

OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO DI UN IMPIANTO TRIGENERATIVO NELL'AMBITO DELL'INDUSTRIA ALIMENTARE

F. Freschi, L. Giaccone, P. Lazzeroni, M. Repetto

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Torino, Italy

Negli ultimi anni, la crescita della domanda di energia ha aumentato l'attenzione verso i sistemi energetici ad alta efficienza al fine di ridurre il consumo di combustibili fossili e le emissioni di gas a effetto serra. Per queste ragioni risultano molto interessanti i sistemi di trigenerazione in grado di produrre calore, energia elettrica e raffreddare in modo più efficiente rispetto ai sistemi convenzionali separati. Il caso studio considerato in questo lavoro è un'industria alimentare si trova nel nord-ovest d'Italia, dove la frutta è raccolta e successivamente conservata in 27 celle frigorifere raffrescate mediante 9 chiller elettrici convenzionali. La massima potenza refrigerante installata è di 1250 kW che corrisponde ad un picco di circa 280 kW di potenza elettrica richiesta considerando un COP medio annuo di 4,5 per i chiller attualmente installati. Altri carichi elettrici per l'illuminazione degli uffici presentano una domanda di picco inferiore al 10% rispetto alla domanda elettrica associata al raffreddamento. Un sistema di serre è inoltre presente in un'area vicina all'impianto. La serra è riscaldata da una caldaia dedicata di circa 1000 kW, al fine di mantenere la temperatura costante all'interno durante le diverse stagioni dell'anno. La massima domanda di carico termico corrisponde alla stagione invernale con un picco di circa 800 kW mentre il profilo di carico più basso è legata alla stagione primaverile e estiva con un picco di circa 400 kW.

Si è pensato di realizzare una nuova configurazione di impianto installando sulla struttura pre-esistente un CHP accoppiato con un ciclo ad assorbimento e delle unità di accumulo termico (definito anche come TES: Thermal Energy Storage) al fine di migliorare la flessibilità del sistema.

Due diverse strategie di gestione per la nuova configurazione sono state sviluppate mediante un codice di ottimizzazione con due diversi obiettivi:

- min costi: minimizzazione dei costi di gestione dell'impianto o di massimizzazione del flusso di cassa;
- min CO₂: ridurre al minimo le emissioni di gas serra, tenendo conto delle emissioni prodotte dal CHP e quelle prodotte dalle fonti separate legate all'acquisto di energia elettrica.

Il codice di ottimizzazione che è applicato ad un problema MILP, è in grado di trovare un insieme di soluzioni per minimizzare queste funzione obiettivo nel rispetto dei vincoli di bilancio energetico e di impianto. Queste soluzioni si ottengono scegliendo i possibili valori delle variabili di sistema che rappresentano la gradi di libertà del sistema stesso. Il modello implementato nel codice di ottimizzazione è stato realizzato utilizzando come variabili del sistema: l'energia elettrica venduta e acquistata; la potenza termica prodotta dalla caldaia; potenza termica, elettrica e la potenza in ingresso al CHP; la quantità di energia termica immagazzinata nell'accumulo ed il volume di gas naturale fornito al cogenerazione; lo stato on-off dei componenti del sistema. Le soluzioni ottenute sono state successivamente confrontate dal punto di vista economico e ambientale con uno dei metodi di gestione di impianti di cogenerazione attualmente utilizzati: Full Throttle (FT).

Tre possibili taglie di macchine sono state considerate:

- CHP1: 185 kW_e
- CHP2: 300 kW_e
- CHP3: 485 kW_e

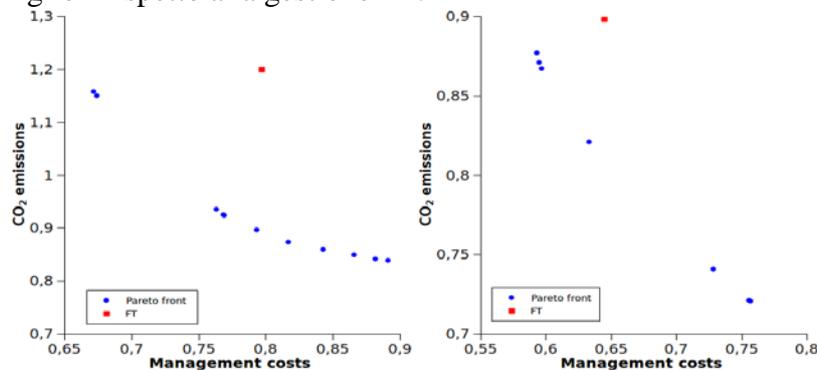
Per ciascuna di esse sono stati valutati gli effetti energetici, economici ed ambientali della presenza dell'accumulo termico. I confronti sono stati effettuati sfruttando diversi indicatori di carattere energetico ambientale ed economico:

- analisi energetica: PES e TPES
- analisi ambientale: rapporto fra la quantità di CO₂ emessa dall'impianto in presenza della cogenerazione e la quantità di CO₂ emessa dall'impianto in assenza della cogenerazione
- analisi economica: Pay Back Time

Tuttavia i due obiettivi per la gestione dell'impianto sono in conflitto perché alla minimizzazione dei costi corrisponde una crescita delle emissioni di CO₂ e viceversa. Per queste ragioni non è facile trovare una soluzione ottimale per una funzione obiettivo che lo sia anche per l'altra. In questo caso è necessario trovare un gruppo di soluzioni di Pareto. Il fronte può essere esplorato mediante la realizzazione di una funzione obiettivo ottenuta tramite una media pesata delle funzioni obiettivo:

$$\min z = \alpha_1 \cdot \frac{\text{€}}{\text{costs}_{NoCHP}} + \alpha_2 \cdot \frac{CO_2}{CO_2_{NoCHP}}$$

Di seguito sono riportati alcuni fronti di Pareto ottenuti per la macchina da 185 kWe, in cui nel piano degli obiettivi è presente anche il punto rappresentativo della gestione di impianto Full Throttle (FT). Si osserva come in ogni possibile configurazione, la gestione FT è un punto dominato rispetto al fronte, indicando come in tale contesto l'algoritmo di ottimizzazione determina sempre soluzioni (e quindi condizioni di funzionamento dell'impianto) migliori rispetto alla gestione FT.



I risultati ottenuti nell'analisi mostrano come l'utilizzo dell'accumulo (TES) permetta di ottenere un notevole incremento degli indicatori energetici (PES e TPES) in tutte le configurazioni, ma in ogni caso la gestione FT risulta essere sconveniente rispetto alla gestione per la minimizzazione dei costi di gestione o la minimizzazione delle emissioni globali. Particolarità interessante è invece legata all'indicatore ambientale dove risultano aumentate le emissioni di CO₂ rispetto al caso non cogenerativo quando si attui la gestione per minimizzare i costi o la gestione FT. Tale effetto è legato alla presenza dei chiller ad assorbimento che presentano bassi COP rispetto a quelli rilevati per i chiller elettrici installati. Anche il tempo di ritorno è positivamente influenzato dalla presenza dell'accumulo permettendo una notevole riduzione del Pay Back Period.

Referenze

- [1] A. Canova, C. Cavallero, F. Freschi, L. Giaccone, M. Repetto, and M. Tartaglia. Optimal energy management. IEEE Industry Applications Magazine, 15:62–65, 2009.