

# Capitolo IV

## Programmazione ottima di impianti di cogenerazione

### 4.1 Introduzione

In ambito industriale i processi e le lavorazioni che hanno notevoli fabbisogni energetici sono molto diffusi; particolarmente rilevanti sono ad esempio i fabbisogni riscontrabili nei settori dell'industria petrolchimica, cementiera, cartiera, acciaieria , ecc.

I consumi energetici in questi settori sono attribuiti in modo preponderante all'energia elettrica ed all'energia termica sia sotto forma di energia primaria dei combustibili che mediante l'utilizzo di fluidi vettori (tipicamente, vapore, acqua o aria).

L'incidenza dei costi energetici è significativa e di conseguenza l'attenzione al contenimento dei costi è stata da sempre alta, soprattutto nei periodi di forte crescita del prezzo del petrolio che storicamente e generalmente è l'elemento rappresentativo del costo delle diverse forme di energia.

In questi contesti la cogenerazione è stata da diversi decenni considerata come un'opportunità di contenimento dei costi energetici e ciò ne ha determinato un'ampia diffusione, orientando in molti casi scelte impiantistiche sulle lavorazioni congruenti con le caratteristiche della cogenerazione.

Inoltre il progressivo aumento dell'importanza delle tematiche ambientali diffuso nell'opinione pubblica ha costituito e costituisce tuttora un ulteriore fattore per la diffusione della cogenerazione sia in ambito civile che soprattutto in ambito industriale dove le quantità di energia in gioco sono sempre rilevanti e concentrate.

Tanto gli aspetti legati ai costi quanto, a partire dalla fine degli anni novanta, quelli ambientali hanno determinato l'attuazione di interventi che hanno modificato le configurazioni impiantistiche realizzate nella fase iniziale di diffusione della cogenerazione nel settore industriale: dai tradizionali impianti termoelettrici (ciclo rankine) con turbine a vapore a contropressione o a condensazione con spillamento si è passati a cicli combinati con turbina a gas (ciclo brayton-joule e ciclo rankine).

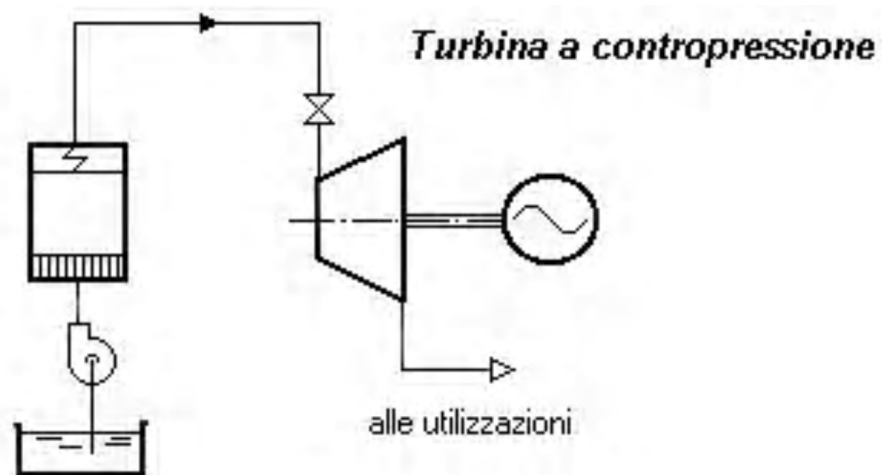


Figura 4.1-1 Cogenerazione con turbina a contropressione

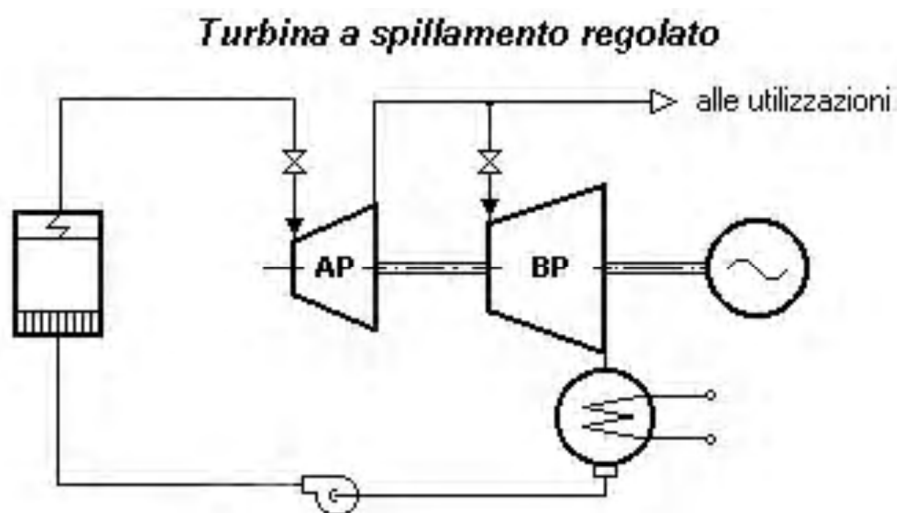


Figura 4.1-2 Cogenerazione con turbina a condensazione con spillamento



vapore, in combinazione con turbine a vapore a contropressione o, più frequentemente, a condensazione con spillamento.

Tale tendenza è stata favorita anche dalla necessità di ammodernare il macchinario in relazione alla sua vetustà e soprattutto per gli apparecchi a combustione dai vincoli (o molto spesso obblighi) legati alle prestazioni ambientali richieste (riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera).

Inoltre la possibilità di usufruire di incentivi ed agevolazioni riservate agli impianti di cogenerazione proprio in virtù del risparmio energetico ad essi connesso ha rappresentato una ulteriore spinta alla realizzazione degli investimenti richiesti che molto spesso sono stati guidati dalla necessità di raggiungere i benefici previsti dalla normativa.

L'integrazione di questi sistemi diversi non presenta particolari difficoltà sia dal punto strettamente operativo che da quello gestionale, ma pone tuttavia la necessità o l'opportunità di ottimizzare la gestione della produzione per soddisfare nel modo migliore i vincoli derivanti dai processi industriali serviti e quelli di carattere normativo sfruttando in modo efficiente le opportunità connesse alla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della liberalizzazione del mercato elettrico.

Questo ultimo aspetto ha progressivamente assunto un peso economico sempre maggiore legato ad esempio alle differenze nel prezzo dell'energia elettrica nelle varie ore del giorno oppure agli oneri di sbilanciamento che impongono l'adozione di una programmazione della produzione e dei consumi ed il rispetto dei vincoli che ne derivano.

Tale condizione, soprattutto per gli impianti industriali, assume un rilevante carattere economico la cui corretta gestione può portare a significativi benefici economici.

Negli ultimi 20 anni sono stati condotti diversi studi che si sono occupati, sotto vari aspetti, degli impianti di cogenerazione con particolare riferimento alla programmazione operativa a breve termine [1]. Pfeiffer et al. [2] hanno presentato un modello per la programmazione ottimale di breve termine della produzione di un impianto di cogenerazione integrato con un accumulo di energia termica e con fonti rinnovabili, senza alcuna relazione con il mercato elettrico, mentre in [3] e [4] sono presentati studi che riguardano la programmazione, rispettivamente di breve e lungo termine, di un impianto di cogenerazione tenendo in considerazione il mercato elettrico. L'ottimizzazione di un impianto di cogenerazione all'interno di un impianto petrolchimico è stata presentata nello studio di Cenusà et al. [5].

In [6] viene discussa una formulazione generalizzata per determinare il programma ottimale di un impianto di cogenerazione a ciclo combinato, ma senza prendere nell'adeguata considerazione una struttura di mercato dell'energia. Questo aspetto è stato affrontato in [7], dove è stato considerato il beneficio economico derivante dallo scambio di energia da impianti di cogenerazione con la rete di trasmissione nell'ambito della borsa elettrica. Un passo ulteriore nell'ottimizzazione energetica globale di un sito industriale è stato proposto in [8], dove è stato sviluppato un approccio integrato che associa la pianificazione produttiva di un sito manifatturiero con la programmazione operativa del sistema della utilities. I risultati

indicano che questo approccio integrato porta ad una riduzione significativa dei costi energetici ed allo stesso tempo ad un decremento delle emissioni di gas nocivi. Ma naturalmente i risultati sono influenzati fortemente sia dalla flessibilità della richiesta di elettricità e calore del sito che dalla dinamica dei prezzi di mercato.

In tale ambito il presente lavoro si prefigge di definire una strategia per la programmazione operativa ottima di un impianto di cogenerazione in modo da massimizzare i benefici economici ad essa connessi, sfruttando anche l'opportunità di immettere l'eventuale energia elettrica in eccesso nel mercato elettrico tenendo conto dell'andamento dei prezzi orari della borsa elettrica.

La soluzione del problema di ottimo deve soddisfare, oltre i vincoli tecnici dell'impianto e del sito industriale, anche i vincoli relativi ai valori minimi degli indici previsti dalla normativa che regola le agevolazioni, tipicamente riferiti all'anno solare, come indicato nel precedente capitolo II.

Nel presente capitolo viene descritto il modello di ottimizzazione con la definizione della funzione obiettivo e dei relativi vincoli, nonché la modellizzazione delle sezioni che tipicamente compongono un impianto di cogenerazione industriale.

## **4.2 Descrizione del modello**

Il modello per l'ottimizzazione viene sviluppato considerando una tipologia di impianti di cogenerazione molto diffusa nei siti industriali "energivori", ossia caratterizzati da un notevole fabbisogno di energia elettrica e di energia termica, normalmente sotto forma di vapore a differenti livelli di entalpia.

Energia termica ed elettrica devono essere disponibili con un livello di affidabilità molto elevato, tale da assicurare la continuità del processo produttivo e/o la sicurezza degli impianti: per esempio in uno stabilimento chimico o in una raffineria o in un impianto siderurgico la mancanza di energia termica espone gli impianti di processo a rischi di incidenti molto alti e le perdite economiche correlate al blocco degli impianti ed al loro riavviamento possono essere di notevole entità.

Ciò molto spesso impone la realizzazione di impianti di cogenerazione con un sufficiente grado di ridondanza, in modo da far fronte a fuori servizio parziali; la più usuale modalità per ottenere tale ridondanza determina la presenza di diverse sezioni con un certo grado di indipendenza.

Il modello fa dunque riferimento ad un generico insieme di sezioni rappresentative delle configurazioni impiantistiche riscontrabili realmente; ciò permette sia di affrontare il problema di ottimo in modo generale che di particolarizzare l'applicazione per uno specifico impianto in modo relativamente semplice scegliendo la tipologia delle sezioni e modificando i parametri di funzionamento.

In moltissimi casi gli impianti di cogenerazione ubicati all'interno di siti industriali hanno una configurazione conseguente ad interventi di "repowering" per l'introduzione di turbine a gas con caldaia a recupero (o cicli combinati completi) per la sostituzione parziale e/o l'integrazione con gruppi termoelettrici a contropressione o a condensazione con spillamento.

Le relative scelte progettuali tendono generalmente ad incrementare la produzione di energia elettrica rispetto a quella ottenibile dai gruppi termoelettrici a contropressione a parità di quantità di vapore prodotto;



in tal modo si rende disponibile una maggiore quantità di energia elettrica da immettere nella rete di trasmissione come produzione eccedente il fabbisogno del sito. L'incremento della produzione di energia elettrica consente di migliorare le performance economiche dell'impianto di cogenerazione, ma deve comunque essere compatibile con i vincoli relativi agli indici di cogenerazione che a loro volta consentono di ottenere rilevanti benefici economici.

In relazione al problema di ottimo risulta fondamentale evidenziare che gli indici di cogenerazione sono riferiti all'anno solare e che pertanto, pur avendo un peso economico rilevante, possono essere conseguiti a fronte di una flessibilità operativa rilevante che la disponibilità di più sezioni legata all'elevata affidabilità richiesta rende attuabile.

Un altro aspetto che è opportuno evidenziare per affrontare l'ottimizzazione riguarda le diverse tipologie di sezioni possono essere ricondotte a due casi caratterizzati da un comportamento opposto della relazione tra produzione di vapore e di energia elettrica: sezioni a contropressione e sezioni a ciclo combinato.

La sezione a contropressione, costituita da un ciclo termoelettrico con caldaia e turbina a vapore con spillamenti, è caratterizzata da una relazione proporzionale tra produzione di vapore ed energia elettrica.

La sezione a ciclo combinato, costituita da una o più turbine a gas con caldaia a recupero e una turbina a vapore con spillamenti e condensazione, è caratterizzata da una relazione inversamente proporzionale tra produzione di vapore ed energia elettrica.

Le sezioni a condensazione con spillamento, che in alcuni impianti possono essere presenti, possono essere assimilabili, per quanto

riguarda la relazione tra la produzione di energia elettrica e vapore, alle sezioni a ciclo combinato.

Su questa base possono essere così sintetizzati gli aspetti rilevanti per la programmazione ottima di un impianto di cogenerazione:

- raggiungimento degli indici di cogenerazione con riferimento all'anno solare;
- valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete;
- relazione tra produzione di energia elettrica e produzione di energia termica differente tra una sezione a contropressione ed una sezione a ciclo combinato.

### **4.3 Funzione obiettivo e vincoli**

La funzione obiettivo del modello è costituita dal profitto derivante dall'impianto di cogenerazione, che deve essere massimizzato; ai fini dell'ottimizzazione vengono considerati le componenti del profitto che dipendono dalla programmazione dell'impianto, tralasciando le componenti, ad esempio costi di esercizio e manutenzione, personale, ecc. che non sono influenzate da questo tipo di ottimizzazione.

Le voci di costo considerate per l'ottimizzazione sono pertanto i costi dovuti ai combustibili impiegati che costituiscono per gli impianti di cogenerazione la quasi totalità dei cosiddetti costi variabili; tipicamente gli altri costi variabili possono essere dovuti ai costi per chemicals ed additivi e, in alcuni casi, ad utilities (aria, acqua, etc): ma l'entità complessiva può arrivare a qualche punto percentuale rispetto al costo per i combustibili.

Nel costo del combustibile può essere considerata anche l'incidenza dei costi legati alle emissioni di CO<sub>2</sub>. In relazione alle modalità con le quali vengono determinate, questi costi sono riconducibili ad un sovrapprezzo sul costo del combustibile; infatti le emissioni sono valorizzate con riferimento alle tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse, che a loro volta sono calcolate sulla base dei fattori di emissione che consentono di determinare le tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per unità di combustibile bruciato (ad esempio tonnellate di olio combustibile o standard metri cubi di gas naturale).

I ricavi sono quelli derivanti dai prodotti dell'impianto di cogenerazione: energia elettrica ed energia termica sotto forma di vapore.

L'energia elettrica è solitamente in parte consumata nel sito produttivo per soddisfare i fabbisogni delle lavorazioni e per la parte eccedente immessa nella rete di trasmissione nazionale; le relative valorizzazioni sono molto differenti:

- la parte immessa in rete solitamente viene remunerata al prezzo di mercato che si forma nella borsa elettrica e subisce le tipiche oscillazioni orarie;
- la parte consumata nel sito solitamente è remunerata ad un prezzo fisso nel tempo o indicizzato su base mensile o annuale.

In alcuni impianti si può riscontrare che la produzione dell'impianto di cogenerazione non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno delle lavorazioni; in questi casi la produzione viene integrata con l'acquisto di energia dalla rete. Tale condizione, ai fini dell'ottimizzazione, è totalmente equivalente a quella precedentemente descritta, in quanto l'acquisto avviene solitamente al prezzo di mercato e la quantità

prelevata dalla rete e quella necessaria ad integrare la produzione dell'impianto di cogenerazione per soddisfare il fabbisogno del sito. In altri termini tale condizione comporta solo la necessità di considerare di segno opposto l'energia prelevata dalla rete rispetto a quella immessa e quindi a considerare la prima come un costo e la seconda come un ricavo. Con questa precisazione si ritiene opportuno, per semplicità nella trattazione, fare riferimento all'energia immessa in rete, assumendo che il prelievo sia considerato come un'immissione di segno negativo.

L'energia termica è consumata nel sito produttivo e viene valorizzata tipicamente sulla base di accordi di lungo periodo ad un prezzo fisso nel tempo o indicizzato su base mensile o annuale.

L'equazione che rappresenta la funzione obiettivo è perciò la seguente:

$$\max \left\{ \sum_{t \in T} \left\{ \sum_{u \in U} \left[ - \sum_{i=1}^{nc} C_{u,i}(t) \cdot \pi_{Cu,i} + \sum_{k=1}^{nv} V_{u,k}(t) \cdot \pi_{Vu,k} + E_{\text{exp},u}(t) \cdot \pi_{E_{\text{exp}}}(t) + E_{\text{site},u}(t) \cdot \pi_{E_{\text{site}}} \right] \right\} \right\} \quad (4.3-1)$$

Dove:

- $t$  è il passo temporale (considerato orario),
- $T$  è l'intervallo di tempo considerato per l'ottimizzazione,
- $u$  è la singola sezione cogenerativa,
- $U$  è l'insieme delle sezioni,
- $C_{u,i}(t)$  e  $\pi_{Cu,i}$  sono, rispettivamente, la quantità ed il relativo costo per la  $u$ -esima sezione e per l' $i$ -esimo combustibile,

- $E_{exp,u}(t)$  e  $\pi_{E_{exp}}(t)$  sono, rispettivamente, la quantità ed il relativo prezzo dell'energia elettrica prodotta ed immessa nella RTN alle diverse tensioni,
- $E_{site,u}(t)$  e  $\pi_{E_{site}}(t)$  sono, rispettivamente, la quantità ed il relativo prezzo dell'energia elettrica prodotta ed immessa nella rete di distribuzione interna al sito industriale (autoconsumo),
- $V_{u,k}$  e  $\pi_{V_k}$  sono, rispettivamente, la quantità del k-esimo tipo di vapore prodotto dalla u-esima sezione e il suo prezzo.

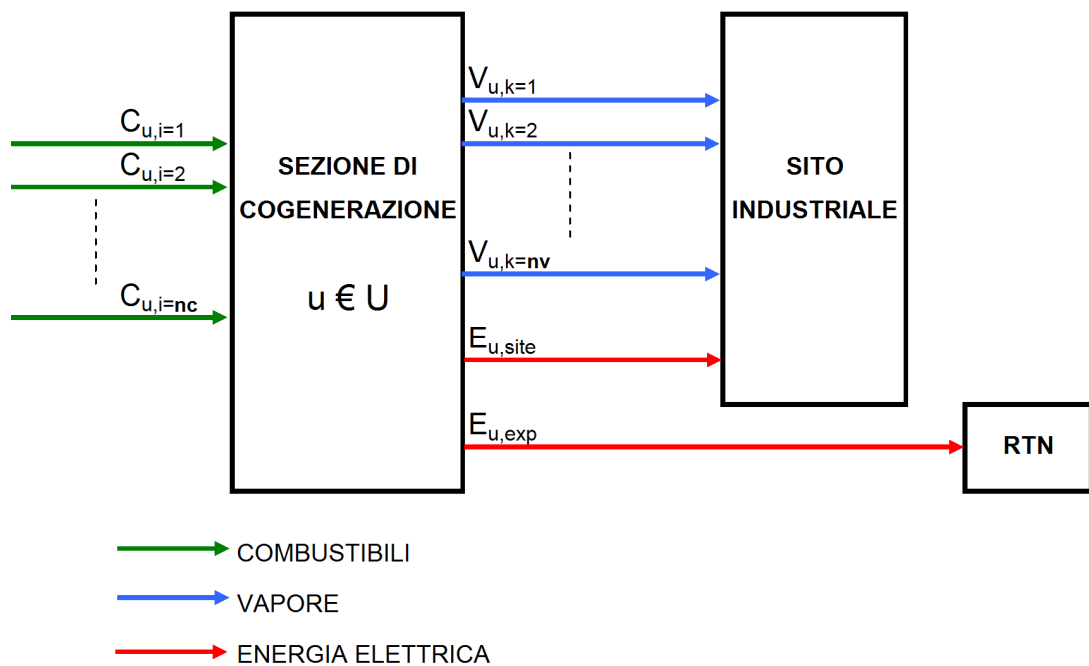


Figura 4.3-1 Rappresentazione schematica delle variabili della funzione obiettivo

Considerando l'ottimizzazione di breve periodo (ad esempio 1 mese) si possono assumere costanti: i prezzi dei combustibili, dei vari tipi di vapore e dell'energia immessa nella rete interna, mentre il prezzo

dell'energia elettrica immessa nel mercato sarà quello che si forma nella borsa elettrica, nel cosiddetto “Mercato del Giorno Prima” (MGP). Tale prezzo è quello che viene riconosciuto alla produzione di energia elettrica dell'impianto di cogenerazione tenuto conto che esso gode della priorità di dispacciamento.

L'andamento del prezzo MGP evidenzia che i giorni dal lunedì al sabato sono caratterizzati da andamenti simili (figura 4.3-2), mentre la domenica presenta valori più bassi essendo sensibilmente minore la domanda di energia (figura 4.3-3).

Di seguito sono riportati alcuni esempi relativi ai prezzi zonali della Sicilia.

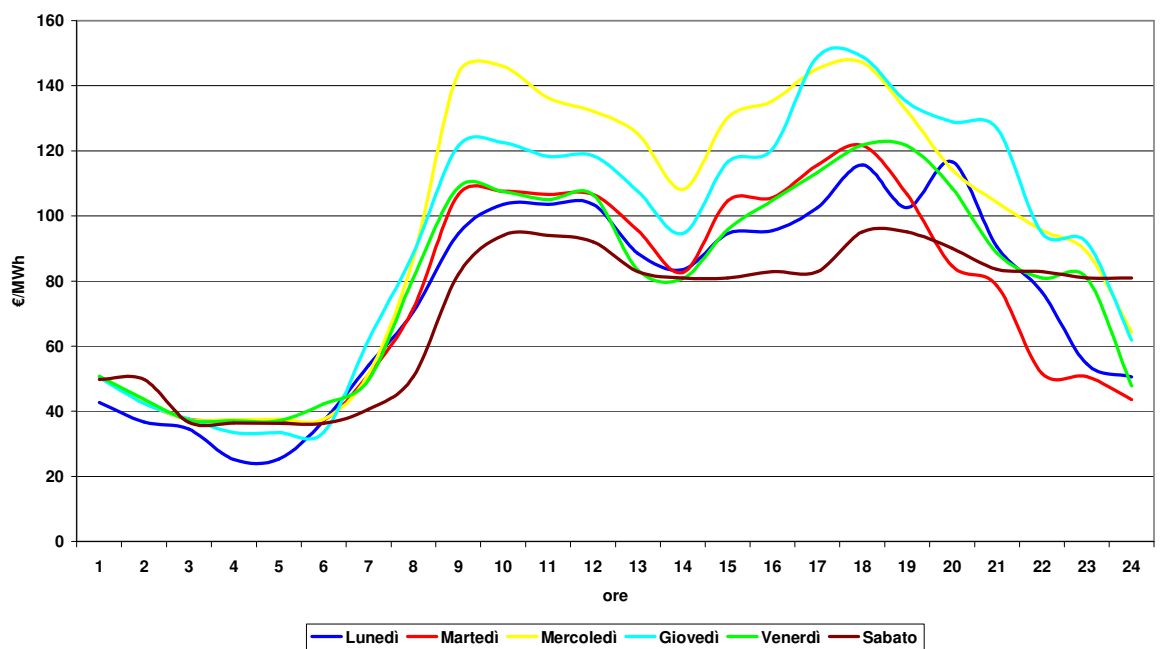


Figura 4.3-2: Andamento del prezzo zonale Sicilia - giorni lavorativi

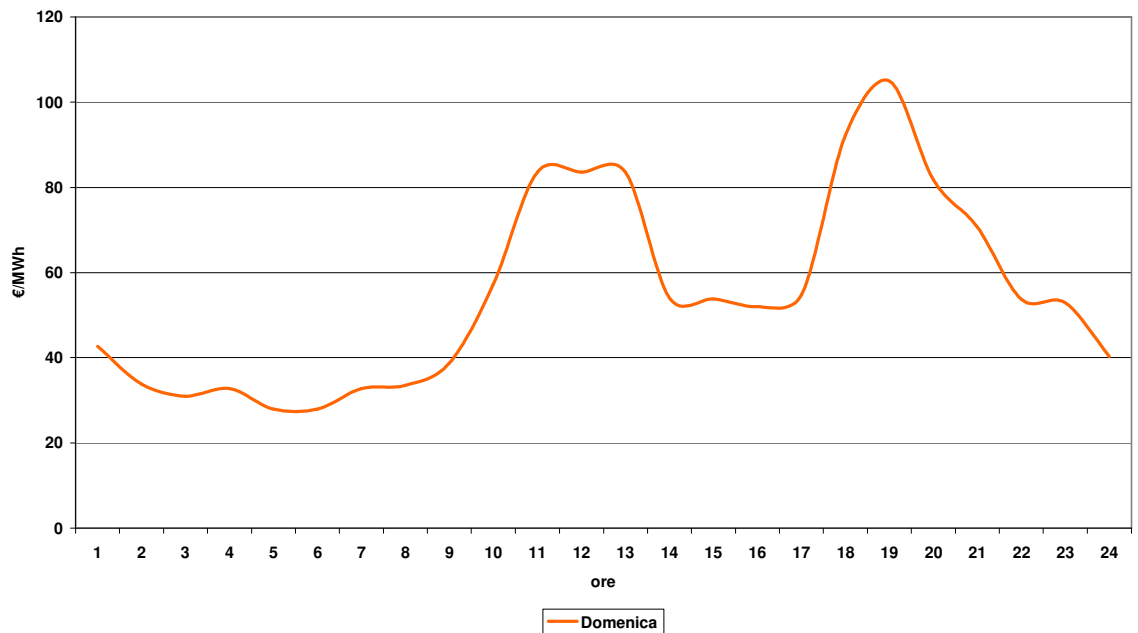


Figura 4.3-3: Andamento del prezzo zonale Sicilia - domenica

Da questi andamenti tipici si evince come sia molto più conveniente immettere energia elettrica nel mercato nelle cosiddette ore piene (dalle 8 alle 19 dei giorni feriali) piuttosto che nelle ore vuote.

La quantità di ciascun tipo di vapore complessivamente prodotta dalle sezioni di cogenerazione deve necessariamente seguire il fabbisogno del sito, ossia la produzione di ciascun tipo di vapore deve essere in ogni istante corrispondente al fabbisogno del sito.

Indicato con  $Q_k(t)$  il fabbisogno di vapore del sito, dunque deve essere soddisfatta la relazione:

$$\sum_{u \in U} V_{u,k}(t) = Q_k(t) \text{ per ogni } k \quad (4.3-2)$$

che rappresenta un vincolo di eguaglianza per la funzione obiettivo.

Pertanto dati i profili di fabbisogno di vapore  $Q_k(t)$  esisteranno diversi set di ripartizione della produzione fra le singole sezioni.

Nella risoluzione del problema di ottimo, la ripartizione della produzione di vapore tra le varie sezioni con la conseguente produzione di energia elettrica ed il consumo di combustibile dovrà essere tale da consentire il raggiungimento dei valori minimi degli indici di cogenerazione, che consentono di ottenere i benefici sopra indicati e che costituiscono la priorità nella gestione operativa delle sezioni.

Anche rispetto a questa situazione il comportamento dei due tipi di sezione, contropressione e ciclo combinato, è differente: le sezioni a ciclo combinato avendo una produzione di energia elettrica significativa possono superare i valori minimi degli indici a condizione che sia spillata una sufficiente quantità di vapore che consente di superare il valore minimo di LT e contemporaneamente porta a sufficienti valori dell'IRE (aumentando il vapore spillato si ha una minore quantità di condensazione e quindi una maggiore efficienza complessiva).

Viceversa le sezioni a contropressione avendo una produzione di energia elettrica esclusivamente correlata alla produzione di vapore raggiungono intrinsecamente il valore minimo di LT e, a condizione che l'efficienza del ciclo non sia bassissima, anche il valore minimo per l'IRE.

Il raggiungimento dei valori minimi degli indici rappresenta un vincolo di ineguaglianza per la funzione obiettivo che si esprime con le seguenti relazioni:



$$IRE_u = 1 - \frac{\sum_{t \in T} E_{c,u}(t)}{\frac{\sum_{t \in T} E_{e,u}(t)}{\eta_{es,u} P_u} + \frac{\sum_{t \in T} E_{t,u}(t)}{\eta_{ts,u}}} \geq IRE_{\min u} \quad u \in U \quad (4.3-3)$$

$$LT_u = \frac{\sum_{t \in T} E_{t,u}(t)}{\sum_{t \in T} E_{e,u}(t) + \sum_{t \in T} E_{t,u}(t)} \geq LT_{\min, u} \quad u \in U \quad (4.3-4)$$

Dove il significato delle grandezze è specificato al capitolo II.

#### 4.4 Modellizzazione delle sezioni

Un impianto di cogenerazione al servizio di un sito industriale è generalmente formato da più sezioni, individuabili come unità produttive in grado di funzionare autonomamente.

Per rendere efficace l'ottimizzazione è indispensabile che la modellizzazione delle sezioni consenta di tenere conto di tutti gli aspetti rilevanti ma con una rappresentazione non eccessivamente pesante.

In letteratura sono presenti numerosi metodi per la modellizzazione di unità di produzione di energia elettrica; spesso essi fanno riferimento alla rappresentazione mediante equazioni caratteristiche dei singoli componenti dell'impianto (ad esempio generatori di vapore, turbine a vapore, alternatori, turbine a gas, caldaie a recupero, scambiatori, ecc.) fornendo relazioni che consentono di simulare l'effettivo funzionamento dell'impianto.

Tuttavia, nell'ambito della programmazione ottima di un impianto di cogenerazione è più opportuno utilizzare modellizzazioni che fanno riferimento alle prestazioni complessive della sezione di cogenerazione in modo da evitare appesantimenti degli algoritmi di calcolo. In particolare, in relazione agli aspetti rilevanti per la programmazione sopra considerati, è opportuno rappresentare la sezione di cogenerazione come una black-box che opera una trasformazione dell'energia immessa con in combustibile in energia elettrica ed in energia termica sotto forma di vapore; inoltre, essendo il vapore la componente energetica più vincolata (devono essere in ogni istante soddisfatti i fabbisogni del sito) è utile esplicitare per gli altri vettori energetici (combustibile ed energia elettrica) le quote indipendenti dal vapore prodotto e le quote ad esso legate.

Pertanto, considerando quest'ultimo criterio di modellizzazione, le sezioni di cogenerazione vengono rappresentate mediante le seguenti espressioni:

$$E_{c,u}(t) = f_{0,u}(t) + \sum_{k=1}^{nv} f_{u,k}(V_{u,k}(t)) \quad u \in U \quad (4.4-1)$$

$$E_{e,u}(t) = g_{0,u}(t) + \sum_{k=1}^{nv} g_{u,k}(V_{u,k}(t)) \quad u \in U \quad (4.4-2)$$

dove  $f_0(t)$  e  $g_0(t)$  rappresentano termini dell'energia immessa con il combustibile e dell'energia elettrica prodotta indipendenti dalla quantità di vapore spillato, ma dipendenti dalle caratteristiche tecniche delle apparecchiature e da altri fattori di funzionamento, mentre  $f_k$  e  $g_k$  sono funzioni che consentono di calcolare per una data produzione

di vapore l'energia complessivamente immessa nella sezione e la produzione di energia elettrica.

Le funzioni  $f_k$  e  $g_k$  permettono di rappresentare le effettive condizioni di esercizio di una sezione di cogenerazione sia alle condizioni nominale che quando viene esercitata ad un carico parziale; quest'ultima condizione operativa è fondamentale per questi sistemi che devono adattarsi ai fabbisogni del sito industriale ed è quella che consente di perseguire l'ottimizzazione.

Per determinare la performance di una unità a carico parziale possono essere utilizzati accurati modelli dei sottosistemi che la compongono (generatori di vapore, turbine a gas, turbine a vapore, ecc) usando i dati forniti dai costruttori dei sottosistemi o equazioni di interpolazione, i cui parametri possono essere calcolati mediante l'esecuzione di test run a differenti livelli di produzione [9].

Le relazioni (4.4-1) e (4.4-2) consentono di calcolare le quantità complessive relative a ciascuna sezione.

Nel caso di utilizzo di più combustibili nella stessa sezione si deve considerare il criterio di ripartizione tra i vari tipi di combustibile; ad esempio nel caso di un generatore di vapore alimentato ad olio combustibile ed a gas naturale, dovrà essere definito se per uno dei due si assume un consumo di base e con l'altro si effettua la modulazione della produzione oppure se si effettua una ripartizione sulla base di una proporzione prefissata, o ancora se il consumo di gas naturale è fissato in modo da tenere le emissioni in atmosfera di uno o più inquinanti entro limiti predefiniti.

Nel caso di immissione dell'energia elettrica in più reti si deve aggiungere il criterio di ripartizione dell'energia nelle diverse reti; ad

esempio se un impianto presenta più sezioni collegate a punti di connessione alla rete differenti, dovrà essere definito se ai fini del rispetto del profilo di immissione si deve considerare la somma oppure se deve essere rispettato un profilo di immissione in ciascun punto di connessione.

Inoltre di fondamentale importanza è la definizione dell'intervallo di esistenza di queste funzioni che dipende generalmente dalle caratteristiche tecniche dei vari componenti (valori di minimo tecnico oppure valori massimi operativi) o da specifiche limitazioni come ad esempio limiti di emissione (che possono essere esplicitati in termini di valori puntuali e/o valori cumulati) o fattori ambientali (temperatura ambiente, temperatura dell'acqua di raffreddamento).

Tutti gli aspetti sopra descritti si traducono in vincoli per la funzione obiettivo che devono essere formalizzati nella maggior parte dei casi come vincoli di ineguaglianza.

#### **4.5 Schema dell'applicazione**

Per la risoluzione del problema di ottimizzazione è stata sviluppata un'applicazione Matlab che consente la programmazione ottimale di breve termine della produzione di energia elettrica di ciascuna delle sezioni che compongono l'impianto di cogenerazione.

Lo schema a blocchi dell'applicazione è rappresentato nella figura 4.5-1.

L'applicazione consente di determinare la ripartizione tra le varie sezioni della produzione di vapore necessaria a soddisfare il fabbisogno e la produzione di energia elettrica di ciascuna sezione e

conseguentemente il programma di immissione in rete dell'energia elettrica che eccede il fabbisogno del sito.

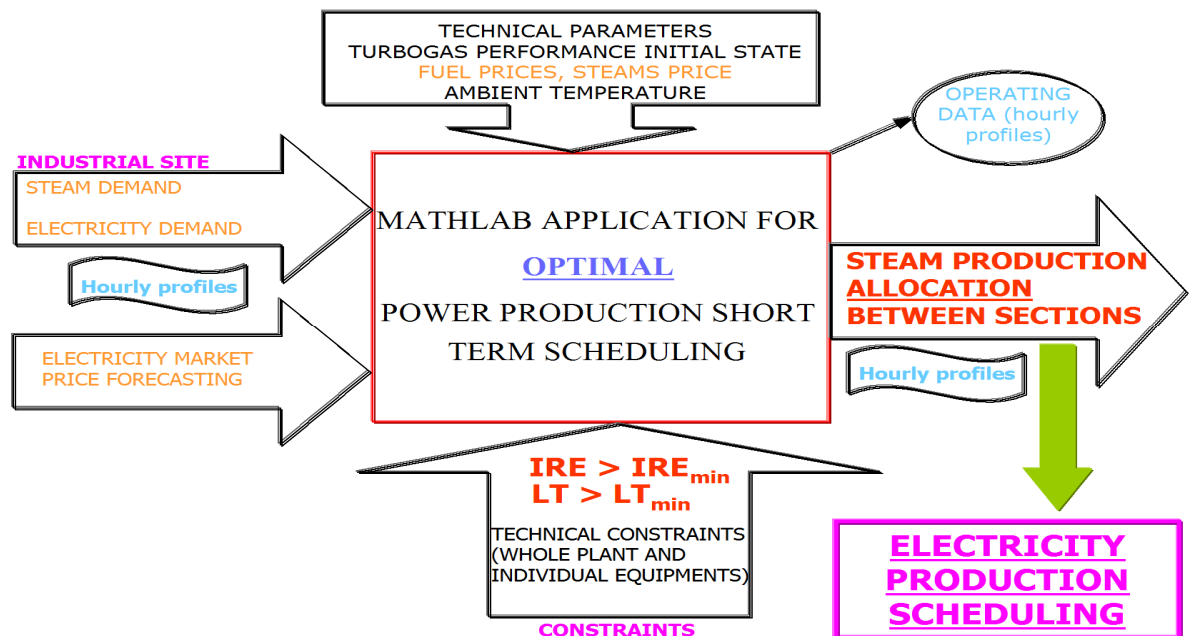


Figura 4.5-1 Schema dell'applicazione

I dati di input dell'applicazione sono di due tipi:

- i fabbisogni del sito in termini di energia elettrica e vapore
- la previsione del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

I dati di input sono relativi al periodo di ottimizzazione (e quindi di programmazione) e sono costituiti dai valori orari.

La ripartizione della produzione di vapore tra le diverse sezioni e la conseguente produzione di energia elettrica deve soddisfare sia i vincoli tecnici, che sono di tipo puntuale, che gli indici per il raggiungimento della cogenerazione che invece sono dei vincoli di tipo cumulativo, giacchè i valori minimi sono riferiti ad un anno solare.

L'applicazione per determinare il profilo di produzione che massimizza il profitto (ossia la funzione obiettivo) necessita di altri dati come: i parametri tecnici che definiscono il modello di ciascuna sezione e consentono di tenere conto dell'andamento delle sue prestazioni nel tempo, i parametri economici come i prezzi dei combustibili, la valorizzazione dei prodotti (energia elettrica e vapore) consumati nel sito produttivo, i parametri ambientali (ad esempio la temperatura ambiente che influenza in modo significativo le prestazioni delle turbine a gas).