

Capitolo V

Case study

5.1 Introduzione

Il modello descritto viene applicato ad un impianto di cogenerazione ubicato all'interno di un sito industriale multisocietario del settore petrolchimico, con caratteristiche riscontrabili in molti altri siti industriali.

Le lavorazioni presenti nello stabilimento riguardano il settore della chimica e della raffinazione e sono realizzate mediante impianti di processo che consumano significative quantità di energia elettrica e di energia termica sotto forma di vapore.

I processi di lavorazione che si attuano nello stabilimento sono a ciclo continuo e consistono nella trasformazione della materia prima costituita da petrolio greggio in prodotti finiti (combustibili, carburanti, materie plastiche, ecc); le sostanze lavorate e le condizioni fisiche alle quali vengono svolte le lavorazioni (alte pressioni e temperatura) fanno rientrare questi impianti tra quelli a rischio di incidenti rilevanti. Tale caratteristica impone che tutte le componenti che concorrono al processo di lavorazione abbiano un'elevata affidabilità che consenta di evitare interruzioni nel ciclo produttivo che possono essere causa di incidenti. In tal senso è necessario che abbiano un elevato grado di affidabilità anche taluni servizi come l'energia elettrica ed il vapore, la cui mancanza determina il blocco degli impianti, li espone ad un rischio di incedente più elevato dovuto ai transitori che ne conseguono e riduce i presidi di sicurezza (vapore di soffocamento, azionamento delle pompe antincendio, ecc).

Questo aspetto è sempre stato tenuto in considerazione mediante una ridondanza tanto nelle fonti di produzione delle cosiddette utilities (energia elettrica, vapore, acqua, aria compressa, azoto, ecc) quanto nelle relative reti di distribuzione. In particolare questo aspetto è tenuto in estrema considerazione per l'energia elettrica e per il vapore che vengono prodotti nelle unità della centrale termoelettrica.

Fin dalla costruzione dello stabilimento la produzione di energia elettrica e vapore è stata realizzata mediante due distinte centrali termoelettriche: una composta da 3 gruppi a contropressione ed una composta da tre gruppi a condensazione che erano in grado di garantire in caso di necessità una ulteriore produzione di vapore dagli spillamenti delle turbine.

La configurazione attuale della centrale deriva dall'implementazione di un progetto di repowering che ha portato alla sostituzione dei 3 gruppi a condensazione con un impianto di cogenerazione a ciclo combinato in grado di soddisfare integralmente il fabbisogno di energia elettrica e termica del sito ed immettere una significativa quantità di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale..

Le scelte progettuali che hanno guidato il progetto di repowering sono state da un lato la necessità di garantire un'elevata affidabilità nella disponibilità di energia elettrica e vapore per il sito e dall'altro l'opportunità di migliorare le performance economiche conseguendo un ricavo significativo dalla produzione di energia elettrica da immettere in rete rispettando il raggiungimento dei valori degli indici di cogenerazione che danno diritto ai benefici previsti dalla vigente normativa.

Sulla parte a contropressione, in conseguenza dell'entrata in esercizio dell'impianto a ciclo combinato, è stata eseguita una razionalizzazione con l'ambientalizzazione del gruppo di potenza maggiore, la dismissione del gruppo di potenza intermedia e la fermata del gruppo di minore potenza da utilizzare come back-up freddo.

5.2 Descrizione dell'impianto

Nella figura 5.2-1 è rappresentato lo schema dell'impianto.

Nel suo complesso l'impianto di cogenerazione è composto da due unità: una a ciclo combinato con due sezioni di cogenerazione normalmente in esercizio (ciascuna con 2 turbine a gas con relativa caldaia a puro recupero ed una turbina a vapore) ed una a contropressione con due sezioni di cogenerazione delle quali una normalmente in esercizio e l'altra in back-up freddo.

Nella tabella 5.2.-1 si riportano i dati tecnici principali delle varie sezioni.

La produzione di energia elettrica nell'assetto di esercizio normale è destinata a soddisfare le richieste del sito per circa un quarto ed anche in questo caso due sole fonti di generazione in esercizio riescono ad alimentare tutte gli impianti di processo; un'ulteriore ridondanza è peraltro garantita dalla connessione alla rete di trasmissione nazionale

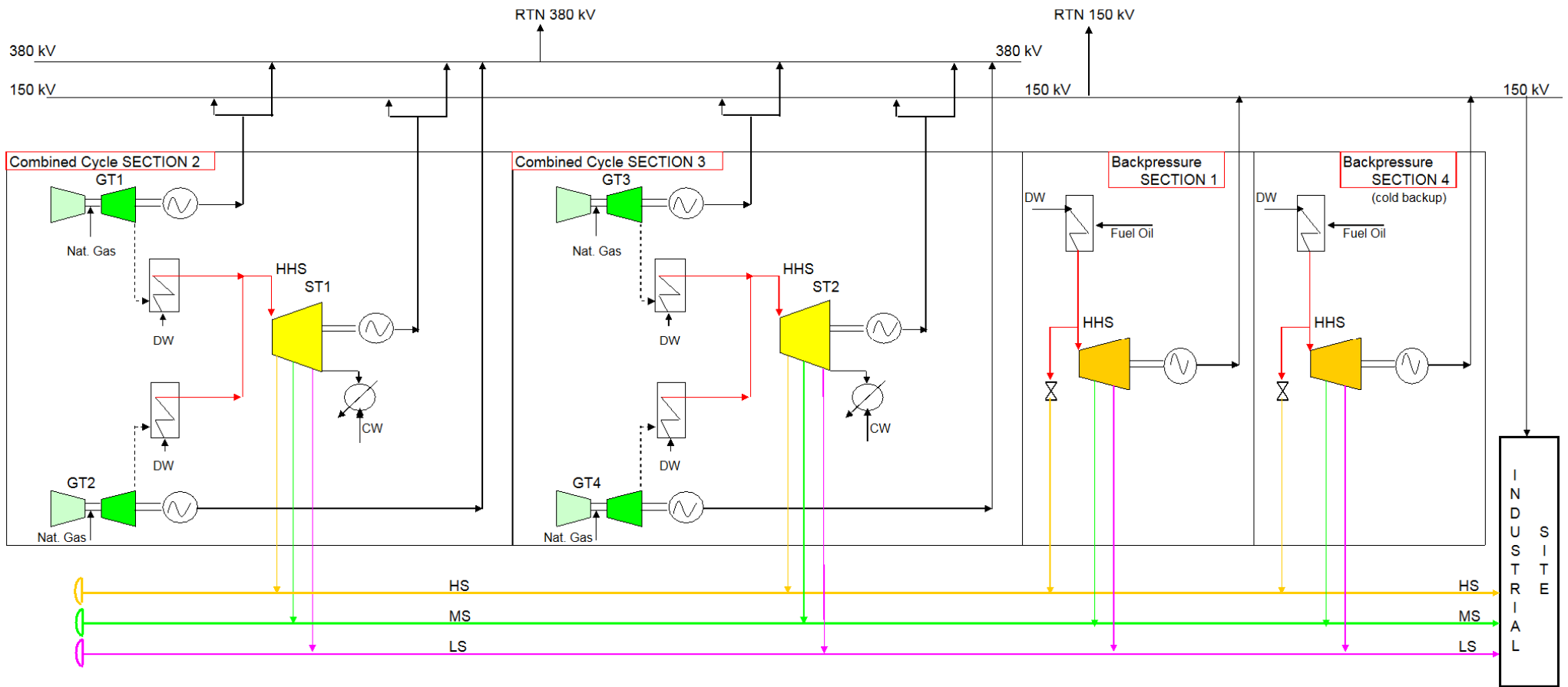


Figura 5.2-1 Schema dell'impianto

SEZIONI A CONTROPRESSIONE	SEZIONE 1	SEZIONE 4
CALDAIA		
Tipo	circolazione naturale	circolazione naturale
Tipo di Combustibile	Fuel Oil / Fuel Gas	Fuel Oil / Fuel Gas
Portata Vapore Altissima Pressione	480 t/h	170 t/h
Pressione Vapore Altissima Pressione	110 kg/cm ²	83 kg/cm ²
Temperatura Vapore Altissima Pressione	515 °C	480 °C
Rendimento Lordo sul P.C.I.	93,3%	92,9%
TURBINA A VAPORE ED ALTERNATORE		
Tipo	a contropressione	a contropressione
Potenza Nominale Turbina	70 MW	20 MW
Velocità di Rotazione	3000 rpm	3000 rpm
Potenza Nominale Alternatore	90 MVA	28 MVA
Fattore di Potenza	0,8	0,8
Tensione Nominale	15 kV	15 kV
SEZIONI A CICLO COMBINATO		
	SEZIONE 2	SEZIONE 3
TURBINA A GAS ED ALTERNATORE		
Tipo	General electric 6FA	
Potenza Nominale Turbina	75 MW	
Heat Rate	10635 kJ/kWh	
Velocità di Rotazione	5230 rpm	
Brucciatori	Dry Low NOx	
Combustibile	Gas metano	
Potenza Nominale Alternatore	95,4 MVA	
Fattore di Potenza	0,8	
Tensione Nominale	11 kV	
CALDAIA A RECUPERO		
Tipo	a puro recupero con risurriscaldamenti	
Tipo di Combustibile	Gas metano	
Portata Vapore Altissima Pressione	120 t/h	
Pressione Vapore Altissima Pressione	83 kg/cm ²	
Temperatura Vapore Altissima Pressione	485 °C	
TURBINA A VAPORE ED ALTERNATORE		
Tipo	a condensazione con spillamenti	
Potenza Nominale Turbina	90 MW	
Velocità di Rotazione	3000 rpm	
Potenza Nominale Alternatore	115 MVA	
Fattore di Potenza	0,8	
Tensione Nominale	11 kV	

Tabella 5.2-1 Dati tecnici delle sezioni

Anche la struttura della rete elettrica dello stabilimento è molto articolata: il sistema principale è costituito da un anello alla tensione di 150 kV che collega tre sottostazioni AT alle quali fanno capo le alimentazioni per i carichi dello stabilimento e due distinti collegamenti alla RTN a 150 kV (uno solo dei quali è in esercizio).

L'unità di produzione a contropressione è collegata ad una delle sottostazioni AT, mentre l'unità di produzione a ciclo combinato è collegata ad un'altra delle sottostazioni AT dello stabilimento e ad una sottostazione di collegamento con la RTN a 380 kV.

In dettaglio per ciascuna delle sezioni lo schema di collegamento è il seguente: uno dei due generatori di turbina a gas è collegato solo sulla sbarra 380 kV, l'altro generatore di turbina a gas ed il generatore di turbina a vapore possono essere collegati sia sulla sbarra 150 kV che su quella a 380 kV.

Risulta evidente come anche la topologia della rete AT sia tale da consentire una ridondanza nei collegamenti tra le unità di produzione e con la RTN in grado di garantire un'affidabilità molto elevata.

La centrale nel normale esercizio ha due punti di connessione alla RTN indipendenti uno a 380 kV ed uno a 150 kV; è importante evidenziare che quest'ultimo presenta una limitazione sulla massima potenza che può essere immessa in rete (90 MW) che, in relazione all'ottimizzazione rappresenta un vincolo.

Relativamente alla produzione del vapore necessario a soddisfare il fabbisogno del sito, l'assetto di esercizio di riferimento prevede che le sezioni a ciclo combinato producano una quantità di vapore sufficiente a garantire il raggiungimento degli indici di cogenerazione e che la

sezione a contropressione moduli la sua produzione per soddisfare la richiesta di vapore dagli impianti di processo. L'affidabilità della disponibilità di vapore è garantita dal fatto che normalmente sono in esercizio 5 fonti (le 4 caldaie a recupero del ciclo combinato e il generatore di vapore della sezione a contropressione) e che anche due sole fonti sono in grado di soddisfare integralmente il fabbisogno del sito.

Il vapore è distribuito su tre differenti livelli entalpici e tutte le sezioni sono in grado di produrre vapore con le caratteristiche richieste come riportato in tabella ed identificati con HS (vapore ad alta pressione), MS (vapore a media pressione), LS (vapore a bassa pressione):

		Vapore ad alta pressione HS	Vapore a media pressione MS	Vapore a bassa pressione LS
PRESSIONE	bar a	36	18	6
TEMPERATURA	°C	350	230	180
ENTALPIA	kJ/kg	3.103	2.861	2.806

Tabella 5.2-2 Caratteristiche del vapore al limite batteria

Ciascuna sezione immette la propria produzione sulla corrispondente rete vapore dalla quale vengono prelevate le quantità consumate negli impianti di processo ed eventualmente immesse le produzioni derivanti da recuperi termici degli stessi impianti di processo. In ogni istante la produzione di vapore a ciascun livello entalpico deve corrispondere alla richiesta del sito, non essendo presenti sistemi di accumulo dell'energia termica (peraltro non usuali in questa tipologia di siti industriali).

E' utile evidenziare le sezioni a contropressione possono produrre vapore HS solo per laminazione, mentre le turbine a vapore delle sezioni a ciclo combinato prevedono appositi spillamenti.

I criteri progettuali impiegati e conseguentemente la gestione operativa sono basati sulla priorità assoluta che la produzione di vapore dalle diverse sezioni del ciclo combinato sia tale da consentire il raggiungimento delle condizioni per il riconoscimento della cogenerazione ai sensi della 42/02, ossia i valori minimi degli indici IRE ed LT indicati in tabella.

	IRE minino	LT minino
sezione 1 - Backpressure A	5%	15%
sezione 2 - Combined Cycle A	10%	15%
sezione 3 - Combined Cycle B	10%	15%
sezione 4 - Backpressure B	5%	15%

Tabella 5.2-3 Valori minimi degli indici di cogenerazione

Le sezioni a contropressione esistenti hanno un valore minimo per l'indice IRE del 5% che è facilmente raggiungibile se il rendimento del sistema non è eccessivamente basso; il valore minimo per l'indice LT è abbondantemente superato per il fatto che negli impianti a contropressione pura l'energia termica prodotta è molto maggiore dell'energia elettrica.

Accanto a questo vincolo, come già evidenziato, la configurazione dell'impianto deve essere sempre tale da garantire un'affidabilità elevatissima sia della disponibilità di energia termica che di energia elettrica in quanto l'esercizio degli impianti petrolchimici deve avvenire in condizioni di elevata sicurezza; tale vincolo si attua

garantendo una tripla contingency per la disponibilità di energia elettrica e vapore mediante il mantenimento in esercizio di uno dei due gruppi a contropressione ed il collegamento elettrico alla rete 150 kV di una turbina a gas e di una turbina a vapore del ciclo combinato appartenenti a sezioni di produzione differenti.

SEZIONI A CONTROPRESSIONE	SEZIONE 1	SEZIONE 4
Portata di olio combustibile	19,4 t/h	ferma
Potenza del combustibile	225,6 MW	
Portata di vapore HS	22,5 t/h	
Portata di vapore MS	100,5 t/h	
Portata di vapore LS	79,6 t/h	
Potenza termica utile	156,3 MW	
Potenza elettrica netta	35,9 MW	
SEZIONI A CICLO COMBINATO	SEZIONE 2	SEZIONE 3
Portata di metano alla turbina a gas	21,3 kSm ³ /h	
Portata di metano alla sezione	42,6 kSm ³ /h	
Potenza del combustibile alla sezione	408,7 MW	
Potenza elettrica della turbina a gas (lorda)	74,7 MW	
Portata di vapore HS	6,3 t/h	
Portata di vapore MS	14,7 t/h	
Portata di vapore LS	35,9 t/h	
Potenza termica utile	43,8 MW	
Potenza elettrica della turbina a vapore (lorda)	65,5 MW	
Potenza elettrica netta della sezione	207,4	
ASSETTO ELETTRICO		
Turbina a gas 1	su 380 kV	su 150 kV
Turbina a gas 2	su 380 kV	su 380 kV
Turbina a vapore	su 150 kV	su 380 kV
PRODUZIONE COMPLESSIVA		
Potenza termica totale al sito	243,9	
Potenza elettrica totale	450,6	
Potenza elettrica al sito	71,1	
Potenza elettrica immessa a 380 kV	276,7	
Potenza elettrica immessa a 150 kV	102,8	

Tabella 5.2-4 Esempio di assetto operativo

5.3 Fabbisogni di vapore ed energia elettrica del sito

Il fabbisogno di vapore del sito, escludendo i periodi nei quali si svolgono operazioni particolari o interventi di manutenzione su uno o più impianti di processo, ha un andamento abbastanza uniforme: le variazioni nell'arco del periodo temporale di 1 mese sono di norma contenute entro il $\pm 10\%$; la variazione stagionale risulta più significativa ($\pm 25\%$), ma ai fini dell'ottimizzazione di breve periodo essa non produce alcun effetto.

Anche per il fabbisogno di energia elettrica del sito si registra una situazione analoga; nell'arco del periodo temporale di 1 mese si hanno variazioni entro il $\pm 10\%$ e, in assenza di situazioni particolari, tale andamento si verifica per l'intero anno.

Nella figura si riporta l'andamento della richiesta di vapore e di energia elettrica programmata per i quali è stata eseguita l'ottimizzazione della programmazione.

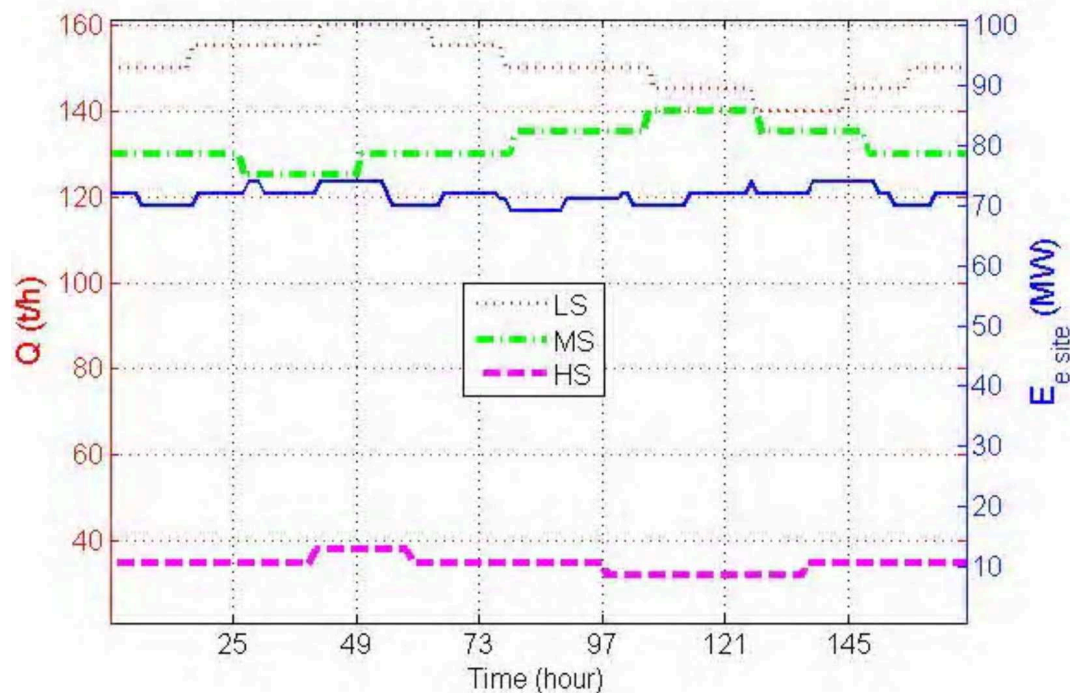


Figura 5.3-1 Fabbisogno di energia elettrica e vapore del sito

5.4 Funzione obiettivo

Si richiama l'equazione riportata al capitolo IV:

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

La funzione obiettivo viene determinata essenzialmente da:

- quantità di combustibili, di energia elettrica e di vapore, le cui relazioni reciproche sono definite nella modellizzazione dell'impianto,
- prezzi di combustibili, di energia elettrica e di vapore,.

Considerando l'applicazione di questo caso studio alla programmazione a breve termine, in particolare all'arco temporale di un mese, sia il prezzo dei combustibili che il prezzo di vendita del vapore prodotto e dell'energia elettrica autoconsumata nel sito possono essere assunti costanti. Infatti il prezzo dei combustibili varia mensilmente mentre quello dei prodotti utilizzati all'interno del sito industriale viene regolato da contratti di lungo periodo con indicizzazione al prezzo dei combustibili stessi; nella tabella si riportano i prezzi utilizzati.

Fuel oil	Gas Naturale	LS	MS	HS	Energia elettrica
π_{C1}	π_{C2}	π_{V1}	π_{V2}	π_{V3}	π_{Ee_site}
€/t	€/kSm ³	€/t	€/t	€/t	€/kWh
260	300	19,5	20,5	22,0	57

Tabella 5.4-1 Prezzo di acquisto dei combustibili e prezzo di vendita di elettricità e vapore al sito

Per il prezzo dell'energia elettrica viene considerato l'andamento del prezzo zonale della Sicilia nel mercato elettrico del giorno prima (figura 5.4-1).

L'andamento mostrato evidenzia come il prezzo di vendita dell'energia elettrica vari in modo significativo con una netta differenza tra le cosiddette ore piene ed ore vuote.

Tale caratteristica comporta che, ai fini della massimizzazione del profitto, sia molto più conveniente aumentare la produzione nelle ore piene e ridurla nelle ore vuote.

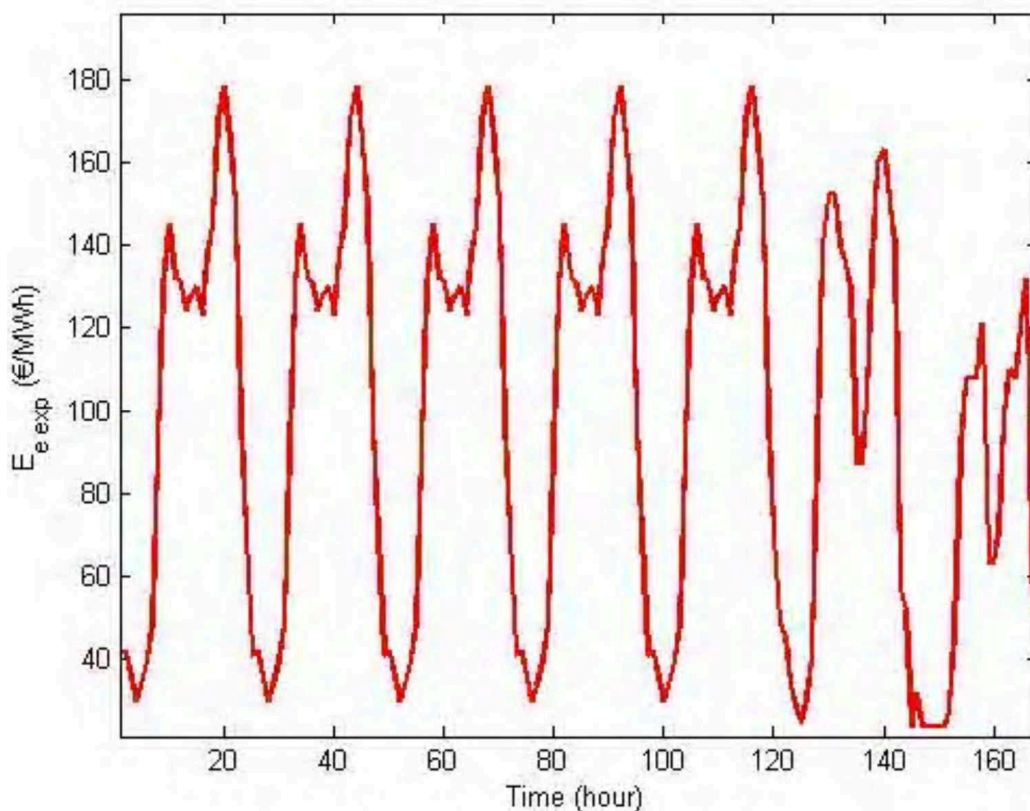


Figura 5.4-1 Previsione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (prezzo zonale Sicilia MGP, mercato del giorno prima)

5.5 Modellizzazione

Si richiamano le equazioni riportate al capitolo IV:

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

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

5.5.1 Sezione a contropressione

Un gruppo a contropressione è caratterizzato dal fatto che sia il consumo di combustibile che la produzione di energia elettrica (che non a caso è spesso chiamata “recupero di energia elettrica”) sono proporzionali alla produzione di vapore.

La sezione normalmente in esercizio è quella avente potenza nominale 70 MW (la sezione da 20 MW è in back-up freddo) ed è costituita da un generatore di vapore ad olio combustibile e da una turbina a vapore con 2 spillamenti uno per il vapore MS ed uno per il vapore LS; il vapore HS è prodotto per laminazione dal vapore in ingresso alla turbina.

La laminazione, essendo una trasformazione pressochè isoentalpica, non introduce una perdita energetica nel ciclo termodinamico; tuttavia operando un degrado delle condizioni termodinamiche del vapore (l'entropia aumenta) rappresenta una disottimizzazione rilevante in quanto limita il recupero di energia elettrica che si avrebbe se la riduzione della pressione avvenisse con un'espansione in turbina.

Sulla base delle caratteristiche tecniche si possono formalizzare i vincoli tecnici della sezione che sono di due tipi:

- il primo sulla produzione complessiva di vapore determinata dai parametri di funzionamento del generatore di vapore (minimo tecnico e massima capacità); essa deve essere compresa tra un minimo di 140 ed un massimo di 260 t/h
- il secondo sulla produzione di ciascun tipo di vapore determinato dalle caratteristiche operative della turbina a vapore; nella tabella si riportano i valori minimi e massimi per ciascun tipo di vapore

		HS	MS	LS
MINIMO	t/h	10	60	60
MASSIMO	t/h	60	130	130

Tabella 5.5.1-1 Massima e minima produzione di vapore

Le relazioni che definiscono il funzionamento della sezione a contropressione sono state determinate a partire dai dati rilevati a diverse condizioni di produzione di vapore, assumendo un comportamento lineare tra ciascuna coppia di punti di funzionamento. Le equazioni (4.4-1) e (4.4-2), sulla base dei dati di funzionamento, assumono le seguenti forme:

$$f_{0,u}(t) = g_{0,u}(t) = 0 \quad (5.5.1-1)$$

$$f_{u,k} = \left[fa_{u,k} \cdot V_u^3(t) + fb_{u,k} \cdot V_u^2(t) + fc_{u,k} \cdot V_u(t) + fd_k \right] \cdot V_{u,k}(t)$$

$$k=1,nv; nv=3 \quad (5.5.1-2)$$

$$g_{u,k} = \left[ga_{u,k} \cdot V_u^3(t) + gb_{u,k} \cdot V_u^2(t) + gc_{u,k} \cdot V_u(t) + gd_{u,k} \right] \cdot V_{u,k}(t)$$

$$k=1, nv; nv=3 \tag{5.5.1-3}$$

essendo

$$V_u(t) = \sum_{k=1}^{nv} V_{u,k}(t) \tag{5.5.1-4}$$

il vapore totale prodotto dal gruppo a contropressione.

Specificamente per la sezione 1 (backpressure A), nella tabella si riportano i valori dei coefficienti delle funzioni polinomiali $f_{u,k}$ e $g_{u,k}$; essi sono stati determinati sulla base di dati da test run a differenti livelli di produzione di vapore.

	K=1	k=2	k=3
$fa_{1,k}$	1,5595E-07	5,4458E-08	1,5595E-07
$fb_{1,k}$	5,7893E-04	6,4155E-04	5,7893E-04
$fc_{1,k}$	-2,6210E-01	-2,7467E-01	-2,6210E-01
$fd_{1,k}$	1,0000E+03	9,7836E+02	9,5854E+02
$ga_{1,k}$	2,4425E-05	1,6920E-05	2,3430E-06
$gb_{1,k}$	-6,4718E-02	-4,3770E-02	-5,5811E-03
$gc_{1,k}$	2,8164E+01	1,9330E+01	2,8062E+00
$gd_{1,k}$	-9,9747E+02	-5,1782E+02	1,1788E+02

Tabella 5.5.1-2 Coefficienti delle funzioni polinomiali per la sezione 1

La produzione di energia elettrica dipende dalla produzione complessiva di vapore e dalla combinazione delle estrazioni di vapore LS, MS e HS, mentre anche il consumo di combustibile dipende dalla

produzione complessiva di vapore, ma non è influenzato in modo significati dalla combinazione delle estrazioni di vapore LS, MS e HS, come rilevabile dalla seguente figura.

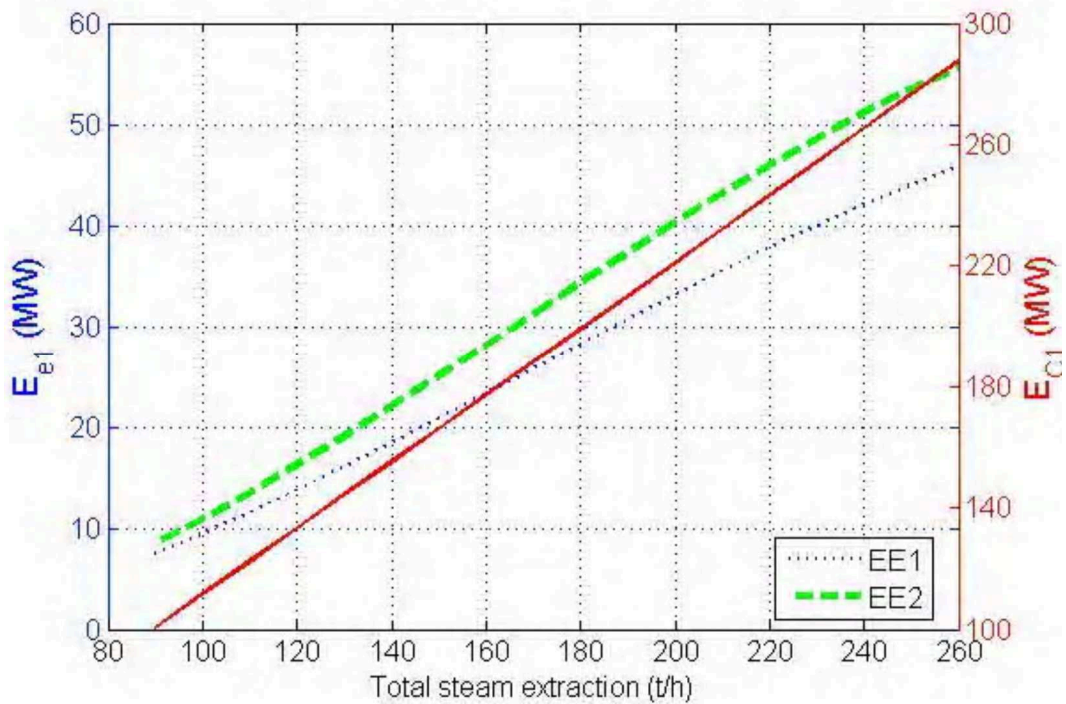


Figura 5.5.1-1 Produzione di energia elettrica e consumo di combustibile in funzione della quantità di vapore

5.5.2 Sezioni a ciclo combinato

Un ciclo combinato è normalmente specificato mediante la potenza elettrica prodotta a piena condensazione, data dalla somma di quella delle due turbine a gas e di quella della turbina a vapore.

Le estrazioni dalla turbina a vapore determinano una riduzione della portata al condensatore e comportano quindi una della potenza prodotta nella stessa turbina; nella tabella seguente si riportano i valori

massimi e minimi (operativi) per lo spillamento di ciascun tipo di vapore.

		HS	MS	LS
MINIMO	t/h	2,5	5	5
MASSIMO	t/h	35	50	50

Tabella 5.5.1-1 Massima e minima produzione di vapore

Il consumo di combustibile è costituito da quello delle turbine a gas che, in assenza di post combustione, è indipendente dalla quantità di vapore spillato.

Ciascuna delle due sezioni in esame è costituita da due turbine a gas con caldaia a recupero e da una turbina a vapore con 3 spillamenti. Le turbine a gas sono alimentate a gas naturale e le caldaie a recupero funzionano solo a puro recupero.

Ciascuna turbina a gas ha una potenza nominale di 75 MW, mentre la turbina a vapore ha una potenza nominale di 90 MW.

In questo caso studio il ciclo combinato viene rappresentato nel suo complesso considerando i principali fattori che determinano la sua performance ed in particolare le condizioni ambientali in termini di temperatura ed umidità dell'aria e lo stato di sporcamento in termini di numero di ore di funzionamento sia rispetto ai cicli di manutenzione pluriennali che rispetto ai lavaggi periodici (tipicamente trimestrali).

Ciascuno di questi fattori ha un impatto sulle grandezze che determinano la performance di turbina a gas, caldaia a recupero e turbina a vapore. La performance della turbina a gas è definita mediante la potenza prodotta (P_{GT}) ed il consumo di metano in termini di heat rate (HR); entrambe queste grandezze determinano la quantità

di vapore che può essere prodotto dalla caldaia a recupero e quindi la potenza prodotta dalla turbina a vapore (P_{ST}). Quest'ultima dipende anche dalla quantità di vapore che viene spillato.

La dipendenza dall'umidità è stata trascurata in relazione al suo limitato impatto ed alla possibilità di prevederne l'andamento futuro; eventualmente la sua implementazione sarebbe analoga a quella della temperatura ambiente di seguito indicata.

La dipendenza dalla temperatura ambiente ha un effetto significativo sul profilo della produzione e sull'heat rate ed è stata implementata mediante fattori (KP_{Ta} e KHR_{Ta}) calcolate con una funzione polinomiale a partire dai dati del costruttore per il funzionamento a 5 differenti valori di temperatura (1, 9, 16, 20, 38 °C).

La riduzione della performance rispetto alla manutenzione pluriennale è stata considerata usando le tabelle del costruttore che riportano i fattori di degrado della potenza (DegP) e dell'heat rate (DegHR) ad intervalli di 1000 ore; durante un periodo di ottimizzazione viene utilizzato un valore costante ottenuto per interpolazione lineare.

La riduzione di performance nell'intervallo tra due lavaggi periodici (trimestrali) è significativa e perciò viene determinato il valore per ciascuna ore del periodo di ottimizzazione a partire dalle variazioni di potenza (ΔP_{Lav}) ed heat rate (ΔHR_{Lav}) rilevate tra due lavaggi.

Nella modellizzazione viene considerata anche la possibilità di esercire le turbine a gas ad un carico parziale; infatti in alcune ore vuote può essere conveniente ridurre la produzione di energia elettrica nonostante ciò comporti una perdita di efficienza e una riduzione della potenza della turbina a vapore per effetto della minore

produzione di vapore dalla caldaia a recupero (dovuta alla riduzione della portata dei fumi).

A tale scopo vengono introdotti:

- un fattore di carico parziale per la turbina a gas ($KP_{GT,pl}$), compreso fra il 70% and 100%,
- un fattore di perdita di efficienza (KHR_{pl}) dipendente dal fattore di carico parziale,
- un fattore di riduzione della potenza della turbina a vapore ($KP_{ST,pl}$) dipendente dal fattore di carico parziale,

Di seguito si riportano le equazioni di calcolo implementate sulla base di questi criteri

$$P_{GT}(t) = [P_{GT,ref} \cdot KP_{Ta}(t) - DP_{Lav}(t)] \cdot (1 - DegP) \cdot KP_{GT,pl} \quad (5.5.2-1)$$

dove

$$KP_{Ta}(t) = \sum_{i=0}^3 a_i \cdot T_a(t)^i \quad (5.5.2-2)$$

$$DP_{Lav}(t) = \Delta P_{Lav} \cdot t / (90 \cdot 24) \quad (5.5.2-3)$$

$$HR(t) = HR_{rif} \cdot KHR_{Ta}(t) \cdot (1 + DegHR) + DHR_{Lav}(t) + KHR_{pl}(t) \quad (5.5.2-4)$$

essendo:

$$KHR_{Ta}(t) = \sum_{i=0}^3 b_i \cdot T_a(t)^i \quad (5.5.2-5)$$

$$DHR_{Lav}(t) = \Delta HR_{Lav} \cdot t / (90 \cdot 24) \quad (5.5.2-6)$$

$$KHR_{pl}(t) = c_0 + c_1 \cdot KP_{GT,pl}(t) \quad (5.5.2-7)$$

$$P_{ST}(t) = P_{ST,ref} + 2 \cdot KP_{ST,pl}(t) = P_{ST,ref} + 2 \cdot [d_0 + d_1 \cdot KP_{GT,pl}(t)] \quad (5.5.2-8)$$

I parametri utilizzati nelle equazioni (5.5.2-1:8) per le due sezioni a ciclo combinato dell'impianto sono i seguenti:

- $a = [3,34E-08 \ -8,391E-06 \ 0,0007 \ -0,0280 \ 1,496]$;
- $b = [-2,43E-09 \ 7,23E-07 \ -6,14E-05 \ 0,0026 \ 0,9303]$;
- $c = [\ 3965 \ -3965]$;
- $d = [-33,74 \ 33,74]$;
- $\Delta P_{lav} = 4 \text{ MW}$;
- $\Delta HR_{lav} = 300 \text{ kJ/kWh}$;

Come per le sezioni a contropressione, anche in questo caso vengono considerati vincoli tecnici di funzionamento come la massima produzione di vapore spillabile (70 t/h per ciascun tipo di vapore) e la minima quantità di ciascun tipo di vapore che deve essere spillata per garantire l'affidabilità delle reti vapore (10 t/h).

Le equazioni (4.4-1) e (4.4-2), sulla base dei dati di funzionamento e della modellizzazione su indicata per la sezione a ciclo combinato, vengono esplicitate mediante le seguenti relazioni:

$$f_{0,u}(t) = \sum_{i=1,2} P_{GTi}(t) \cdot HR_i(t) \quad (5.5.2-9)$$

$$g_{0,u}(t) = P_{ST}(t) + \sum_{i=1,2} P_{GTi}(t) \quad (5.5.2-10)$$

$$f_{u,k} = 0 \quad (5.5.2-11)$$

$$g_{u,k} = - \sum_{k=1,nv} V_{u,k}(t) \cdot K_{u,k} \quad (5.5.2-12)$$

Le due sezioni a ciclo combinato hanno le stesse caratteristiche tecniche, cosicchè anche i parametri dell'equazione (5.5.2-12) sono uguali ed hanno i seguenti valori:

$$K_{2,1} = K_{3,1} = -0.166, K_{2,2} = K_{3,2} = -0.256, K_{2,3} = K_{3,3} = -0.316$$

Queste equazioni evidenziano il fatto che solo la produzione di energia elettrica dipende dalla quantità totale di vapore spillato, come mostrato nella figura seguente, mentre la quantità di combustibile è

indipendente dalla produzione di vapore della sezione; la combinazione di differenti quantità di vapore LS, MS ed HS non determinano una variazione significativa dell'energia elettrica prodotta.

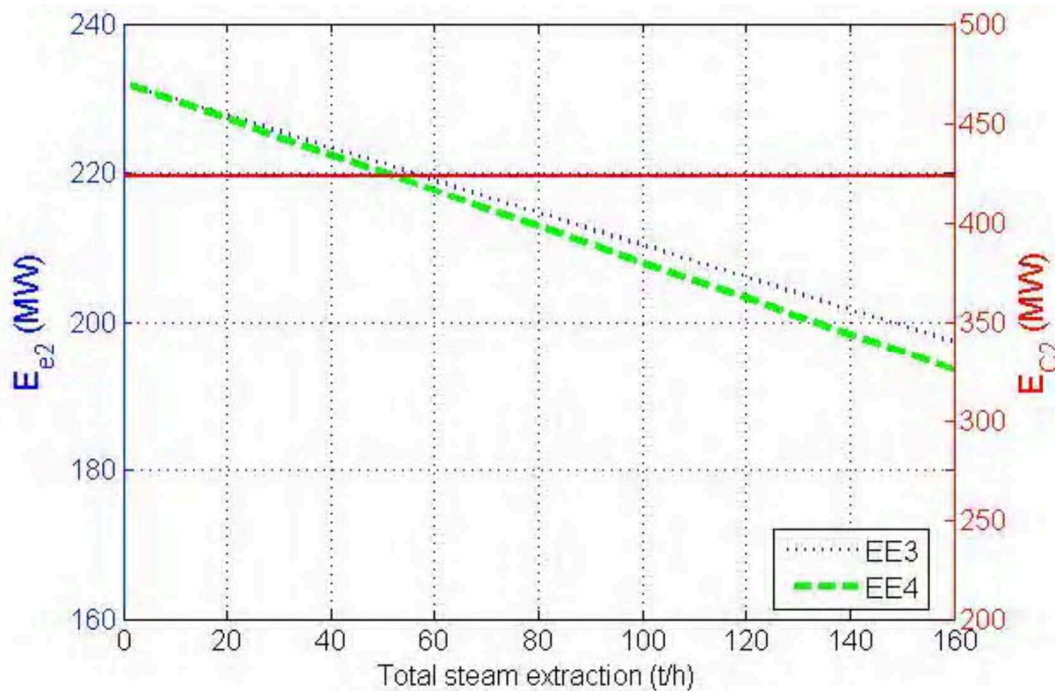


Figura 5.5.2-1 Produzione di energia elettrica e consumo di combustibile in funzione della quantità di vapore

5.6 Implementazione dell'applicazione

L'utilizzo pratico dell'applicazione è finalizzato alla programmazione su base settimanale in accordo alle usuali modalità di gestione di impianti di cogenerazione di questo tipo, che immettono una certa quantità di energia elettrica in rete e che perciò devono attenersi alla procedure operative del mercato elettrico.

L'applicazione, come customizzata per questo case study, a partire dai profili orari della richiesta di vapore e di energia elettrica, consente

di determinare ora per ora la ripartizione della produzione di vapore tra le diverse sezioni in modo da:

- soddisfare i fabbisogni del sito,
- ottimizzare il ricavo economico,
- raggiungere i valori fissati degli indici di cogenerazione.

Il risultato dell'ottimizzazione ovviamente rispetta i vincoli tecnici definiti per le sezioni che compongono l'impianto.

La definizione della produzione di vapore che ciascuna sezione è chiamata a realizzare, determina anche la produzione di energia elettrica di ciascuna sezione e quindi, al netto del fabbisogno del sito industriale, l'eccedenza da immettere nella RTN a 150 kV e a 380 kV, ossia il programma di immissione che tiene conto della previsione oraria del prezzo di mercato dell'energia elettrica (uno dei dati di input dell'applicazione).

Dunque per elaborare tale programma di immissione è necessario definire i profili orari per la domanda di vapore ed energia elettrica del sito industriale e calcolare la produzione di ciascun tipo di vapore per ogni sezione, che costituisce l'insieme delle variabili della funzione obiettivo.

Ciò comporta che la funzione obiettivo debba considerare un elevato numero di variabili: 3 valori della portata di vapore per ciascuna delle 3 sezioni in servizio per 168 ore settimanali, ossia 1512 variabili.

Tale circostanza richiede che per la convergenza dell'ottimizzazione (ossia per il raggiungimento di ottimo) sia di fondamentale importanza determinare uno punto iniziale sufficientemente prossimo al punto ottimale.

Perciò l'applicazione è stata strutturata in tre distinte fasi di ottimizzazione:

1. la prima determina, se è applicabile, il carico parziale delle turbine a gas, assumendo una ripartizione del vapore tra ciascuna sezione fissa,
2. la seconda determina i valori iniziali delle variabili della funzione obiettivo a partire dai valori minimi del fabbisogno di vapore del sito,
3. la terza esegue l'ottimizzazione considerando gli effettivi profili orari della domanda di vapore ed energia elettrica del sito.

Inoltre, considerando che il calcolo degli indici di cogenerazione deve essere eseguito per un intero anno solare, l'applicazione prevede la possibilità di eseguire l'ottimizzazione a partire da valori cumulati degli indici stessi (ossia calcolati sulla base dei dati consuntivati a partire dall'inizio dell'anno).