

GESTIONE OTTIMIZZATA DI CENTRALI A CICLO COMBINATO

Paola Girdinio, Emmanuele Martino, Mario Nervi, Mansueto Rossi

Dipartimento di Ingegneria Navale ed Elettrica
Via all'Opera Pia 11a, 16145 Genova

Le tematiche relative al settore energetico, come si può evincere anche dalla lettura delle prime pagine di un qualsiasi quotidiano, hanno ultimamente acquisito un'importanza sempre maggiore, legandosi a doppio filo con importanti aspetti di impatto ambientale associati allo sfruttamento delle risorse necessarie ai fini della produzione di energia. Siano d'esempio le politiche ambientali derivanti dalla sottoscrizione del protocollo di Kyoto, che vedono nella riduzione delle emissioni di anidride carbonica l'obiettivo principe da conseguire. Molteplici sono le tecnologie a disposizione per raggiungere tale ambizioso traguardo ma, anche a causa della crescente opera di liberalizzazione del settore energetico, per far sì che ognuno di questi sistemi di conversione sia caratterizzato da un elevato grado di sfruttamento dell'energia primaria, in modo da poter conciliare restrizioni ambientali ed esigenze economiche, è necessario che questi ultimi vengano esercitati basandosi su tecniche di gestione ottimizzata.

Queste tecniche si basano, attraverso uno strumento di calcolo automatico, sulla simulazione ingegneristica degli impianti oggetto dell'analisi, così da giungere, in modo rapido ed affidabile, alla soluzione dei problemi di gestione degli impianti, contraddistinti da vincoli a più variabili correlati sia ad aspetti fisici che economici. In tale maniera è possibile ottenere il profilo di generazione che meglio si presta ad adattarsi ai differenti condizionamenti esterni cui gli impianti sono soggetti.

Per quel che riguarda la produzione di energia elettrica, una tra le tecnologie maggiormente utilizzate è quella dei cicli combinati che, utilizzando come energia primaria il gas naturale, riescono ad ottenere rendimenti dell'ordine del 56%, impensabili impiegando singolarmente i due sottosistemi che li compongono, ovvero turbina a gas ed a vapore. Tali risultati si possono però raggiungere soltanto nelle condizioni nominali, ovvero in presenza di un determinato set di variabili (esterne: temperatura e pressione atmosferica; interne: grado di carico della turbina a gas) fissate ad uno specifico valore, condizione che comprensibilmente viene raramente soddisfatta nell'intero arco di funzionamento dell'impianto. Se infatti è intuitivo comprendere come i valori delle variabili ambientali del sito dove è ubicato l'impianto a ciclo combinato, seppur descrivibili tramite andamenti di massima, siano intrinsecamente aleatori, è inoltre vero che il prezzo dell'energia elettrica ceduta alla rete segue logiche concorrenziali di mercato, quindi il profilo di generazione, e di conseguenza il grado di carico del turbogas, non può prescindere da questi vincoli di natura economica.

A partire da queste considerazioni, l'attività di ricerca ha riguardato lo sviluppo di un algoritmo di ottimizzazione (DSS, Decision Support System) che riuscisse a tenere conto in modo complessivo di tutti i fattori in gioco, e permettere quindi al gestore dell'impianto di scegliere, su base giornaliera, come programmare la produzione per sfruttare al meglio le caratteristiche di una centrale a ciclo combinato, ottenendo in sostanza, un migliore

rendimento economico, tecnico, e minimizzando le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

Tale algoritmo è stato sviluppato focalizzandosi su due aspetti: l'analisi del ciclo termodinamico alla base del funzionamento degli impianti a ciclo combinato e lo studio delle dinamiche relative alla formazione del prezzo orario dell'energia elettrica. Il primo filone di indagine ha portato a:

- la definizione delle equazioni fondamentali che regolano gli impianti a ciclo combinato della più comune taglia (400 MW);
- la costruzione del relativo modello;
- il computo della decurtazione di potenza erogabile nell'eventualità di mancato funzionamento di uno o più moduli del di condensatore ad aria per il ciclo sottoposto.

In questo modo è stato possibile ottenere un algoritmo che – previo inserimento dell'andamento orario della temperatura, della pressione atmosferica e della disponibilità dei moduli del condensatore – desse indicazione circa la fattibilità tecnica di una programmazione energetica scelta dall'utente. Tale codice, quindi, ha rappresentato una sorta di prima versione dell'algoritmo ricercato, in quanto più focalizzata a testare l'aderenza del modello con il comportamento reale dell'impianto che all'ottimizzazione vera e propria (era presente una minimizzazione del consumo di combustibile).

Il secondo filone di ricerca ha invece portato a:

- lo studio delle regole e delle dinamiche del mercato elettrico italiano;
- la raccolta ed elaborazione dei dati storici relativi alle transazioni avvenute nel mercato elettrico;
- lo sviluppo di un semplice algoritmo di previsione del prezzo orario dell'energia elettrica.

Tramite questo algoritmo è quindi possibile ottenere – mediante un'analisi dei dati relativi ai carichi ed ai prezzi delle 4 settimane precedenti alla settimana oggetto dell'analisi e l'eventuale inserimento di una previsione del carico totale – il prezzo orario dell'energia elettrica, generalmente con buona approssimazione ($\pm 10\%$ nelle ore di pieno carico). Avendo riscontrato come spesso forti discontinuità di prezzi dovute alle logiche di mercato influiscano negativamente sulla capacità dell'algoritmo di determinare correttamente il prezzo dell'energia, è stata introdotta la possibilità di indicare manualmente – ovviamente, dopo la visualizzazione dei relativi dati – quanto debbano “pesare”, nel computo finale, i valori relativi ad ogni settimana.

L'opportuna integrazione dei codici precedentemente citati, unita a specifiche analisi sui consumi addizionali dovuti alle accensioni e spegnimenti dell'impianto ed alle rampe di presa carico, ha portato alla realizzazione dell'algoritmo di ottimizzazione desiderato.