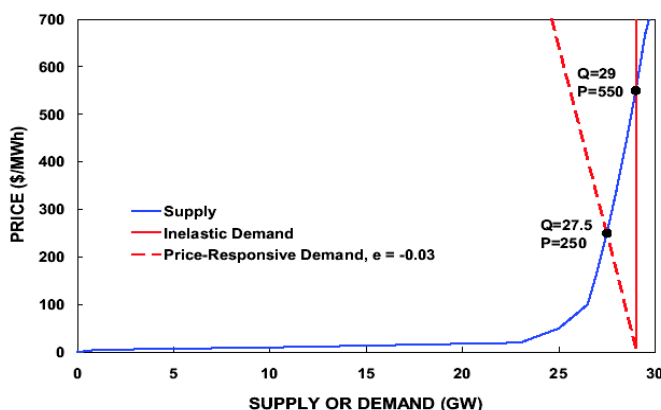


Figura 1. Esempio di possibile riduzione dei picchi di prezzo (“price spike”) mediante la gestione del carico (“price-responsive demand”) [4]

2.2 Differenti modalità di realizzazione del controllo del carico

I potenziali benefici brevemente ricordati trovano attuazione in differenti modalità che richiedono tra l'altro l'implementazione di schemi di misura, di strumenti di trasmissione dell'informazione e di modalità di gestione che non sempre sono di facile o di immediate attuazione. Sempre dalla letteratura internazionale che riporta diversi esempi in corso di sperimentazione si possono individuare le seguenti possibilità [3].

Controllo diretto del carico (Direct Load Control - DLC): il carico può essere spento o fatto funzionare in modo ciclico per periodi relativamente brevi di tempo. Questi programmi di DSM sono essenzialmente adatti a utenti residenziali aggregati e riguardano carichi quali condizionamento dell'aria, riscaldamento dell'acqua, utenze elettriche delle piscine, dotati di possibilità di accumulo. Generalmente coloro che accettano di partecipare a questo tipo di programmi devono staccare le utenze quando è loro richiesto. Lo stacco è limitato ad un certo numero di ore o ad un certo numero di occasioni prestabilite. Possono essere attivate forme di compensazione supplementare per quegli stacchi che si sono rivelati più utili alla Compagnia Elettrica o che sono durati per tempi maggiori.

Offerte del carico o Programmi di operazioni finanziarie (Demand Bidding or Buyback Programs): l'utente resta soggetto alla normale tariffazione ma ad esso vengono proposte opzioni per offrire o per proporre riduzioni di carico in risposta a richieste della Compagnia Elettrica. L'utente di fatto vende l'energia elettrica che aveva già anticipatamente comprato. Questi programmi sono su base volontaria e l'utente decide se e per quanto partecipare sulla base di un segnale prezzo comunicato dalla Compagnia Elettrica. A tali programmi possono in genere partecipare sia utenti industriali che residenziali.

Tariffe correlate al periodo di utilizzo (Time-of-Use Rates - TOU): il prezzo dell'energia è stabilito secondo tariffe che possono differenziarsi per periodo dell'anno, della settimana, del giorno, ecc. Le tariffe riflettono in genere la struttura dei costi della Compagnia Elettrica e tendono a favorire i consumi nei periodi di basso carico normalmente associabili a basso costo. Questi programmi richiedono l'adozione di strumenti avanzati di misura dell'energia elettrica. La partecipazione è in genere volontaria con qualche caso di partecipazione obbligatoria e può coinvolgere sia utenti industriali che residenziali.

Definizione del prezzo in tempo reale (Real Time Pricing): questa tipologia è una evoluzione del caso precedente (TOU). Se per questa ultima le tariffe sono fissate per il periodo di riferimento (stagionali, settimanali, giornaliere), nel caso del Real Time Pricing, l'utente conosce il prezzo dell'energia per ogni ora del giorno seguente (day-ahead) e può in conseguenza decidere di spostare la sua richiesta di energia ad ore a basso prezzo. La partecipazione è volontaria ed è prevalentemente pensata per utenti industriali che possono includere il real time pricing nei loro programmi di gestione energetica.

Carichi Interrompibili (Interruptible Loads - IL): questa tipologia di gestione del carico è di fatto stata usata per molti anni soprattutto per migliorare la sicurezza del sistema elettrico. A fronte della possibilità di

essere distaccati dall'operatore del sistema, i carichi interrompibili pagano l'energia elettrica ad un prezzo inferiore. Alcuni esempi di caratterizzazione tecnica di questi programmi sono:

- Necessità di staccare quantità significative dell'ordine di blocchi da 1 MW e, se possibile, l'intero carico
- Tempi di preavviso molto stretti dell'ordine da un ora a 10 minuti
- L'interruzione può essere richiesta in qualunque momento del giorno o dell'anno
- Obbligatorietà di adeguarsi alla richiesta
- Pagamento di significative penali in caso di omissione
- Precisazione di un numero massimo di stacchi per anno ammessi
- Sconti permanenti sulle tariffe

Questi programmi riguardano evidentemente grandi utenti industriali con forte incidenza del costo dell'energia elettrica sul proprio costo di produzione e che possono interrompere o spostare i cicli produttivi per alcune ore. Esempi tipici sono: acciaierie, industrie alimentari, industrie manifatturiere, industrie di trattamento delle acque, ecc.

Programmi di stacco carichi (Curtable Load Programs - CLP): questi programmi sono una versione meno impegnativa dei precedenti con requisiti per la partecipazione meno stringenti. Esempi di ciò sono:

- Riduzioni di carico più contenute quali ad esempio da 100 a 200 kW minimi fino a 500-1000 kW
- Numero di distacchi contenuto
- Stacchi richiesti solo in giorni specifici e ad ore convenute quali ad esempio fine settimana e orari specifici
- Partecipazione obbligatoria solo dopo avere raggiunto un accordo
- Penali più contenute

2.3 Esperienze internazionali nella gestione del carico

Questa sezione riporta a titolo di applicazione dei programmi identificati nella sezione precedente alcune realizzazioni effettuate o in corso di realizzazione a livello internazionale, prevalentemente nel mondo Americano [3], [6]. L'Ente Americano FERC (Federal Energy Regulatory Commission) aveva già dal maggio 2000, incoraggiato gli operatori di sistema (ISO – Independent System Operator) a proporre programmi di gestione del carico. La seguente Tabella 1 riporta una sintesi di alcuni dei programmi di DSM attuati dai seguenti ISO:

- CAISO (California ISO)
- NEISO (New England ISO)
- PJM (Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO)
- NYISO (New York ISO)

Tabella 1. Informazioni sintetiche relativamente ad alcuni programmi di DSM attivati in America

	CA ISO - DRP	NE ISO Price Resp.	PJM	NY ISO Day Ahead
Periodo	Jun 1-Sep 30, 2001; Oct. optional; 11 am-7 pm wkdays	Jun 1-May 31, 2002 7 am-11 pm wkdays	June 1-May 31, 2001 Any time, any day	2001- Oct 31, 2003 Any time, any day
Partecipanti idonei	Aggregator of end use customer	NEPOOL member for end user customer	Curtailed Service Provider (CSP) or Load Serving Entity (LSE)	CSP or LSE
Carichi idonei	1 MW +	100-500 kW	100 kW +	1 MW +
Criterio di attivazione	Resource shortage	Price \$100/MW +	Participant is a price taker	Participant bids
Periodo di risposta	35 minutes	Variable per notification	Participant sends email	Defined in customer bid for Day Ahead Market
Obbligatorietà	Mandatory; up to 24	Optional	Voluntary	Mandatory if accepted

	hours per month			Day Ahead
Durata	4 hours blocks	Variable	Variable	Variable
Compensazione	Reserved demand + energy	Based on hourly clearing price	Real Time Location Marginal Price (LMP)	Day Ahead Location Based Marginal Price (LBMP)
Criterio Baseline	10 highest out of 11 prior workdays	10 prior workdays with adjustments	Hour before	5 highest of 10 prior days
Misura delle prestazioni	Percent of reserve achieved	Baseline difference	Baseline difference	Baseline difference
Canale di pagamento	Scheduling controller, aggregator, customer	NEPOOL participant, customer	LSE/CSP, end-use customer	LSE/CSP, end-use customer
Metodo di misura	Interval meter	Interval meter, phone line, PC	Interval meter	Interval meter
Metodo di notifica	Email or epage to schedule coordinator, aggregator, end user	Internet based communication system (IBCS)	Customer emails PJM before or during curtailment	Day Ahead notification over internet
Requisiti software	Up to aggregator	IBCS	Internet	Internet to ISO
Tariffa di partecipazione	None	Negotiated + costs for hw/sw	None	None

3. ASPETTI DEL CONTROLLO DEL CARICO: POSSIBILITA' PER IL SISTEMA ITALIANO

Anche in Italia le origini della gestione del carico risalgono nel tempo alla fine degli anni '70 [7]. All'epoca il sistema elettrico italiano era in condizioni di monopolio con un unico operatore, l'ENEL, proprietario del parco generazione, del sistema di trasmissione e di distribuzione. A quella epoca, l'utilizzo dei carichi interrompibili era stato di fatto "informalmente" adottato per sopperire a situazioni di mancanza di sufficiente capacità di generazione.

Dati non ufficiali degli anni '90 fanno stimare in circa 200 il numero di utenti di dimensioni rilevanti coinvolti in programmi di IL per un totale di circa 2.000 MW [7]. Questi utenti usufruivano di uno sconto sulle tariffe dell'ordine del 5-10% accettando un distacco con preavviso di 24 ore per un numero massimo di 30 distacchi all'anno. I distacchi effettivi non sono stati molti e a partire dal 1993 il numero ed il valore dei contratti per carichi interrompibili fu notevolmente ridotto.

A partire dal 2000 invece, il concetto di IL ha ripreso significato [7], [8]. Si sono cominciate a bandire aste volte a raccogliere offerte di carichi interrompibili che potevano essere distaccati istantaneamente oppure con un preavviso di 15 minuti. In ogni modo solo nel 2002 circa 1.000 MW di carico sono stati resi potenzialmente disponibili per l'interruzione (con preavviso) [7]. La situazione ha invece richiesto uno stacco di quasi tutto il parco IL a motivo di eccezionali picchi di carico nell'estate 2003, dovuti anche ad un periodo eccezionale di condizioni atmosferiche particolari.

Altre forme di DSM utilizzate in Italia sono state nel 1980 tariffe legate all'orario di utilizzo per utenti in alta tensione, successivamente estese anche agli utenti in media tensione. Il completamento dell'adozione estesa di strumenti di telegestione basati su strumenti di misura intelligenti permetterà una estensione alla bassa tensione di tali procedure. La maggior parte degli attuali programmi DSM richiede infatti dispositivi di misura evoluti: per esempio, le tariffe TOU necessitano di dispositivi in grado di registrare i consumi elettrici a seconda dell'orario; ciò vale a maggior ragione per il real time pricing. Inoltre, gli utenti interrompibili devono poter essere direttamente controllati in remoto dall'operatore di sistema, in modo tale da ottenere una risposta tempestiva.

In particolare, sul territorio italiano sono in servizio due dispositivi innovativi, l'Unità Periferica di Distacco Carico (UPDC) e il Telegestore, in grado di permettere la diffusione di alcuni programmi DSM e la realizzazione del distacco carico in remoto degli utenti interrompibili.

3.1 Il mercato elettrico italiano

In Italia la ristrutturazione del sistema elettrico risale a decreto legge DL n.79/99 noto con il nome di "Decreto Bersani", che recepiva le direttive della Unione Europea espresse nella CE 96/92. Come ben noto il decreto liberalizzava le attività di produzione, importazione ed esportazione, vendita ed acquisto dell'energia elettrica. Il dispacciamento e la trasmissione dell'energia elettrica sono a carico di un Ente denominato GRTN – Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, che peraltro ad oggi non è proprietario della rete stessa, mentre la distribuzione è lasciata a differenti soggetti.

Dal 1 gennaio 2003, nessuna entità può produrre più del 50 % della richiesta di carico nazionale. A seguito di ciò, l'ENEL ha dovuto vendere circa 15.000 MW di potenza installata. Il mercato è pensato secondo il concetto del "merit order" che chiama a produrre le unità che hanno offerto di vendere energia al prezzo più basso. Esiste un mercato del tipo "spot" e sono anche permessi contratti bilaterali.

Gli utenti possono essere classificati come "clienti idonei" o "clienti vincolati". I clienti idonei possono scegliere i fornitori e stipulare contratti con i produttori e partecipare al mercato. I clienti vincolati comprano energia solo da distributori locali e non partecipano al mercato. I criteri di eleggibilità a cliente idoneo e la loro evoluzione nel tempo sono sinteticamente riportati nella seguente Tabella 2.

Tabella 2 - Evoluzione temporale di criteri di eleggibilità a cliente idoneo. Adattata da [7]

Criterio di Idoneità	Decreto Bersani			90 giorni dopo la vendita delle 3 Genco Enel	Bozza di legge Riforma settore energia
	1999	2000	2002		
Soglia per cliente e consorzio	30 GWh/anno	20 GWh/anno	9 GWh/anno	0.1 GWh/anno	0.05 GWh/anno
Soglia per clienti multi-sito			40 GWh/anno		
Soglia per ogni sito o membro del consorzio	2 GWh/anno	1 GWh/anno	1 GWh/anno	0.1 GWh/anno	0.05 GWh/anno
Consumi dei clienti potenzialmente idonei	≅ 30%	≅ 35%	≅ 40%	>60%	>65%
Numero di clienti potenzialmente idonei	≅ 2.000	≅ 3.000	≅ 5.000	≅ 180.000	≅ 500.000

In Italia l'Ente che gestisce il mercato elettrico prende il nome di Gestore del Mercato Elettrico (GME). La struttura del mercato ha subito diversi adeguamenti e semplificazioni fino a quella adottata nelle disposizioni più recenti. Il mercato elettrico è diventato operativo in Italia dal 1 Aprile 2004. La sezione successiva presenta una breve descrizione del mercato elettrico delineando anche quali parti della struttura del mercato inizialmente ipotizzate sono state recentemente cambiate e/o abbandonate.

3.2 Struttura del mercato elettrico italiano

In genere per qualunque struttura di mercato si possono distinguere due tipi di mercato: un mercato dell'energia ed un mercato dei servizi ausiliari o ancillari. In Italia tale suddivisione è espressa per la prima struttura dal Mercato del Giorno Prima (MGP) e dal Mercato di aggiustamento (MA) e per la seconda dal Mercato dei servizi di Dispacciamento (MSD).

MGP è il mercato dove i produttori e gli utenti offrono per la vendita o l'acquisto di energia per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo e i clienti idonei la acquistano. Il MA è un mercato successivo nel quale gli attori del mercato possono modificare il loro diagramma di produzione previsto nel MGP. Per spiegare meglio il potenziale uso del MA si consideri che il Gestore di Rete, dopo avere stabilito per tempi lunghi le zone di mercato, identifica ora per ora i transiti ammessi tra una zona e l'altra. Il MA serve appunto per riequilibrare all'interno di ciascuna zona e, ad oggi, agendo solo sulla parte produzione i margini residui di scambio rispetto ai limiti ammessi tra le zone.

Il MSD è il mercato nel quale il GRTN raccoglie le offerte per soddisfare la necessaria riserva e le risorse per risolvere congestioni di rete ed il bilanciamento in tempo reale.

Un'offerta di vendita è composta da una quantità Q_1 in MW ed un prezzo P_1 in €/MWh. L'offerta esprime la volontà del produttore a vendere un quantitativo di potenza Q_1 per un'ora (energia) ad un prezzo non inferiore a P_1 . Analogamente un'offerta di acquisto è composta da una quantità Q_A in MW e da un

prezzo P_A in €/MWh. Essa esprime la volontà del compratore a comprare una quantità di potenza per un'ora Q_A ad un prezzo non superiore a P_A .

Il MGP opera in modalità *merit order*. Ciò significa che il GME pone le offerte in ordine crescente di prezzo per costruire la curva delle offerte e pone le richieste di carico in ordine decrescente per costruire la curva delle richieste di carico. Nella realtà del mercato, ad oggi, la domanda di carico è rigida e pertanto la curva di carico è sostituita in Figura 2 da una retta verticale. L'intersezione delle due curve origina il market clearing price – come da Figura 2 – ed identifica l'ultima unità di generazione chiamata a produrre. Il market clearing price è evidentemente unico per tutto il sistema e per tutte le unità chiamate a produrre salvo problemi di saturazione negli scambi tra le zone.

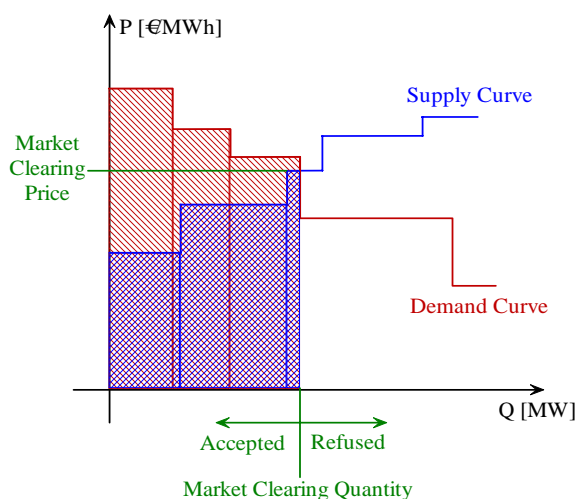


Figura 2. Intersezione delle curve di offerta e di domanda e costituzione del Market clearing price

Questa procedura è esclusivamente basata su criteri economici e non tiene in conto i vincoli di rete in termini di possibili sovraccarichi sulle linee elettriche che interconnettono le diverse zone di mercato di congestioni della rete di trasmissione. Per queste ragioni, una volta chiuso il MGP, il Gestore del Mercato valuta la fattibilità del programma identificato dal market clearing price in relazione ai limiti di trasmissione e se esistono delle violazioni propone delle separazioni in zone di mercato.

3.3 Possibilità per il controllo del carico nel contesto della sicurezza e del mercato elettrico italiano

In questa sezione della memoria vengono analizzati i possibili coinvolgimenti del controllo del carico nel contesto della sicurezza del sistema elettrico e del mercato. Una prima parte riporta considerazioni sviluppate nell'ambito di attività di ricerca circa un possibile utilizzo del controllo del carico per prevenire la separazione in zone del mercato elettrico. Un secondo aspetto riguarda l'uso del carico quale fornitore parziale del servizio regolazione. Infine, una terza parte si riferisce al controllo della sicurezza del sistema elettrico con l'ausilio di un sistema di supporto alle decisioni per valutare entità e strategie di controllo del carico.

3.3.1 Coinvolgimento del controllo del carico nella gestione del sistema elettrico

Allo stato attuale delle cose è opinione notevolmente diffusa tra gli analisti e gli operatori del mercato elettrico che il processo di segregazione del mercato in zone, a seguito di violazioni sui limiti di transito, sia un evento abbastanza probabile. In generale, infatti, i limiti di transito tra le zone sono calcolati a priori, fuori linea, e non sempre possono corrispondere ai reali vincoli imposti al sistema per ragioni di sicurezza. In più, questi limiti appaiono spesso eccessivamente restrittivi, addirittura più della sicurezza $n-1$ [9]. Il ricorso ai prezzi zonali, oltre ovviamente a creare zone in cui l'energia costa meno ed altre in cui costa di più, crea un generale innalzamento medio del prezzo dell'energia. La saturazione degli scambi ammissibili tra le zone infatti impedisce ad un gruppo più economico di una altra zona di intervenire. Pertanto, sarebbe auspicabile riuscire ad evitare tale procedura. Poiché la prima suddivisione in zone, qualora vi siano congestioni, si ha già nel MGP, può essere economicamente vantaggioso riuscire ad evitare tali congestioni già a livello di

MGP.

In questo contesto potrebbe essere utile valutare il possibile ricorso alle utenze interrompibili. La normativa di riferimento in materia di interrompibilità è contenuta in [10]. In essa vengono definite due tipologie di utenze interrompibili, e cioè interrompibili in tempo reale, cioè nell'ordine delle frazioni di secondo (<200 ms) e interrompibili con preavviso, stabilito dal GRTN e comunque non superiore alle 24 ore. Sono inoltre elencati i requisiti necessari richiesti ai clienti interrompibili:

- essere clienti finali, affinché l'assunzione di responsabilità derivante dall'interrompibilità sia diretta tra il Gestore della Rete ed ogni singola controparte
- certificare che il distacco del carico non comporti rischi o pericoli per le maestranze, l'ambiente e gli impianti produttivi
- essere utenze alimentate in alta tensione, per garantire l'efficacia dell'interruzione
- certificare di disporre di una potenza interrompibile installata, accertabile dal GRTN, non inferiore per singolo sito a 20 MW (clienti interrompibili in tempo reale) o a 3 MW (clienti interrompibili con preavviso)
- per i clienti interrompibili in tempo reale è inoltre necessario garantire un distacco telegestibile, senza preavviso, dal GRTN

Prima dell'introduzione del mercato elettrico le risorse di utenza interrompibile sono state raccolte dal GRTN attraverso procedure concorsuali di attribuzione di parte della capacità di interconnessione o di parte della capacità derivante dalla produzione di impianti Cip 6. Dal momento che queste procedure concorsuali sono state confermate anche per gli anni dal 2002 al 2004, e considerando che finora l'interruzione dell'alimentazione di questi utenti è stata alquanto modesta, sembrerebbe ipotizzabile un ricorso a tali risorse al fine di risolvere le congestioni contestualmente al MGP, col fine di evitare la separazione del mercato in zone e il conseguente innalzamento dei prezzi.

Se ad esempio si verificasse una violazione del limite di transito tra due zone, l'Operatore di Sistema potrebbe provvedere al distacco di una certa quantità di carico nella zona che importava di più rispetto alla massima quantità ammissibile. In questo modo, ovviamente, verrà limitata la potenza importata. Ovviamente, per garantire il corretto equilibrio tra generazione e carico, sarà necessario ridurre opportunamente anche la produzione dei generatori nella zona che esportava, facendo eventualmente ricorso alla cosiddetta generazione interrompibile.

La duplice tipologia di carichi interrompibili, sopra richiamata, apre altrettante prospettive di un loro impiego per la soluzione del problema citato: si tratta di vie complementari, concettualmente e operativamente molto diverse tra loro. La prima fa riferimento alle strutture del mercato dell'energia elettrica, in particolare al Mercato del Giorno Prima (MGP): quella è la sede in cui si ricava la prima proposta di programmazione per il giorno successivo, ed è la stessa in cui si determina la separazione in zone. L'approccio proposto consiste nel ricorso all'utenza interrompibile con preavviso, per ottenere un nuovo programma di generazione e prelievo che rispetti i vincoli imposti sui flussi interarea.

La seconda prospettiva per evitare la separazione della rete in zone di mercato supera invece la rigidità del vincolo imposto a priori sul flusso fra aree: il programma uscente dal MGP, qualora violi i limiti sui transiti è vagliato dal punto di vista della sicurezza con opportuni strumenti di analisi. Se si riscontrano problemi di sicurezza "correggibili" in tempo reale mediante il ricorso agli interrompibili senza preavviso, l'assetto di rete proposto può essere accettato senza separare in zone. In questo modo il carico funge da strumento di controllo in emergenza ed è effettivamente scollegato solo se si verificano certi eventi pericolosi. Questa seconda soluzione potrebbe offrire maggiore libertà alla dinamica del mercato e flessibilità nella gestione del sistema elettrico.

Il Mercato del Giorno Prima raccoglie le domande e le offerte di energia elettrica per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo a quello in cui termina la seduta. Ricava poi, dall'intersezione delle due curve cumulate di generazioni e carichi, disposte secondo un ordine di merito economico, il prezzo di equilibrio (clearing price) e la quantità di energia scambiata per ogni ora. L'assetto del sistema elettrico, che si forma in questo modo (cioè secondo criteri puramente economici, senza valutazioni di carattere tecnico), è sottoposto alla verifica dei transiti fra aree come prima verifica tecnica, per appurare se esistano congestioni (o presunte tali) tra le zone predefinite della rete.

Nella procedura proposta non si intende rivisitare la norma, secondo cui i transiti fra aree devono risultare inferiori a valori prestabiliti, pena la separazione del mercato in zone - ciascuna caratterizzata da un clearing price. Piuttosto, si vuole introdurre una fase aggiuntiva, da attivare nel caso i cui i transiti non rispettino i vincoli, come opportunità in più per evitare la separazione in zone. Tale processo prende in considerazione i carichi interrompibili con preavviso, i quali sono a disposizione per contratto, per valutare se sia possibile ed economicamente conveniente per il sistema alleggerire grazie al loro utilizzo il flusso sulle sezioni con

violazioni. La proposta è rappresentata in Figura 3 e brevemente commentata nel seguito. Si ipotizzi che il transito fra le due aree rappresentate, così come vorrebbero le pure leggi di merito economico, sia oltre il massimo consentito. La procedura consueta separerebbe immediatamente la rete in aree di mercato. La presenza di carichi interrompibili con preavviso, però, può suggerire di cercare un'alternativa riassumibile così:

- escludere i carichi interrompibili dalla fornitura per un ammontare circa pari alla differenza Pflow-MGP – Pflow-limite, dove Pflow-MGP è il valore di transito come risulta dall'ordine di merito economico e Pflow-limite è il valore limite prestabilito
- ridurre di una stessa quantità la generazione nell'area 1 (qualche generatore fungerà quindi da "generatore interrompibile"), così da assicurare il bilancio di potenza e scaricare effettivamente la sezione in oggetto: il decremento di transito sarà infatti pari alla stessa variazione, a meno di piccoli scostamenti dovuti al nuovo assetto del sistema

Tale procedura consiste in pratica nel cercare un nuovo punto di lavoro - un nuovo bilancio - in cui il transito sulla sezione rientri nei limiti. Qualora non si riesca ad ottenere un risultato utile - per esempio per l'insufficienza di potenza interrompibile nell'area desiderata - si procederà alla separazione in zone, secondo le modalità normali.

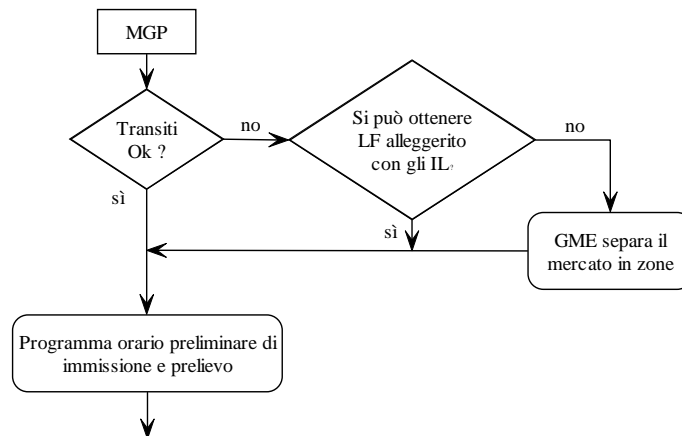


Figura 3. Proposta di impiego degli interrompibili con preavviso per alleggerire una sezione con violazioni.

Il procedimento appare molto semplice, ma può presentare punti essenziali da chiarire o decidere:

- scelta dei carichi da interrompere
- scelta delle generazioni da ridurre

Si possono adottare soluzioni che privilegino l'aspetto tecnico (per esempio, sensibilità per un intervento più efficace), altre basate su priorità di tipo economico (basso merito economico delle generazioni da ridurre). La soluzione globalmente migliore è quella che tiene conto di entrambe le esigenze. Per ottenere una soluzione trasparente verso i diversi operatori occorre trovare la soluzione migliore sul piano economico: minimizzare i costi, pesando cioè gli interventi di aggiustamento sulla base della loro efficacia. In ogni caso, assume un'importanza cruciale la regolamentazione: norme chiare e complete possono rendere efficace il meccanismo proposto. Solo così, inoltre, si potrebbero superare le reazioni a questa proposta, provenienti dai diretti interessati, cioè i carichi interrompibili.

3.3.2 Il controllo del carico come servizio ausiliario di regolazione

Il carico può, in linea di principio, svolgere una azione di regolazione della potenza analoga a quella effettuata dai gruppi generatori. Prescindendo cioè dalla necessità di alimentare a qualunque costo il carico elettrico, l'utente potrebbe accettare di essere disconnesso e partecipare alla costituzione della riserva di potenza attiva e, con opportuni dispositivi di controllo anche alla regolazione f/P primaria e secondaria [11]. Per quanto riguarda la regolazione primaria, sia essa effettuata tramite la generazione o tramite il carico, il parametro significativo in termini statici è lo "statismo" o "droop" (b_p). Il droop mette in relazione la richiesta di potenza regolante primaria con l'errore in frequenza; in altri termini, istante per istante, il

regolatore controlla la frequenza misurata e invia un segnale di modifica dell'output di potenza in ragione proporzionale all'errore in frequenza, ossia a quanto la frequenza misurata si discosta dal valore di regime.

L'impianto di generazione contribuisce alla regolazione aumentando o diminuendo con continuità la potenza prodotta dalla turbina. Analogamente, anche il carico può partecipare alla regolazione (o, in altre parole, può fornire potenza regolante) diminuendo o aumentando la potenza assorbita, cioè effettuando dei distacchi (o ripristini) di carico. Ovviamente, a differenza di un generatore, il carico non può regolare con continuità, ma in maniera discreta. Ad esempio, se una certa unità di carico (o aggregatore) è composta da carichi elementari ciascuno di 1 MW, il suo consumo può essere modificato solo a gradini di 1 MW per volta (ad esempio, può essere ridotto da 40 MW direttamente a 39 MW, ma non con continuità da 40 MW a 39 MW, come sarebbe invece in caso di regolazione di un generatore).

La prima soluzione che è possibile ipotizzare per realizzare una regolazione f/P non è altro che un'estensione di un normale meccanismo di distacco del carico (load shedding). Il load shedding in generale prevede una serie di relè sensibili alla frequenza che distaccano una certa quantità di carico allorché la frequenza scende sotto la soglia del relè. L'obiettivo per la realizzazione della regolazione del carico è quello di ottenere un comportamento simile a quello della regolazione degli impianti di generazione; più precisamente, si vuole ottenere dal carico un comportamento di tipo droop: avendo fissato un certo valore di droop, si tratta di scegliere e tarare opportunamente i relé facendo in modo che la quantità di carico da staccare ogni volta che la frequenza scende sotto una data soglia sia legata all'errore in frequenza dalla relazione che definisce lo statismo.

Per chiarire meglio questi concetti è utile considerare un esempio. Si supponga di voler realizzare un controllo del carico con un droop su base rete del 5% e di avere a disposizione un aggregatore composto da unità singole ciascuna di 1 MW. L'obiettivo è tarare la frequenza di intervento dei relè che distaccano le unità da 1 MW in modo tale da ottenere il droop voluto. Se al posto di ΔP_r , si sostituisce 1 MW e al posto di b_p 5%, si ottiene un determinato valore di Δf che chiameremo Δf^* . Se ad esempio Δf^* risulta essere 0.05 Hz, allora, a partire da 50 Hz, bisogna predisporre dei relè ogni 0.05 Hz, e cioè un relè che distacca 1 MW a 49.95 Hz, uno che distacca 1 ulteriore MW a 49.9 Hz e così via. In questo modo, i vari ΔP_r e Δf sono tarati in modo tale da ottenere un droop su base rete del 5%, cioè in altri termini la potenza regolante del carico varia con la frequenza con modalità assimilabile a quella di un droop del 5%. La seguente Figura 4 presenta in blu una tipica caratteristica statica f/P per un generatore.

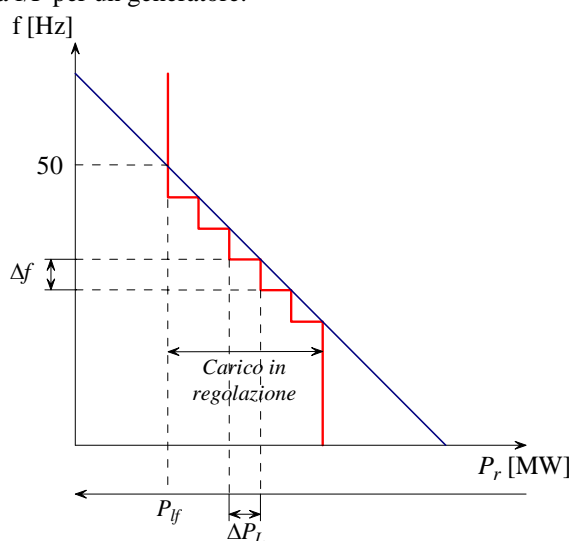


Figura 4. Caratteristica statica f/P di tipo droop per un generatore e per il carico

Essendo una caratteristica statica, essa mette in relazione a regime la frequenza con la relativa potenza regolante del generatore. Il grafico in rosso, invece, mostra una tipica caratteristica statica f/P per il carico. Come si può notare, in questo caso la caratteristica droop è costituita da una successione di step, dovuti al fatto che, come già detto, il carico non regola con continuità, bensì ad intervalli di 1 MW per volta. Con P_f è indicato il valore di potenza assorbito dal carico in condizioni normali, cioè a 50 Hz, mentre come detto i valori ΔP_L (cioè ΔP_r per il carico) e Δf sono scelti in modo tale da soddisfare la definizione di statismo.

Questa prima soluzione per la regolazione f/P tramite carico presenta però una serie di inconvenienti: innanzi tutto, permette di realizzare esclusivamente la regolazione primaria, dal momento che il processo è controllato da semplici relè sensibili alla frequenza e non da un regolatore in grado di ricevere il segnale dal regolatore secondario. Inoltre, allorché si volesse variare il valore b_p del droop, sarebbe necessario tarare nuovamente tutti i relè, cioè in altre parole sarebbe necessario trovare il nuovo valore di Δf che soddisfa la

definizione di statismo. Da ultimo, per far sì che la caratteristica di Figura 4 sia sufficientemente fine, è necessario prevedere un elevato numero di relè sensibili alla frequenza, con ovvi problemi di costi e di affidabilità.

Per tutte queste ragioni è stata sviluppata una seconda soluzione, più flessibile di quella appena esposta. Questa seconda soluzione, mostrata in Figura 5, risulta essere molto simile agli abituali schemi di controllo f/P per unità di generazione.

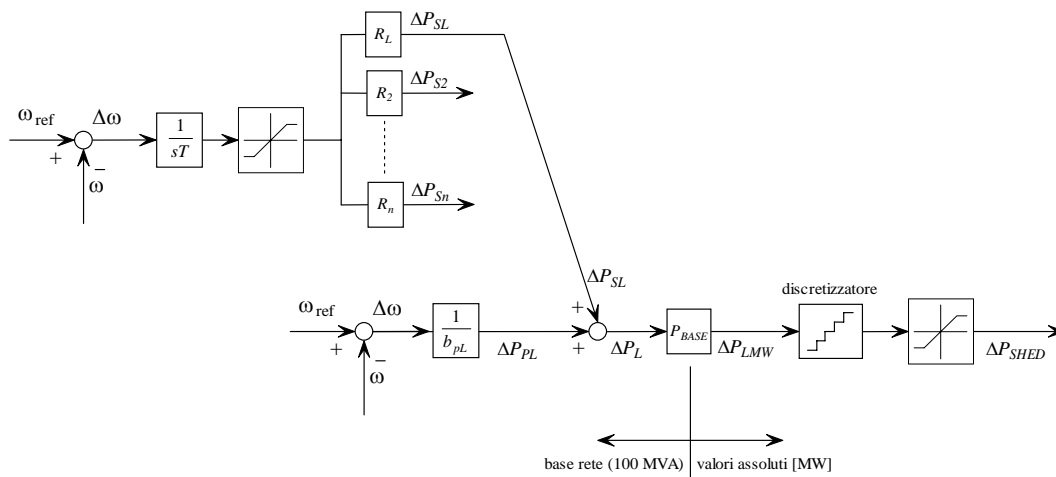


Figura 5. Modello per la regolazione carico

La parte di schema a monte del blocco discretizzatore è esattamente uguale a quelle tipiche degli impianti di generazione. Quello che invece caratterizza lo schema di controllo del carico proposto è il blocco discretizzatore. Questo blocco tiene conto del fatto che, come detto, la regolazione f/P da parte del carico è di tipo discreto, non continuo. Il blocco non fa altro che discretizzare il segnale in ingresso, che è proprio la somma delle potenze regolanti primaria e secondaria espressa in MW. Il segnale in ingresso al discretizzatore è continuo, in quanto output di un normale regolatore f/P, e viene discretizzato a intervalli definibili (nel nostro caso, a intervalli di 1 MW).

3.3.3 Gestione del sistema elettrico in situazione di allerta mediante il controllo del carico

Il concetto dell'uso del carico nella sicurezza delle reti elettriche necessita di approcci anche innovativi. Restano infatti fortemente dipendenti dall'esperienza dell'operatore che esercisce il sistema elettrico aspetti quali la quantità minima di carico da staccare per "aiutare" il sistema a superare le condizioni di contingenza, la localizzazione del carico da staccare e l'implementazione di strategie di controllo. Questa parte della memoria prende in esame lo sviluppo delle metodologie e la successiva implementazione di un sistema di supporto alle decisioni per affrontare le modalità di partecipazione del carico alla DSA (Dynamic Security Assessment).

All'interno del problema di analisi della sicurezza, sono particolarmente interessanti il controllo e la gestione di alcune importanti linee di trasmissione che interconnettono diverse aree o nazioni. Nell'analisi della sicurezza, il classico criterio n-1 considera la rimozione di ciascuna linea di trasmissione, una alla volta. Contingenze di questo tipo possono causare sovraccarichi sulle rimanenti linee e quindi eventi in cascata, particolarmente critici per l'integrità del sistema. Il numero di linee di interconnessione è relativamente limitato, quindi il problema della sicurezza è ben definito e le azioni correttive per evitare il sovraccarico possono essere controllate sistematicamente. Un modo per risolvere questo problema è ricorrere al distacco carico come azione di controllo in emergenza. Si possono adottare diverse strategie in caso di perdita di una linea di interconnessione, legate alla quantità e alla localizzazione del carico da staccare.

Al fine di supportare l'operatore nella scelta della strategia più efficiente è stato sviluppato un prototipo di sistema esperto (SE) [12] in grado di suggerire il distacco carico in parti differenti della rete a seguito di eventi e situazioni verificatesi sull'interconnessione. Il SE può supervisionare lo stato del sistema e fornire direzioni guida all'operatore; può valutare la quantità di carico sotto alleggerimento e creare opportune tabelle di distacco carico per ogni situazione pericolosa. Il processo di decisione per valutare dove e quanto carico staccare è legato alle condizioni del sistema: in linea di principio è un processo euristico e dipende anche dall'esperienza dell'operatore. Bisogna considerare diversi aspetti: le violazioni potrebbero essere dovute a sovraccarichi termici o a problemi di tensioni. Il carico solitamente può essere staccato sulla base di

alcuni criteri di priorità. Alcuni carichi potrebbero essersi resi disponibili al distacco sulla base di contratti (carichi interrompibili), mentre altri carichi non possono assolutamente essere interrotti (carichi privilegiati). Un problema da evidenziare per la sicurezza della rete di trasmissione è che i carichi sono in genere a livelli di tensione più bassa e ciò può comportare una ripartizione non adeguata dello stacco. Le strategie di load shedding possono essere attuate sulla base delle seguenti linee guida (o di una loro combinazione): distacco carico uniforme nell'area in deficit di potenza, distacco carico determinato dalla vicinanza con la linea in sovraccarico, distacco carico alle sbarre con le più pericolose violazioni sulle tensioni, distacco carico dettato da considerazioni di sensitività.

4. CONCLUSIONI

Nel contesto della ristrutturazione del sistema elettrico si può ipotizzare che anche il carico possa svolgere un ruolo importante sia nella fornitura di energia, sia in quella dei servizi ausiliari. Ad esempio l'elasticità della domanda in funzione del prezzo può influire positivamente sul fenomeno dei "price spikes". L'operatore di sistema potrebbe usare il carico come una risorsa per la fornitura di servizi ausiliari quali ad esempio la regolazione potenza-frequenza, la riserva, ecc. Ulteriori possibili applicazioni del controllo del carico sono correlate alla risoluzione delle congestioni ed alla capacità di trasporto disponibile, concetti che hanno assunto maggiore importanza nell'ambito della liberalizzazione al fine di ridurre l'interferenza della rete di trasmissione sul mercato.

Infine è pensabile che la realizzazione di strategie di controllo del carico ai fini del miglioramento della sicurezza del sistema elettrico richieda l'adozione di strumenti di supporto alle decisioni con lo scopo di assistere l'operatore negli interventi di controllo preventivo/correttivo, che si rendono necessari per fronteggiare situazioni di allerta e di emergenza di moderata gravità. Più precisamente, un sistema di supporto alle decisioni può essere in grado di proporre una soluzione di distacco carico che minimizzi l'impatto sul sistema elettrico, scegliendo opportunamente, tra le differenti possibili strategie, la localizzazione e quantità ottime del carico da staccare a seguito di una contingenza.

5. RINGRAZIAMENTI

Il presente lavoro è stato svolto nell'ambito del Progetto SICURE, finanziato dal Ministero Italiano dell'Industria e del Commercio, attività della Ricerca di Sistema - DM 17/04/2001.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Eto, J. Kueck, J. Dagle, F. Alvarado, C. Martinez, et alii, "An R&D Agenda to Enhance Electricity System Reliability by increasing Customer Participation in Emerging Competitive Markets", IEEE 2001 Winter Meeting, Columbus, Ohio, USA, 28 January-1 February 2001
- [2] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE/Wiley Interscience, 2002
- [3] Peak Load Management Association, "Demand Response: Principles for Regulatory Guidance", February 2002. <http://www.peaklma.com/>
- [4] E. Hirst, "Retail-Load Participation in Competitive Wholesale Electricity Markets", Edison Electric Institute, Washington, DC, and Project for Sustainable FERC Energy Policy, Alexandria, VA, January 2001. <http://www.ehirst.com/>
- [5] New York Independent System Operator (Prepared by Neenan Associates), "NYISO PRL Program Evaluation: Executive Summary", January 15, 2002. <http://www.nyiso.com/>
- [6] D. Gilligan, "Grading 2001's ISO Demand Response Programs", *Energy User News*, November, 2001. <http://www.energyusernews.com/>
- [7] G. Cervigni, "Market Experiences with Demand Side Bidding (DSB) and Future Directions", IEA Workshop on "Enhancing Demand Response in Liberalised Electricity Markets", Paris, February 24-25, 2003. <http://library.iea.org/dbtwwpd/textbase/work/2003/electmrkt/Session%20B/Cervigni.pdf>
- [8] F. Casamatta, D. Cirio, D. Lucarella, S. Massucco, R. Salvati, M. Sforza, "Management of Interruptible Loads in Power System Security and operation", IEEE Summer Meeting, Chicago, 21- 25 July 2002
- [9] ETSO, "Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission", presented at the Regulators Meeting, Florence (Italy), November 1999. Available: <http://www.etso-net.org/>
- [10] Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato - 21 novembre 2000 - "Cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel Spa al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa". <http://www.grtn.it/>
- [11] D. Cirio, G. Demartini, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, F. Silvestro, G. Vimercati, "Load Control for Improving System Security and Economics", IEEE BPT Powertech, Bologna June 2003
- [12] D. Cirio, S. Massucco, A. Morini, F. Silvestro, L. Polese, R. Salvati, F. Casamatta, G. Demartini, P. Scarpellini, "A decision support system for preventing power system degradation into emergency conditions", IEEE ISAP 2001 Conference, Budapest, June 18-21, 2001