

Capitolo VI

Risultati

6.1 Assetto di riferimento

Per valutare adeguatamente i risultati derivanti dalla programmazione dell'impianto sulla base dell'output dell'applicazione di ottimizzazione è necessario analizzare l'usuale prassi operativa che viene seguita in impianti di cogenerazione della stessa tipologia di quello preso in esame come caso di studio.

Normalmente l'assetto di esercizio di questo tipo di impianti è guidato dall'obiettivo di soddisfare gli indici di cogenerazione del ciclo combinato fissando la sua produzione di vapore al valore minimo (con un certo margine) che consenta di ottenere i valori dei suddetti indici sufficienti a conseguire i benefici previsti dalla normativa vigente; il fabbisogno di vapore del sito è soddisfatto modulando la produzione

di vapore dal gruppo a contropressione che, se ha un rendimento non eccessivamente basso, raggiunge facilmente i valori minimi degli indici di cogenerazione.

Poiché la produzione di vapore dalle sezioni a ciclo combinato determina una riduzione della produzione di energia elettrica, la tendenza è quella di evitare un'eccessiva produzione di vapore che si traduce nel raggiungimento di valori degli indici più elevati, senza alcun ulteriore beneficio aggiuntivo.

Il suddetto criterio può essere meglio compreso se si considera il valore economico del beneficio conseguibile raggiungendo i valori minimi degli indici di cogenerazione, di seguito stimato con riferimento all'anno 2011: l'obbligo di acquisto dei certificati verdi è pari al 6,80% dell'energia elettrica prodotta da ciascuna sezione con una franchigia di 100 GWh.

Considerando un valore budgettario della produzione annua (si tenga conto che il fattore di servizio di tali impianti è molto elevato essendo asserviti al sito industriale che opera in ciclo continuo) ed un prezzo medio di riferimento per i certificati verdi si ottengono gli importi indicati in tabella.

		sezione 1	sezione 2	sezione 3
Produzione annua attesa	GWh	280	1.600	1.600
Produzione soggetta all'obbligo	GWh	180	1.500	1.500
Percentuale d'obbligo	%	6,80%		
Certificati verdi	MWh	12.240	102.000	102.000
Costo dei certificati verdi	€/MWh	80		
Onere annuo	M€	0,98	8,16	8,16

Tabella 6.1-1 Beneficio economico derivante dal raggiungimento della cogenerazione

D'altra parte, a fronte della necessità di ottenere l'esenzione dall'acquisto dei certificati verdi, è necessario evitare eccessive riduzioni della produzione di energia elettrica che mediamente determinano minori ricavi.

Il valore minimo degli indici di cogenerazione da raggiungere operativamente è solitamente lievemente superiore al valore minimo per ottenere il riconoscimento della cogenerazione; ciò risulta necessario anche per avere un margine operativo in caso di fuori servizio (parziale o totale) di una sezione o di riduzioni di efficienza o di significativa riduzione della richiesta di vapore dal sito industriale.

L'analisi dei dati di performance delle sezioni a ciclo combinato evidenzia che il parametro più critico risulta l'IRE; dunque viene fissato un valore operativo dell'IRE pari al 10,5% il raggiungimento del quale implica normalmente anche il superamento del valore minimo per l'indice LT.

Relativamente all'esercizio delle turbine a gas a carico parziale, gli usuali assetti di esercizio vengono determinati considerando che in alcune ore vuote può essere conveniente parzializzare il carico in relazione ai prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale.

Sulla base delle su indicate considerazioni è stato simulato il comportamento dell'impianto determinando ora per ora l'assetto realizzato in funzione dei fabbisogni di energia elettrica e vapore del sito previsti, ricavando attraverso il modello implementato le corrispondenti produzioni, i valori degli indici di cogeneratività ed il risultato economico, ossia il valore della funzione obiettivo.

Tali dati sono riepilogati nella tabella 6.1-2 e possono essere considerati come il punto di riferimento per valutare l'efficacia

dell'ottimizzazione e misurare i relativi benefici economici (identificati come "reference").

Reference	Valore medio orario		Consuntivo del mese	
<u>Fabbisogni del sito</u>				
Vapore LS	t/h	150,4	t	25.275
Vapore HS	t/h	132,0	t	22.180
Vapore Totale	t/h	34,6	t	5.820
Energia elettrica	MW	71,6	MWh	12.030
<u>Sezione 1 (contropressione)</u>				
Vapore LS	t/h	78,0	t	13.099
Vapore MS	t/h	98,6	t	16.563
Vapore HS	t/h	21,3	t	3.579
Energia elettrica netta	MW	35,4	MWh	5.946
Olio Combustibile	MW	220,1	MWh	36.972
IRE	%			15,80%
LT	%			81,17%
<u>Sezione 2 (ciclo combinato A)</u>				
Vapore LS	t/h	36,2	t	6.073
Vapore MS	t/h	16,7	t	2.809
Vapore HS	t/h	6,7	t	1.124
Energia elettrica netta	MW	204,7	MWh	34.382
Metano	MW	406,1	MWh	68.226
IRE	%			10,49%
LT	%			18,27%
<u>Sezione 3 (ciclo combinato B)</u>				
Vapore LS	t/h	36,3	t	6.103
Vapore MS	t/h	16,7	t	2.808
Vapore HS	t/h	6,6	t	1.117
Energia elettrica netta	MW	203,5	MWh	34.193
Metano	MW	406,1	MWh	68.226
IRE	%			10,50%
LT	%			18,39%
<u>Produzione elettrica</u>				
Energia elettrica totale	MW	443,6	MWh	74.521
Energia elettrica a RTN	MW	372,0	MWh	62.491
<u>Bilancio economico</u>				
Acquisto combustibili			M€	-5,083
Vendita Vapore			M€	1,076
Vendita Energia Elettrica			M€	5,760
Ricavo (funzione obiettivo)			M€	1,753

Tabella 6.1-2 Dati tecnici ed economici nell'assetto di riferimento

6.2 Dati di input dell'applicazione

Per determinare i risultati economici dell'assetto di riferimento sono stati utilizzati gli stessi dati di input previsti per l'esecuzione dell'applicazione sviluppata per la programmazione ottima, come indicati in grafici e tabelle precedentemente analizzati e di seguito nuovamente riportati.

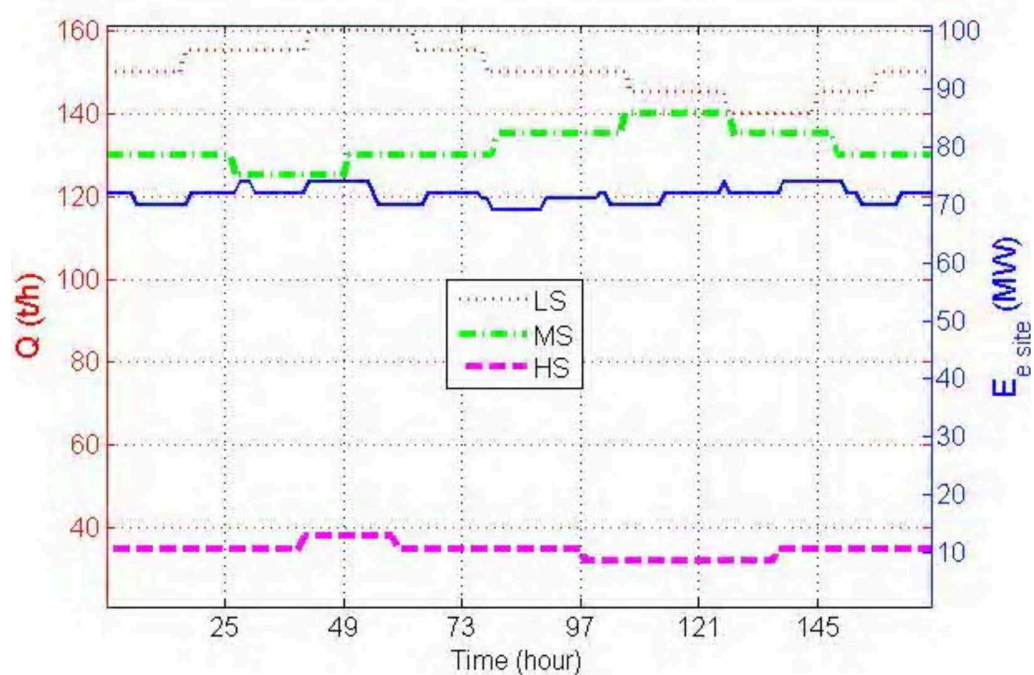


Figura 6.2-1 Fabbisogno di energia elettrica e vapore del sito

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 6.2-1 Prezzo di acquisto dei combustibili e prezzo di vendita di elettricità e vapore al sito

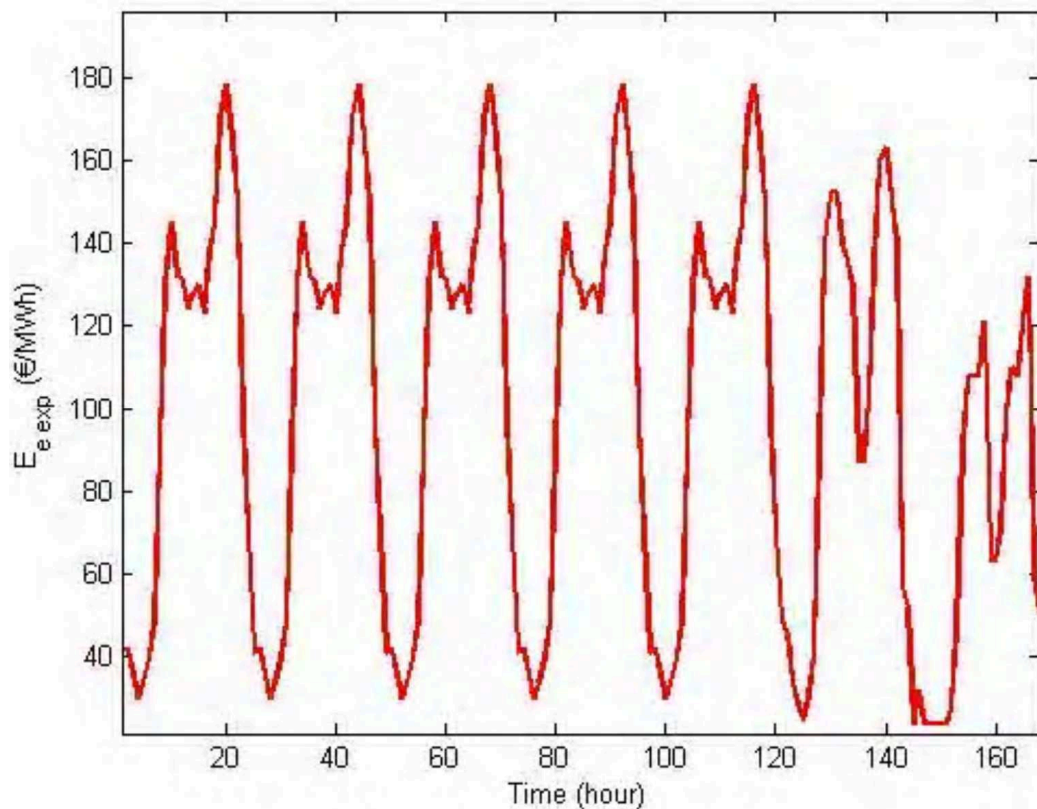


Figura 6.2-2 Previsione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (prezzo zonale Sicilia MGP, mercato del giorno prima)

6.3 Risultati

Sulla base dei dati di input l'applicazione determina per ciascuna sezione il profilo della produzione di ciascun tipo di vapore; per le due sezioni a ciclo combinato, che sono praticamente uguali, si ottengono gli stessi profili di produzione.

La ripartizione della produzione di vapore tra le varie sezioni determina anche la produzione di energia elettrica di ogni sezione e dunque, considerando il fabbisogno di energia elettrica del sito, il profilo dell'immissione nella RTN.

Come conseguenza del criterio di ottimizzazione si evidenzia che gli andamenti ottenuti tendono a seguire il profilo della previsione del

prezzo dell'energia elettrica, rispettando i vincoli tecnici e il valore minimo degli indici di cogenerazione.

Inoltre appare evidente come i risultati tengano conto delle variazioni determinate dalla marcia a carico parziale delle turbine a gas. La gestione di tale aspetto è stata considerata anche nella simulazione dell'assetto di riferimento in modo analogo a quanto risultante dall'ottimizzazione: nella pratica operativa la marcia a carico parziale è critica in quanto determina una riduzione di efficienza e quindi una riduzione dell'IRE che deve essere compensata incrementando la produzione di vapore; ciò determina disottimizzazioni che nel calcolo dell'assetto di riferimento eseguito per questa valutazione non sono stati considerati.

Nella seguente tabella (6.3-1) sono sintetizzati i risultati dell'ottimizzazione in termini di valori medi o consuntivi, mentre mediante i grafici descritti successivamente si possono evidenziare gli effetti del criterio di ottimizzazione sull'assetto operativo di ciascuna sezione.

Nelle figure 6.3-1, 6.3-2, 6.3-3 sono mostrati i profili della produzione di vapore HS, MS ed LS. Si evidenzia come, rispetto all'assetto di riferimento nel quale appare chiara la modulazione della produzione di vapore da parte della sola sezione a contropressione, anche i profili della produzione delle sezioni a ciclo combinato abbiano delle significative variazioni; i tratti a valore costante corrispondono al raggiungimento dei vincoli tecnici relativi alla massima o alla minima produzione di vapore da ciascuna sezione.

<i>Optimal</i>	Valore medio orario		Consuntivo del mese	
<u>Fabbisogni del sito</u>				
Vapore LS	t/h	150,4	t	25.275
Vapore HS	t/h	132,0	t	22.180
Vapore Totale	t/h	34,6	t	5.820
Energia elettrica	MW	71,6	MWh	12.030
<u>Sezione 1 (contropressione)</u>				
Vapore LS	t/h	78,0	t	13.099
Vapore MS	t/h	98,6	t	16.563
Vapore HS	t/h	21,3	t	3.579
Energia elettrica netta	MW	34,8	MWh	5.839
Olio Combustibile	MW	220,3	MWh	37.011
IRE	%			15,16%
LT	%			81,45%
<u>Sezione 2 (ciclo combinato A)</u>				
Vapore LS	t/h	36,2	t	6.073
Vapore MS	t/h	16,7	t	2.809
Vapore HS	t/h	6,7	t	1.124
Energia elettrica netta	MW	204,7	MWh	34.382
Metano	MW	406,1	MWh	68.226
IRE	%			10,50%
LT	%			18,27%
<u>Sezione 3 (ciclo combinato B)</u>				
Vapore LS	t/h	36,3	t	6.103
Vapore MS	t/h	16,7	t	2.808
Vapore HS	t/h	6,6	t	1.117
Energia elettrica netta	MW	203,5	MWh	34.193
Metano	MW	406,1	MWh	68.226
IRE	%			10,50%
LT	%			18,39%
<u>Produzione elettrica</u>				
Energia elettrica totale	MW	442,9	MWh	74.414
Energia elettrica a RTN	MW	371,3	MWh	62.384
<u>Bilancio economico</u>				
Acquisto combustibili			M€	-5,084
Vendita Vapore			M€	1,076
Vendita Energia Elettrica			M€	5,882
Ricavo (funzione obiettivo)			M€	1,874

Tabella 6.3-1 Dati tecnici ed economici nell'assetto ottimale

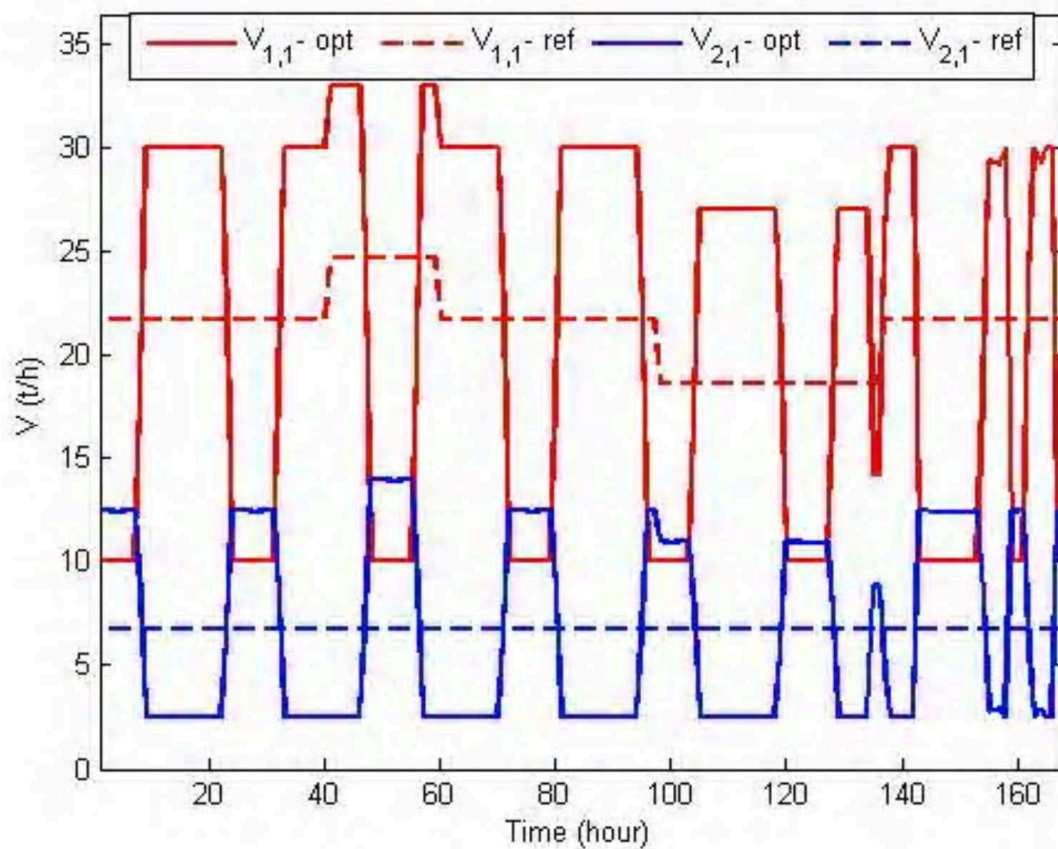


Figura 6.3-1 Produzione HS per ciascuna sezione: sezione 1 contropressione (linea rossa continua per l'assetto ottimale, linea rossa tratteggiata per l'assetto di riferimento) e sezione 2 ciclo combinato (linea blu continua per l'assetto ottimale, linea blu tratteggiata per l'assetto di riferimento)

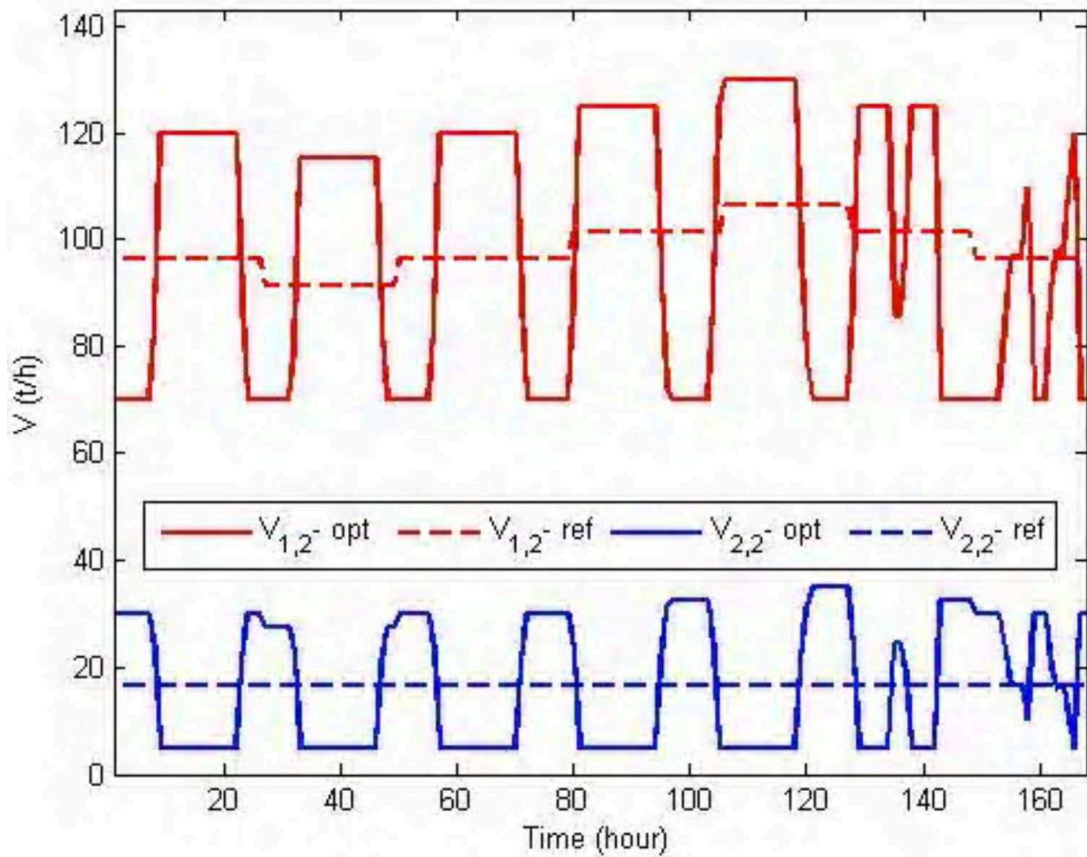


Figura 6.3-2 Produzione MS per ciascuna sezione: sezione 1 contropressione (linea rossa continua per l'assetto ottimale, linea rossa tratteggiata per l'assetto di riferimento) e sezione 2 ciclo combinato (linea blu continua per l'assetto ottimale, linea blu tratteggiata per l'assetto di riferimento)

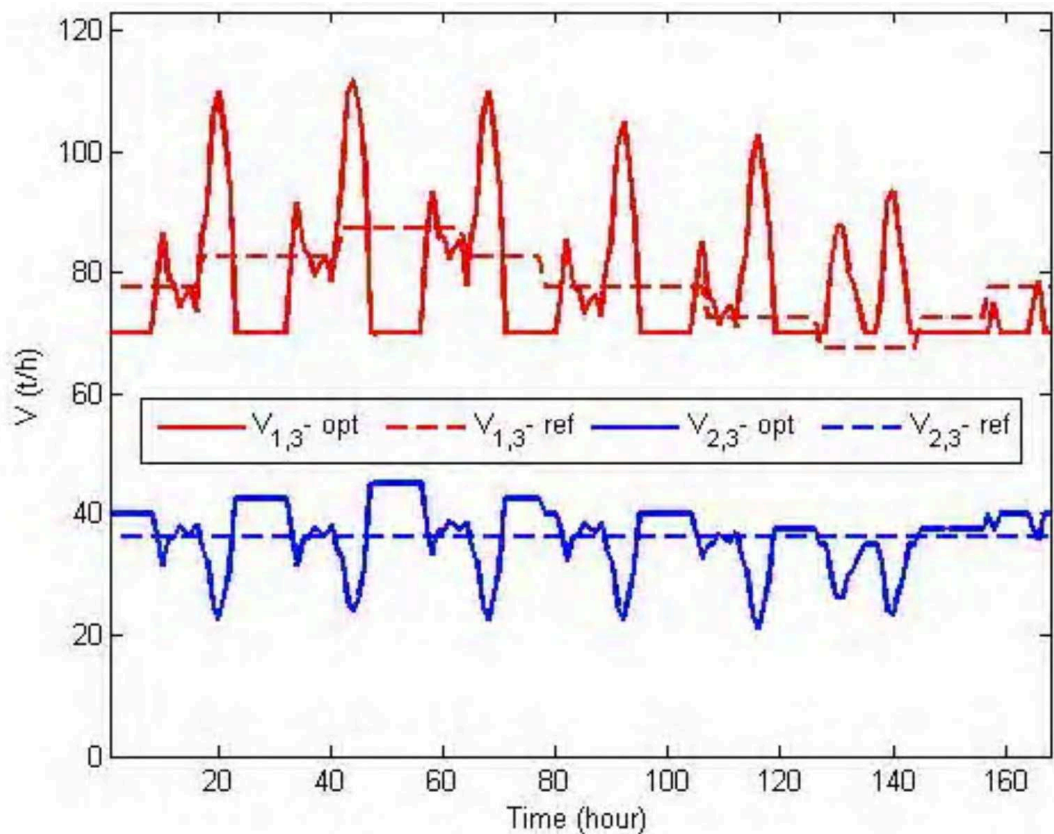


Figura 6.3-3 Produzione LS per ciascuna sezione: sezione 1 contropressione (linea rossa continua per l'assetto ottimale, linea rossa tratteggiata per l'assetto di riferimento) e sezione 2 ciclo combinato (linea blu continua per l'assetto ottimale, linea blu tratteggiata per l'assetto di riferimento)

La figura 6.3-4 mostra l'andamento della produzione di energia elettrica di ciascuna delle sezioni; mentre nella figura 6.3-5 viene mostrato il profilo dell'energia immessa nella RTN che rappresenta il programma di produzione di energia elettrica dell'intero impianto.

I profili evidenziano come la produzione tenda a seguire lo stesso andamento del prezzo dell'energia elettrica; anche in questo caso i tratti a valore costante rappresentano il raggiungimento di vincoli tecnici: in questo caso sono correlati ai valori di minimo tecnico.

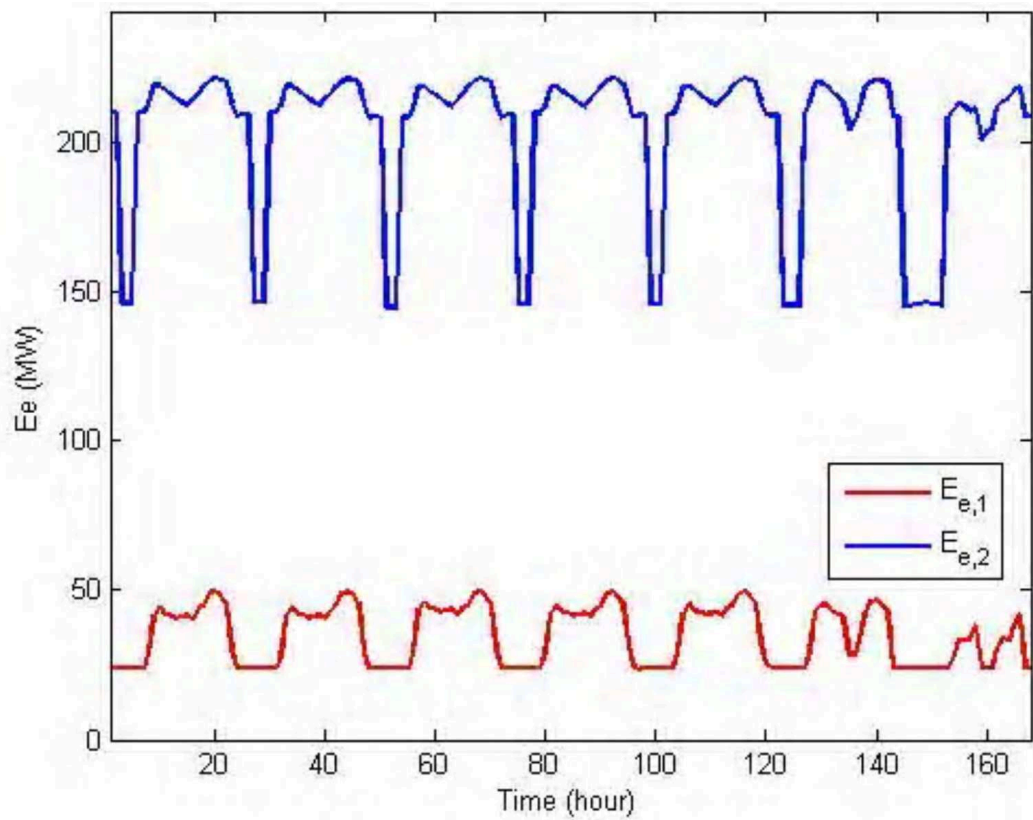


Figura 6.3-4 Produzione di energia elettrica nell'assetto ottimale (linea rossa continua per la sezione 1 contropressione, linea blu continua per le sezione 2 e 3 Ciclo combinato)

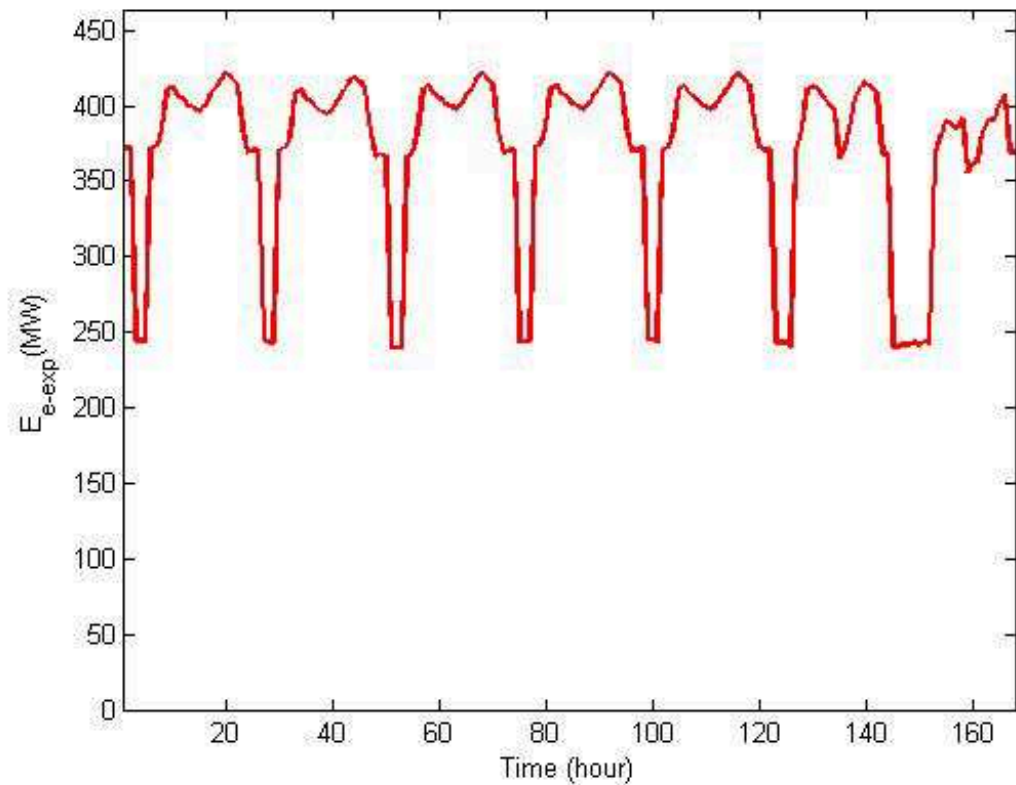


Figura 6.3-5 Produzione di energia elettrica immessa nella RTN (Programma di produzione)

Ulteriori considerazioni possono essere fatte confrontando la produzione di ciascuna sezione nell'assetto ottimale e nell'assetto di riferimento; tale confronto viene eseguito mostrando i profili normalizzati utilizzando per la normalizzazione il valore medio orario della settimana.

Per la sezione a contropressione il grafico (figura 6.3-6) evidenzia che, mentre nell'assetto di riferimento, la variazione della produzione sia limitata e dovuta solo agli effetti della modulazione della produzione di vapore, nell'assetto ottimale la produzione di energia elettrica subisce variazioni molto ampie; in particolare le riduzioni impattano sui valori minimi consentiti.

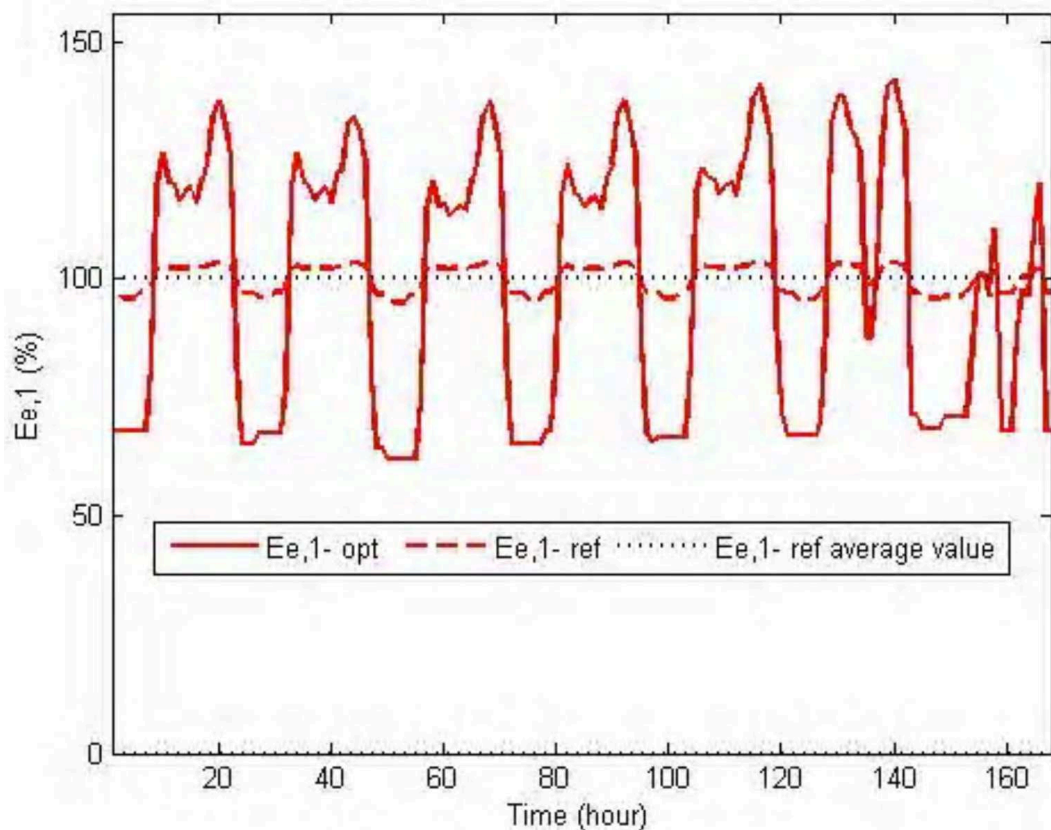


Figura 6.3-6 Produzione di energia elettrica della sezione 1 a contropressione: confronto dei valori normalizzati (linea rossa continua per assetto ottimale, linea rossa tratteggiata per assetto di riferimento, linea nera punteggiata valore di normalizzazione, ossia valore medio settimanale della produzione di energia elettrica nell'assetto di riferimento)

Per le sezioni a ciclo combinato il grafico normalizzato (figura 6.3-7) consente di eliminare gli effetti della parzializzazione del carico delle turbine a gas che riguardano entrambi gli assetti, ma che essendo di entità molto elevata non consentono di evidenziare gli effetti delle variazioni della produzione per effetto dell'ottimizzazione. In particolare nell'assetto ottimale si evidenzia come la produzione di energia elettrica abbia una variazione dovuta agli effetti delle variazioni della produzione di vapore; tale variazione appare piccola

(in una fascia del $\pm 5\%$) rispetto alla produzione della sezione, ma risulta confrontabile con quella della sezione a contropressione.

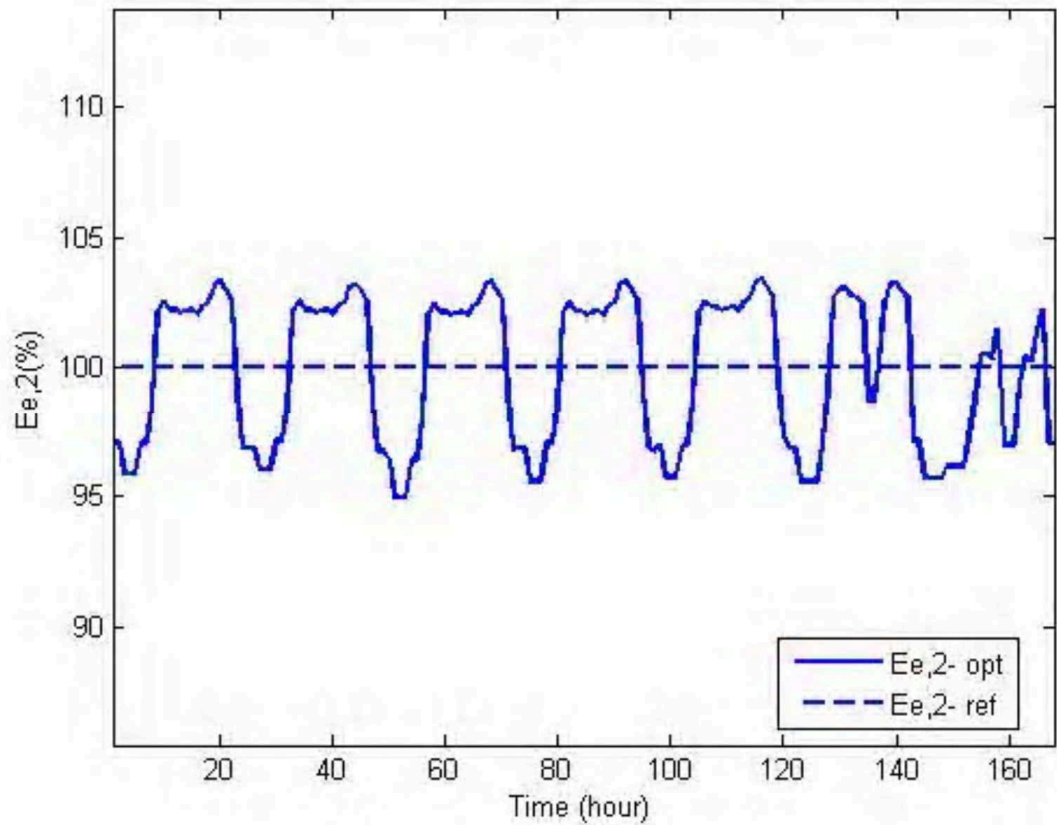


Figura 6.3-7 Produzione di energia elettrica delle sezioni 2 e 3 a ciclo combinato: confronto dei valori normalizzati (linea blu continua per assetto ottimale, linea blu tratteggiata per assetto di riferimento e per valore di normalizzazione)

6.4 Assetto ottimale vs assetto di riferimento

Nella tabella 6.4-1 sono confrontati i dati significativi nell'assetto di riferimento (colonna "reference") ed in quello ottimale (colonna "optimal") ed in particolare la produzione di energia elettrica e vapore, i valori degli indici di cogenerazione ed il valore risultante della funzione obiettivo, ossia il profitto, che consente di misurare l'efficacia dell'ottimizzazione.

Il confronto mostra un profitto più alto nell'assetto ottimale per 0.121 M€; tale risultato è raggiunto con una produzione di energia elettrica nell'assetto ottimale più bassa di quella nell'assetto di riferimento e con un consumo di fuel oil nella sezione a contropressione più alto: in altri termini l'apparente disottimizzazione della sezione a contropressione consente di conseguire un maggior profitto.

Tale condizione scaturisce sostanzialmente dal fatto che la sezione a contropressione funziona ad un assetto variabile e con un numero significativo di ore a valori di produzione molto bassi e quindi poco efficienti; tuttavia è proprio tale assetto che consente di adeguare la produzione di energia elettrica delle sezioni a ciclo combinato all'andamento del prezzo di mercato e di "recuperare" la cogenerazione con un produzione di vapore elevata nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è più basso.

In termini relativi l'ottimizzazione consente di migliorare il profitto di oltre il 6% rispetto a quello dell'assetto di riferimento; questo miglioramento è equivalente ad un risparmio di oltre il 2% sul costo complessivo dei combustibili e quindi, in altre parole ad un incremento dell'efficienza globale di oltre il 2%. Su base annuale, considerando che questo tipo di impianti sono in esercizio almeno per

8000 ore, il miglioramento del conto economico che ne deriva supera i 5 M€.

		reference	Optimal
<u>Sezione 1 (contropressione)</u>			
Energia elettrica netta	MWh	5.946	5.839
Olio Combustibile	MWh	36.972	37.011
IRE		15,80%	15,16%
LT		81,17%	81,45%
<u>Sezione 2 (ciclo combinato A)</u>			
Energia elettrica netta	MWh	34.382	34.382
Metano	MWh	68.226	68.226
IRE		10,49%	10,50%
LT		18,27%	18,27%
<u>Sezione 3 (ciclo combinato B)</u>			
Energia elettrica netta	MWh	34.193	34.193
Metano	MWh	68.226	68.226
IRE		10,50%	10,50%
LT		18,39%	18,39%
<u>Produzione elettrica</u>			
Energia elettrica totale	MWh	74.521	74.414
Energia elettrica a RTN	MWh	62.491	62.384
<u>Bilancio economico</u>			
Acquisto combustibili	M€	-5,083	-5,084
Vendita Vapore	M€	1,076	1,076
Vendita Energia Elettrica	M€	5,760	5,882
Ricavo (funzione obiettivo)	M€	1,753	1,874

Tabella 6.4-1 Confronto tra assetto ottimale ed assetto di riferimento

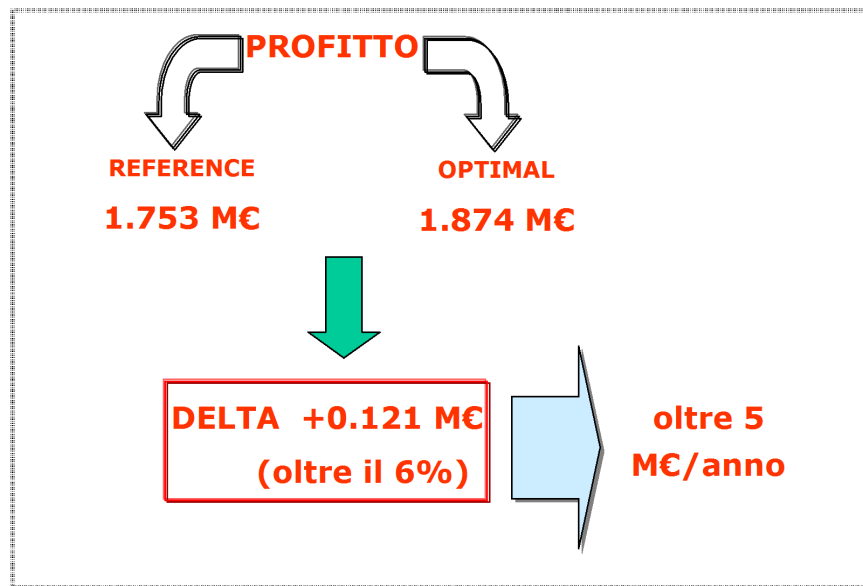


Figura 6.4-1 Proiezione annuale del beneficio economico

6.5 Sensitività dei risultati

La previsione del prezzo di mercato dell'energia elettrica ed il fabbisogno di vapore del sito industriale sono due fattori che possono influenzare il risultato dell'ottimizzazione sia in termini assoluti che nel confronto con i risultati nell'assetto di riferimento. Quest'ultimo aspetto risulta di fondamentale importanza per valutare l'efficacia dell'ottimizzazione, perciò è stato analizzato l'effetto dei due suddetti fattori, previsione del prezzo di mercato e del fabbisogno di vapore del sito mediante profili simulati attraverso la generazione di parecchie distribuzioni normali di valori, considerando differenti deviazioni standard e valori della media oraria corrispondenti ai profili mostrati nelle figure 3 e 4 ed utilizzate come dati di input per l'applicazione. . Per ciascuno dei profili generati è stato calcolato il valore della funzione obiettivo (indicato con R) partendo sia dall'assetto ottimale che dall'assetto di riferimento.

Quindi è stata calcolata la differenza tra questi valori della funzione obiettivo ed il corrispondente risultato dell'ottimizzazione riportato nella tabella 6.4-1.

I risultati son riportati nei grafici delle figure 6.5-1 e 6.5-2 dove:

- l'asse y riporta la variazione normalizzata del profitto (ossia della funzione obiettivo), espressa come di seguito indicato:

$$D_R = |\Delta R_{GEN} - \Delta R_{FOR}| / \Delta R_{FOR} \quad (6.5-1)$$

$$\Delta R_{FOR} = R_{FOR,opt} - R_{FOR,ref} \quad (6.5-2)$$

$$\Delta R_{GEN} = R_{GEN,opt} - R_{GEN,ref} , \quad (6.5-3)$$

Essendo:

- $R_{FOR,opt}$ e $R_{FOR,ref}$ i valori del profitto (funzione obiettivo) della tabella 6.4-1;
- $R_{GEN,opt}$ e $R_{GEN,ref}$ I valori del profitto calcolati per i profili generati (prezzo dell'energia elettrica o fabbisogno di vapore del sito), rispettivamente per l'assetto ottimale e per l'assetto di riferimento;
- l'asse x della figura 13 riporta la variazione normalizzata risultante dal profilo generato per il prezzo dell'energia elettrica, espressa come di seguito indicato:

$$D_{EP} = \sum_{i=1,T} |EP_{GEN}(i) - EP_{FOR}(i)| / \sum_{i=1,T} EP_{FOR}(i) \quad (6.5-4)$$

essendo:

- EP_{FOR} e EP_{GEN} i valori orari del prezzo dell'energia elettrica, rispettivamente previsti e generati (T è il periodo di calcolo utilizzato, pari a 168 ore (7 giorni));

- l'asse x della figura 14 riporta la variazione normalizzata risultante dal profilo generato per il fabbisogno di vapore del sito, espresso come di seguito indicato:

$$D_{ST} = \sum_{i=1,T} |ST_{GEN}(i) - ST_{FOR}(i)| / \sum_{i=1,T} ST_{FOR}(i) \quad (6.5-5)$$

essendo

- ST_{FOR} e ST_{GEN} i valori orari del fabbisogno di vapore del sito, rispettivamente previsti e generati (T è il periodo di calcolo utilizzato, pari a 168 ore (7 giorni)).

L'analisi di queste differenze mostra che:

- un errore D_{EP} nella previsione del prezzo dell'energia elettrica comporta una variazione nelle differenze tra i valori del profitto di circa $0.2 \cdot D_{EP}$;
- un errore D_{ST} nella previsione del fabbisogno di vapore del sito comporta una variazione nelle differenze tra i valori del profitto di circa $0.15 \cdot D_{ST}$.

Da ciò appare evidente che l'efficacia dell'ottimizzazione è sufficientemente indipendente sia dal fabbisogno di vapore del sito consuntivato che dal prezzo di mercato dell'energia elettrica reale.

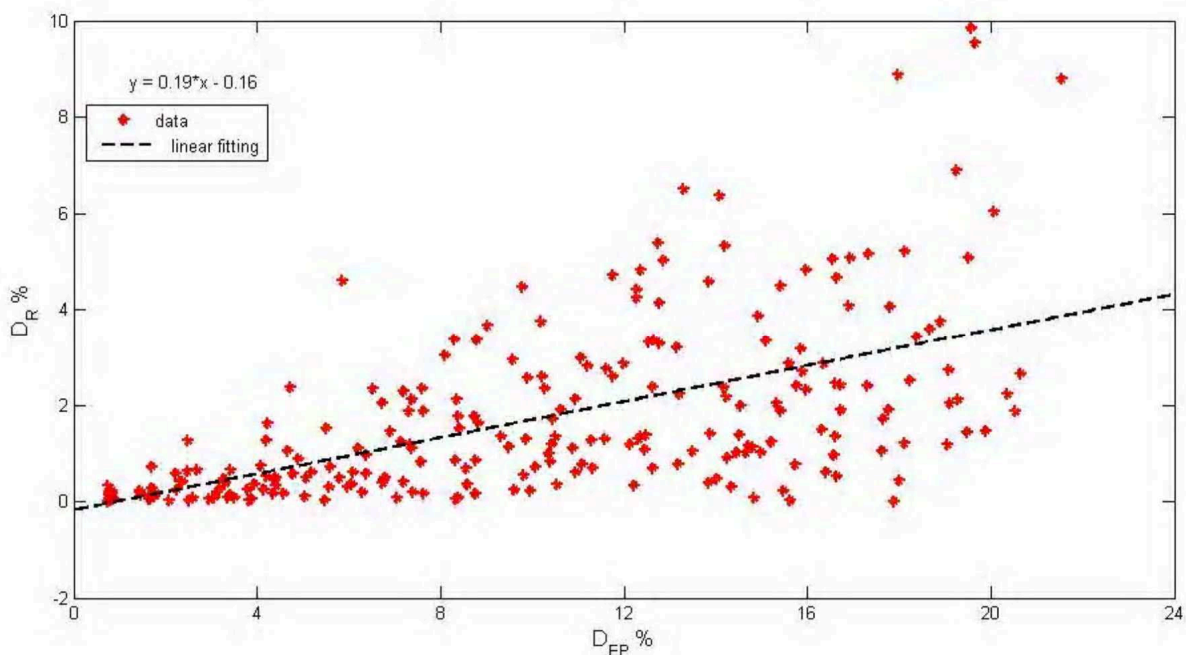


Figura 6.5-1 Correlazione tra la variazione dei profili generati per il prezzo dell'elettricità e la variazione del profitto

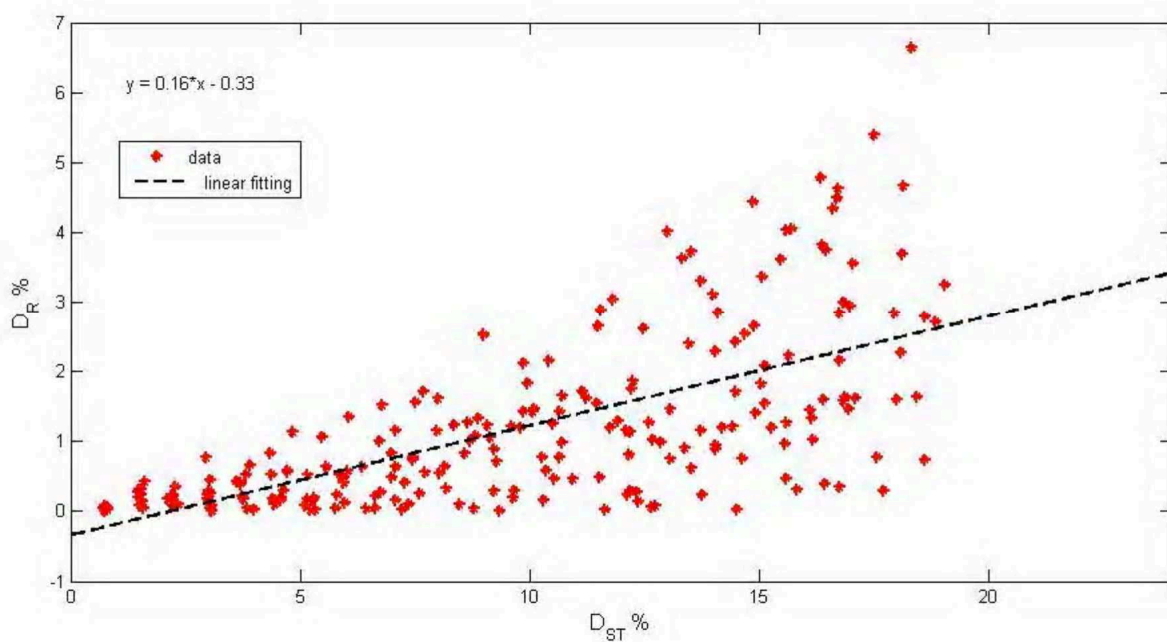


Figura 6.5-2 Correlazione tra la variazione dei profili generati per il fabbisogno di vapore del sito e la variazione del profitto