

CRITERI, PROCEDURE E VINCOLI PER LA GESTIONE OTTIMIZZATA DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL MERCATO LIBERALIZZATO

Cristian Carraretto, Alberto Mirandola, Anna Stoppato, Andrea Zigante

Dipartimento di Ingegneria meccanica - Università di Padova
via Venezia, 1- 35138 Padova

SOMMARIO

La gestione degli impianti di produzione nel mercato elettrico liberalizzato richiede lo sviluppo di sistemi per l'analisi delle prestazioni correnti e la previsione di quelle attese, al fine di individuare piani di conduzione delle centrali tali da garantire non soltanto una buona redditività economica, ma anche affidabilità, disponibilità e durata degli impianti, nonché rispetto dei vincoli ambientali. Ciò comporta l'elaborazione di tecniche ed algoritmi di programmazione e l'implementazione di adeguati metodi di controllo e diagnostica, per valutare lo stato di salute degli impianti e i gradienti di carico ai quali essi possono essere sottoposti. In particolare, in relazione al degrado funzionale dei componenti e ai loro malfunzionamenti evolutivi, dovranno essere calcolati gli scostamenti dei parametri di esercizio da quelli attesi: è quindi necessaria la determinazione di sicuri parametri di riferimento, che definiscano le prestazioni dei diversi sottosistemi in condizioni di funzionamento equivalenti a quelle dell'impianto "nuovo e pulito", o comunque trovandosi in condizioni ben definite, incluse quelle ambientali.

La memoria che viene qui proposta tratterà questi problemi; essi sono da tempo allo studio del gruppo di ricerca proponente, che ha messo a punto opportune tecniche per integrare le procedure di programmazione con quelle di simulazione e diagnostica.

INTRODUZIONE

La gestione ottimale di un impianto di conversione energetica è quella che porta, nell'arco dell'intera vita utile dell'impianto, al soddisfacimento delle richieste dell'utenza (elettrica, termica, meccanica) con il minimo consumo di risorse, il minimo impatto ambientale e il minimo costo complessivo di produzione o, nella prospettiva del mercato, il massimo guadagno [1].

Per raggiungere questo obiettivo, al di là della necessità di una progettazione che tenga conto della prevista storia futura e non solo delle fissate condizioni nominali, durante il funzionamento la regolazione e i piani di conduzione dell'impianto devono essere continuamente modificati in funzione del carico, delle condizioni al contorno e dell'eventuale stato di degrado dei diversi dispositivi.

Il gruppo di ricerca di cui gli Autori fanno parte si è occupato in particolare dell'implementazione di procedure che permettano di integrare l'analisi diagnostica con le modalità di regolazione dell'impianto, nonché con la programmazione ottimale dei carichi e delle manutenzioni. Quest'ultimo punto, a sua volta, è inserito in una prospettiva più ampia che tiene conto delle dinamiche del mercato liberalizzato dell'energia elettrica e dell'eventuale necessità di ottimizzare la gestione di un parco di centrali anziché di un singolo impianto.

In quest'ottica l'analisi diagnostica è volta ad identificare ogni anomalia di funzionamento dell'impianto e/o dei singoli dispositivi e a classificarla in base all'impatto che essa causa sul rendimento complessivo dell'impianto. L'obiettivo è quello di ottenere uno strumento in grado di offrire una panoramica generale del funzionamento dell'impianto rispetto a quanto previsto nelle medesime modalità di funzionamento e di fornire informazioni relativamente alle cause degli eventuali scostamenti e agli effetti che ciascuna di esse ha sulle prestazioni complessive e su quelle dei singoli componenti.

Il metodo si basa sull'uso di opportuni indicatori derivanti dalle analisi termodinamica, exergetica ed exergoeconomica. Queste ultime sono condotte a partire sia dai dati misurati durante il funzionamento attuale dell'impianto sia da quelli ottenuti dalla simulazione del funzionamento in condizioni di riferimento e possono essere eseguite con un opportuno strumento di calcolo, anche on-line. I risultati elaborati dalla procedura diagnostica vengono poi forniti ad una procedura numerica basata sulla programmazione dinamica per determinare i piani di produzione ottimali lungo un periodo di tempo fissato.

LA GESTIONE DEGLI IMPIANTI NEL MERCATO LIBERALIZZATO

Sin dagli anni '80 molti programmi di deregolamentazione sono stati introdotti nei sistemi elettrici verticalmente integrati di diversi Paesi, come negli Stati Uniti, in Europa, in sud America, ecc. La ragione principale di questo tentativo di ristrutturazione universale era la convinzione che una struttura di mercato ed un meccanismo di gestione ben disegnati, assieme ad una spinta competizione tra gli operatori del mercato, potessero condurre ad uno sfruttamento più razionale delle risorse energetiche e ad un aumento del benessere sociale. In Europa il processo di deregolamentazione iniziò nel 1996, quando la Commissione Europea approvò la direttiva 96/92/EC, con la quale i paesi membri erano spinti ad introdurre la competizione nel settore dell'energia elettrica. In Italia la ristrutturazione iniziò nel 1999 con il Decreto Legge 79/99, ma solo nel 2004 la borsa elettrica divenne effettivamente operante. La borsa elettrica è stata intesa come un meccanismo che consentirebbe ai produttori ed ai consumatori qualificati di effettuare liberamente operazioni di compravendita di energia elettrica. Idealmente, la struttura del

mercato e la competizione tra gli attori che vi operano dovrebbero dirigere la società verso un aumento del welfare. Tuttavia, il mercato elettrico emergente non rappresenta ancora una situazione di competizione perfetta, essendo piuttosto più simile ad un oligopolio, a causa delle limitazioni intrinseche nel settore della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica: limitato numero di produttori; necessità di grossi investimenti, che costituiscono una notevole barriera all'ingresso di nuovi operatori; vincoli nella trasmissione, che talvolta riducono il numero di produttori dai quali ogni consumatore può essere servito; perdite di trasmissione, che scoraggiano il consumatore nell'acquisto di energia da produttori molto distanti. Tutti questi aspetti fanno sì che solo poche compagnie di produzione possano operare in una determinata area geografica, e, di conseguenza, ogni produttore può massimizzare il suo profitto grazie alla sua posizione privilegiata.

Il mercato elettrico italiano è costituito da tre sessioni: il mercato del giorno prima, nel quale gli operatori effettuano le offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica relative alle 24 ore del giorno successivo, la sessione di aggiustamento, dove si introducono eventuali modifiche alla programmazione derivante dalla sessione del giorno prima, e la sessione di approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire il buon funzionamento del sistema (ad esempio la riserva di potenza).

Recentemente diversi studi sono stati condotti al fine di determinare la strategia ottimale per i produttori di energia elettrica nell'ipotesi di perfetta competizione, al fine di massimizzare il loro profitto in termini economici [2, 3]. Il gruppo di ricerca dell'Università di Padova ha sviluppato una procedura numerica [4] basata sulla programmazione dinamica per determinare i piani di produzione ottimali lungo un periodo di tempo fissato. Tale procedura prende in considerazione gruppi di impianti di produzione di energia elettrica che costituiscono i così detti *price-taker*, ovvero piccoli produttori che non hanno il potere o l'interesse di influenzare i prezzi di mercato con le loro offerte. Questa tecnica è stata applicata per ottimizzare la gestione sia di singoli impianti che di gruppi di impianti su vari orizzonti temporali, con vari scenari di costi di produzione e con diversi obiettivi strategici. In particolare, due criteri sono stati considerati: il criterio di *produzione libera*, secondo il quale si suppone che tutta l'energia offerta da un produttore possa sempre essere assorbita dalla rete, ed il criterio di *produzione vincolata*, secondo il quale, invece, si limita la produzione massima giornaliera dell'impianto o del gruppo di impianti, sulla base di scelte legate, ad esempio, a strategie di mercato.

Successivamente sono stati presi in considerazione i produttori *price-maker*, ovvero quei grossi produttori che hanno un potere di mercato sufficientemente elevato da influenzare i prezzi di vendita dell'energia con le loro offerte. Il potere di mercato si riflette nella capacità di un produttore di (1) fissare prezzi di vendita dell'energia elettrica superiore ai costi di produzione, oppure (2) di "trattenere" la potenza erogabile dal suo parco facendo sì che impianti più costosi debbano essere fatti funzionare, con un conseguente prezzo di mercato più elevato (*capacity withholding*).

Per studiare il mercato tenendo conto della presenza dei grossi produttori è necessario analizzare le situazioni nelle quali un *price-maker* può sfruttare la quota di mercato a suo vantaggio. Questo è stato uno dei principali problemi sin dall'introduzione della deregolamentazione, poiché la presenza di produttori con elevato potere di mercato causa delle notevoli deviazioni rispetto a quanto si osserverebbe in

presenza di competizione perfetta. Per questo motivo molti ricercatori in passato hanno cercato di identificare, in funzione delle possibili strutture del mercato, il potenziale abuso derivante da un eccesso di potenza da parte di un produttore [5]. Tuttavia, queste analisi sono sempre state effettuate da un punto di vista generale, al fine di determinare se e quando teoricamente potrebbe essere significativo il potere di un certo produttore in un dato contesto di mercato. Non è mai stata presentata nessuna analisi che tenesse conto in modo dettagliato anche delle reali problematiche tecnologiche che vincolano la gestione degli impianti. Di questo si è occupato il gruppo di ricerca dell'Università di Padova, che, in particolare, ha preso in considerazione i vincoli intertemporali nella variazione del carico erogato dagli impianti, vincoli che si ripercuotono nel piano di produzione ottimale lungo il periodo di analisi.

Inizialmente è stato considerato uno scenario di tipo *leader-followers*, ovvero un caso in cui è presente un solo grosso produttore, il leader, che possiede una elevata quota di mercato, ed un insieme di piccoli gruppi, i followers, che invece si comportano come *price-takers*, in quanto non hanno il potere di influenzare le dinamiche di mercato [6]. Uno scenario di questo tipo si verifica spesso quando il processo di deregolamentazione di un sistema, inizialmente basato su un monopolio, è appena agli inizi; quindi l'esempio considerato riflette abbastanza bene l'attuale situazione del mercato elettrico italiano. L'obiettivo era quello di pianificare le offerte in borsa ottimali da parte del produttore leader, tenendo conto della reazione attesa dei piccoli produttori followers. È stata sviluppata una procedura iterativa per calcolare il livello di produzione ottimale delle varie centrali del produttore leader, coordinate tra loro in modo da massimizzare il profitto complessivo. Poiché le decisioni del leader influenzano il prezzo di vendita dell'energia e, di conseguenza, la produzione ottimale dei vari produttori follower, la procedura deve essere iterativa, al fine di determinare un equilibrio nel quale la strategia ottimale del leader prende in considerazione la reazione ottimale dei followers.

Si è, quindi, analizzato anche il caso in cui sono presenti più produttori *price maker* tra loro in competizione [7]. Tre differenti approcci sono spesso stati suggeriti in letteratura per affrontare questo tipo di problema: la previsione del prezzo di equilibrio di mercato, la modellazione delle curve di produzione dei produttori rivali, la simulazione del comportamento dei produttori rivali attraverso la teoria dei giochi. Quest'ultimo approccio è stato ritenuto più appropriato per l'analisi del comportamento dei vari produttori in un contesto di tipo oligopolistico, anche se la sua applicazione richiede la conoscenza, da parte di ciascun produttore, dei reali costi di produzione dei produttori rivali. È stata implementata una procedura iterativa in grado di determinare l'equilibrio di Nash delle offerte di produzione di energia elettrica tra i vari competitori. Per equilibrio di Nash si intende quell'insieme di strategie di ciascun competitore tali che nessun produttore potrebbe incrementare il proprio profitto adottando una strategia differente, ferma restando la strategia degli altri produttori.

Questo modello di mercato può essere utilizzato quando un produttore non ha a disposizione molte informazioni riguardo le possibili strategie degli altri competitori prima dell'apertura della sessione del mercato. La strategia ottimale derivante dal modello suggerisce un conveniente piano di produzione che rappresenta l'equilibrio verso il quale i vari competitori tenderanno progressivamente nel tempo, a meno che non insorgano nuovi elementi in grado di distorcere tale equilibrio.

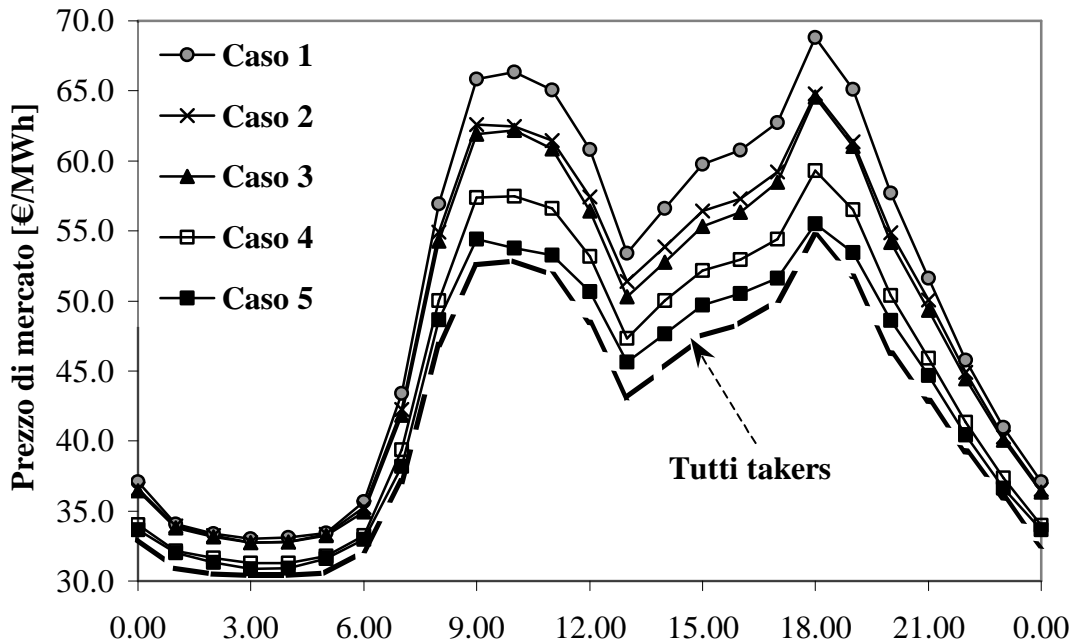


Figura 1. Andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica per diversi scenari di produttori presenti sul mercato.

Inoltre, il modello può essere utile anche durante la sessione giornaliera del mercato per determinare in tempo reale l'offerta ottimale di energia elettrica, dal momento che la procedura di decomposizione utilizzata fa sì che i tempi di computazione siano molto bassi anche considerando un gran numero di impianti gestiti parallelamente. Ancora, l'utilizzo di tale modello può consentire all'Autorità del mercato di prevedere situazioni nelle quali vi siano operatori con eccessivo potere di mercato e di prendere le dovute contromisure. Infine, un eventuale gruppo che decidesse di entrare nel mercato potrebbe usare questo modello per prevedere le conseguenze del suo ingresso e quindi valutarne la convenienza o meno, attraverso la stima dei possibili profitti da esso derivanti.

In Figura 1 è riportato, come esempio dei risultati ottenuti con il modello sopra descritto, l'andamento orario dei prezzi di mercato dell'energia elettrica in un tipico giorno invernale, prendendo in considerazione diversi scenari di produttori presenti nel mercato. La tipologia degli impianti considerati è tale da riprodurre, per quanto possibile in proporzione, l'attuale situazione del parco di impianti di produzione di energia elettrica in Italia. Il Caso 1 rappresenta una situazione in cui tre grossi price-makers coprono circa l'80% della produzione di energia elettrica, mentre il rimanente 20% è lasciato ad un gruppo di piccoli produttori che si comportano come price-takers. Il Caso 2, invece, mostra quale sarebbe l'andamento dei prezzi di mercato se il più grosso dei tre price-makers venisse smembrato in due società distinte. Analogamente, nel Caso 3 un altro price-maker è stato scisso in due produttori più piccoli. Nei Casi 4 e 5 si è ipotizzato l'ingresso nel mercato di un nuovo price-maker, rispettivamente accanto ai tre di partenza ed ai cinque presenti nel Caso 3. La linea tratteggiata, infine, rappresenta i prezzi di mercato nel caso in cui tutta la produzione di energia elettrica è affidata a piccoli produttori che si comportano come price-takers. Si può notare come la perdita di potere di mercato da parte di alcuni price-makers e, contemporaneamente, l'aumento del numero di produttori in competizione porterebbero, ovviamente, ad una sensibile riduzione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

Da quanto detto sinora si evince come l'introduzione della borsa elettrica in qualche modo comporti potenzialmente delle notevoli differenze nella gestione degli impianti rispetto a quando si era in presenza di un monopolio. Infatti, l'inevitabile tendenza di ogni produttore ad adottare delle strategie che incrementino il più possibile il proprio profitto fa sì che il carico erogato anche da impianti di grande potenza venga continuamente modulato, limitatamente a quanto i limiti tecnologici consentono, al fine di garantire l'insieme di offerte di energia nel tempo più proficuo. Tuttavia è ragionevole aspettarsi che questa continua modulazione del carico comporterà a lungo andare un più rapido decremento delle prestazioni degli impianti, nonché una maggiore probabilità di insorgenza di guasti. Tra i temi di ricerca attualmente affrontati dal gruppo di ricerca dell'Università di Padova vi è quello quantificare l'influenza che l'adozione di una strategia di gestione, ottimizzata secondo quanto detto sopra, ha sull'affidabilità degli impianti. L'obiettivo è arrivare alla formulazione di un costo legato al deterioramento dei componenti dell'impianto nel tempo dovuto alle variazioni di carico. Di tale costo si dovrà in seguito tener conto nella formulazione dell'effettiva strategia ottimale da parte dei produttori di energia elettrica.

L'ANALISI DIAGNOSTICA PRESTAZIONALE

La diagnostica prestazionale ha lo scopo di individuare ogni causa di una diminuzione delle prestazioni complessive dell'impianto e di determinare in che modo essa si ripercuota, a partire dal dispositivo nel quale è localizzata, sul funzionamento di tutti gli altri. L'analisi è anche in grado di quantificare, nel caso frequente di contemporanea presenza di più malfunzionamenti indipendenti, il contributo di ciascuno di essi al peggioramento del comportamento globale [8, 9].

Come già accennato, tale analisi si basa sul confronto tra il funzionamento attuale ed un funzionamento "di riferimento".

Nell'esperienza degli Autori, la scelta dello stato di riferimento [10] ha un peso strategico nella capacità di monitoraggio dei malfunzionamenti, in quanto definisce le

condizioni di funzionamento previste con cui confrontare le prestazioni attuali globali e di ciascun componente; è importante quindi che il riferimento consenta di effettuare le analisi a parità dei parametri esterni, quali la temperatura e la pressione atmosferiche, la temperatura e la portata dell'acqua di raffreddamento al condensatore, cosicché siano quantificate tutte e sole le perdite associate unicamente alle variabili interne del sistema. E' poi essenziale che nella costruzione dello stato di riferimento si riescano riprodurre esattamente il sistema di regolazione e la strategia di controllo dell'impianto. A titolo esemplificativo, un impianto può essere gestito per seguire il carico (elettrico e/o termico) richiesto dall'utente o programmato, o per produrre il massimo possibile a parità di combustibile (è il caso, ad esempio, degli impianti di termovalorizzazione dei rifiuti): nel primo caso un malfunzionamento produrrà un aumento di consumo di risorse, nel secondo una diminuzione del prodotto utile. Ciò comporta anche un differente carico sui diversi sottosistemi dell'impianto e quindi una diversa distribuzione degli effetti del malfunzionamento. Questo aspetto è essenziale proprio nell'ottica dell'ottimizzazione della gestione dell'impianto. Infatti, se le prestazioni possono essere completamente ripristinate solo rimuovendo la causa del malfunzionamento, ad esempio mediante pulizia o sostituzione del pezzo guasto, una appropriata regolazione dell'impianto, che cerchi di riportare le condizioni di funzionamento dei singoli dispositivi vicine a quelle nominali, permette spesso di migliorarle in attesa del momento più opportuno per la manutenzione.

A seconda del tipo di evoluzione del fenomeno da evidenziare, è poi possibile basare la costruzione delle condizioni di riferimento a partire dai dati ottenuti in diverse situazioni: ad impianto nuovo e pulito o alla ripartenza del gruppo in esame dopo l'ultima fermata per manutenzione, in maniera da valutare le condizioni di funzionamento globali e locali attuali rispetto ad uno stato d'impianto "ottimale"; oppure con riferimento al funzionamento nelle giornate (o nelle ore) precedenti all'analisi, in maniera da evidenziare i fenomeni rapidi, eliminando gli effetti legati a lenti e gradualmente deterioramenti o sporcamenti.

La procedura elaborata combina insieme informazioni derivanti dalle analisi termodinamica, exergetica ed exergoeconomica e si basa sostanzialmente sulla valutazione del valore assunto da alcuni indici che confrontano lo stato di funzionamento attuale con quello di riferimento e che quantificano il contributo di ogni componente all'incremento di costo globale di esercizio.

Determinante è la considerazione non solo del valore istantaneo degli indici, che visualizza l'incidenza sulle prestazioni globali dello stato del singolo componente rispetto a tutti gli altri, ma pure del loro andamento nel tempo che descrive la modalità di progressione del danno.

In effetti fenomeni quali rotture improvvise di componenti strutturali determinano trends degli indici con gradienti nel tempo molto marcati; in questo caso, dato il forte transitorio generalmente conseguente all'avaria, non ha molto significato il valore assoluto del singolo indice, ma piuttosto la sua intensità di variazione. Al contrario, trends di riduzione delle prestazioni associabili a fenomeni lenti, come usura o sporcamento, determinano degli andamenti degli indici piuttosto stabili, ed in tal caso il loro valore assoluto ben rappresenta le perdite (energetiche ed economiche) che il componente in esame comporta sull'intero impianto. In questi casi è allora conveniente riferirsi nel confronto a condizioni di funzionamento dopo l'ultima precedente manutenzione,

condizioni che potrebbero essere ristabilite con un ulteriore intervento manutentivo.

Il metodo proposto è stato testato già su numerosi impianti di diversa tipologia: gruppi a vapore da 320 MW alimentati a carbone, gruppi ipercritici ad olio combustibile da 660 MW, turbine a gas, impianti a ciclo combinato e impianti a vapore cogenerativi alimentati a RSU [10].

Le condizioni attuali di funzionamento sono state determinate interfacciando il modello d'impianto con le misure di ciclo (pressioni, temperature e portate) acquisite in tempo reale dal Sistema di Supervisione di centrale. In altri casi i dati acquisiti sono stati recuperati dagli archivi storici delle centrali, in base alle documentazioni di manutenzione disponibili. In questo modo è stato possibile testare la procedura su dati relativi a periodi immediatamente precedenti a rotture avvenute negli ultimi anni; sono stati studiati inoltre periodi prima e dopo fermate per manutenzione.

Le condizioni di riferimento sono state ricostruite volta per volta normalmente a partire dai dati di progetto, alla ripartenza dopo l'ultima manutenzione oppure sulla base del funzionamento di un qualsiasi giorno precedente a quello studiato, a seconda del tipo di fenomeno da evidenziare.

I risultati ottenuti sono positivi: nei casi esaminati il metodo è stato sempre in grado di individuare le cause del malfunzionamento globale e di distinguere il contributo di ciascuna di esse. Tale contributo può servire come criterio per valutare l'opportunità o meno di una manutenzione del dispositivo sede del malfunzionamento in quanto permette di confrontare il "costo" di quest'ultimo con quello della manutenzione (comprensiva del costo di mancata produzione nel periodo in cui eventualmente l'impianto deve rimanere fermo).

A questo punto, determinate le cause del problema, si può simulare il funzionamento atteso dell'impianto con un diverso criterio di gestione (ad esempio, a carico inferiore) o di regolazione (ad esempio, controllando il valore di una temperatura o l'apertura di una valvola), cercando di minimizzare gli effetti del malfunzionamento sui costi di esercizio.

I risultati di questa analisi sono poi passati alla procedura descritta nel paragrafo precedente che considera l'impianto all'interno del mercato.

A titolo di esempio dei risultati ottenibili, si riporta l'istogramma di figura 2, relativo allo sviluppo di una cricca in un tubo di surriscaldamento di una caldaia ipercritica. Esso illustra lo stato dei componenti più significativi poco prima della fermata per guasto del gruppo: risulta evidente la localizzazione del malfunzionamento in caldaia, poiché tutti i corpi di scambio termico gas-vapore sono notevolmente penalizzati in termini di maggior consumo di risorse. Tale impatto si può quantificare in circa 22.7 MW di combustibile su un totale incremento rispetto alla situazione prevista di 51.1 MW.

Come si nota dal grafico, la presenza di un malfunzionamento e la conseguente alterazione delle proprietà termodinamiche dei flussi elaborati, nonché la necessità di elaborare maggiori portate a parità di prodotto complessivo, provocano anche in altri componenti delle variazioni di comportamento che si traducono in valori non nulli degli indici; addirittura talvolta alcuni sottosistemi (in Fig. 2, la camera ruota, ad esempio) possono presentare una variazione delle relative condizioni operative verso punti di funzionamento a maggiore efficienza rispetto a quanto previsto nel modello di riferimento a parità di condizioni

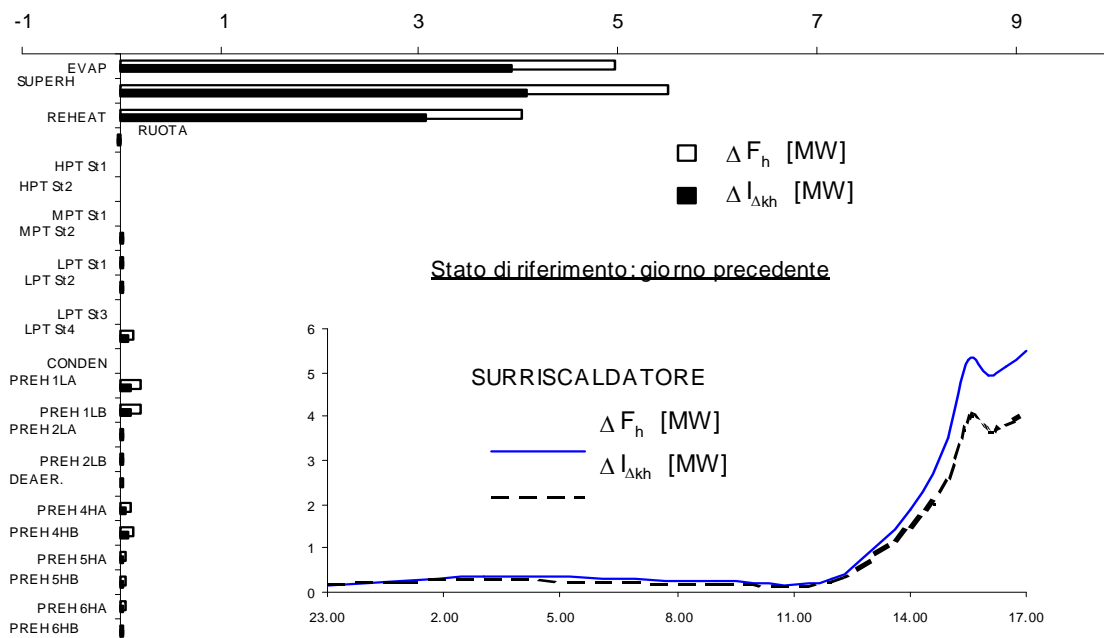


Figura 2. Risultati dell'analisi diagnostica in un caso di cricca di un tubo surriscaldatore di una caldaia ipercritica.

esterne: queste circostanze sono di conseguenza associate a valori negativi degli indici.

Poiché il caso in esame si riferisce ad un'avaria in rapido avanzamento, è interessante controllare l'andamento nel tempo degli indici (Fig. 2); esso conferma la sensibile natura evolutiva del cedimento, dovuta all'azione erosiva del vapore in pressione sui tubi limitrofi a quello originatore del guasto.

L'intera procedura è stata implementata in una routine di calcolo che comunica con il codice di simulazione degli impianti di conversione energetica DIMAP [11]; quest'ultimo può essere interfacciato direttamente con il sistema di acquisizione dati dell'impianto. Si è ottenuto così uno strumento utile e concretamente applicabile, in modo particolare per analisi in tempo reale (on-line).

CONCLUSIONI

L'articolo ha presentato una procedura che considera per la programmazione dei carichi degli impianti di produzione elettrica nel mercato liberalizzato anche l'aspetto relativo al degrado delle prestazioni nel tempo, a sua volta legato alle modalità di conduzione. Essa si basa su di una tecnica di analisi diagnostica prestazionale, ampiamente testata dagli Autori, che determina l'impatto di ciascun malfunzionamento dell'impianto sulle prestazioni complessive, in termini di incremento di costo di esercizio, e su procedure di programmazione dinamica.

I primi risultati ottenuti sono incoraggianti.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. Lazzaretto, A., Macor, A., Mirandola, A., Stoppato, A., 1999, "Life-Time Oriented Design and Operation of Energy Conversion Plants: Criteria and Procedures", *Proc. of the Winter Annual meeting of the ASME, AES-Vol. 39*, pp.611-619
2. Hong YY, Weng NP. Optimal short-term scheduling in a deregulated competitive market. *Electric Power Systems Research* 2000;54.
3. Wen F, David AK. Strategic bidding for electricity supply in a day-ahead energy market. *Electric Power Systems Research* 2001;59:197-206.
4. Carraretto C, Lazzaretto A. On the electrical energy dispatch in the Italian deregulated market. In: *ECOS 2002*, Berlin, Germany, Vol.I. 2002, pp.400-408.
5. Rudkevich A, Duckworth M, Rosen RA. Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: the potential for oligopoly pricing in a poolco. *The Energy Journal* 1998;19(3).
6. Carraretto C, Zigante A. An iterative dynamic procedure for the optimization of thermal power plants strategic supply offers in a day-ahead electricity market. In: *ECOS 2004*, Guanajuato, Mexico.
7. Carraretto C, Zigante A. Thermal power plants strategic management in the day-ahead electricity market. Interaction among competitive producers. In: *ECOS 2004*, Guanajuato, Mexico.
8. Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M., 1996, *Thermal Design and Optimization*, Ed. John Wiley and Sons.
9. Valero, A., Lozano, M.A., Bartolomé, J.L., 1996, "On-Line Monitoring of Power-Plant Performances, using Exergetic Cost Techniques", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 16, No. 12, pp. 933-948.
10. Stoppato, C. Carraretto, A. Mirandola, 2001, "A Diagnosis Procedure for Energy Conversion Plants. Part I: Description of the Method" and "Part II: Application and Results", *Proc. of the ASME Advanced Energy Systems Division* (presented at the ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition).
11. Stoppato, C. Carraretto, 2002, "DIMAP: a Very Flexible Tool for Power Plant Simulation", *Proc. of ECOS 2002 (Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems)*, Berlin, 3-5 July, Part II, pp. 758- 765.