



Università di Pisa
Facoltà di Ingegneria

Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale

Analisi del bilancio energetico di uno stabilimento
industriale e sintesi di interventi migliorativi

Sintesi

Relatori

Prof. Ing. Romano Giglioli
Dipartimento di Sistemi Elettrici ed Automazione
Università di Pisa

Ing. Giovanni Mandorli
Energy Manager
GE Oil&Gas – Nuovo Pignone Firenze

Candidato

Enrico Ghera

Abstract:

La tesi esplora le possibilità di miglioramento dei risultati di gestione dell'impianto cogenerativo in ciclo combinato installato nello stabilimento di Firenze della General Electric – Divisione Oil & Gas. Tra queste si distinguono: l'installazione di un gruppo turboespansore, la sostituzione della turbina a gas con un modello più recente, l'aggiunta di una turbina a gas in servizio di punta, l'installazione di un gruppo assorbitore, l'ottimizzazione del piano di produzione in funzione delle fasce orarie. Di tutti vengono identificati i possibili vantaggi e stimati i costi di realizzazione. Vengono prese in considerazione anche le opzioni di dismettere l'impianto, affidarlo ad un ente terzo secondo il principio del Facility Management, oppure di installare un impianto completamente nuovo. La trattazione evidenzierà come gli interventi sul piano di produzione possano, con minimo investimento, apportare grandi benefici al risultato economico della gestione dell'impianto. Per validare tali risultati viene presentato il codice di calcolo utilizzato ed una analisi critica dei dati in ingresso.

English Version:

The thesis explores the possibilities of improvement of management result of the combined cycle cogeneration system installed in the Florence plant of the General Electric - Oil & Gas Division. Between these are examined: the installation of a turboexpander group, the substitution of the gas turbine with a more recent model, addition of one gas turbine in spike service, the installation of an absorption chiller group, the optimization of the production plan in function of the hour bands. Of all these will be identified the possible advantages and estimated the realization costs. It will be considered also the options of system dismissal, entrusting it to a third party according to the principle of the Facility Management, or installing a completely new system. The thesis will stress on how the changes on the production plan can, with minimal investment, bring great benefits to the economic result of the system. In order to validate thesis will be explained the calculation code used and the critical analysis of supplied data.

Cap.1:Glossario, acronimi e convenzioni

GE-O&G	General Electric divisione Oil&Gas
COGE	COGenerazione, impianto di (usato come identificativo dell'impianto di Firenze)
CICO	Ciclo COmbinato (tipo di impianto termoelettrico)
SAPO	SAla PrOve
SGEN	Servizi GENerali (ufficio)

Le unità di misura utilizzate nel testo sono quelle del Sistema Internazionale (SI), salvo diverse indicazioni.

Cap.2:Introduzione

Il qui presente elaborato riunisce e presenta in modo organico i risultati e le problematiche incontrate nel corso dello stage presso lo stabilimento di Firenze della General Electric – divisione Oil & Gas. L'argomento della trattazione è l'ottimizzazione del risultato economico derivante dalla gestione dell'impianto di cogenerazione dello stabilimento. Sono pertanto escluse dall'analisi tutte le utenze energetiche diverse dall'impianto così come descritto nel capitolo 3, ed esplicitamente le caldaie dell'impianto vapore (pur collegato alla centrale di cogenerazione) asservito alla sala prove, la domanda di gas derivante dall'utilizzo delle caldaie e dalle prove delle turbine a gas.

Il metodo di indagine utilizzato per giungere ai risultati presentati in questa opera è quello della simulazione: è stato modellizzato il comportamento economico dell'impianto e successivamente sono state simulate le reazioni e le interazioni (economiche) con il mercato.

A causa della necessità di riservatezza dei dati aziendali sensibili, nello sviluppo del testo si farà ricorso a indicazioni di dati numerici approssimati. I dati reali ed esatti verranno inseriti solo nelle appendici, le quali saranno disponibili selettivamente e previo consenso scritto dell'azienda interessata. Al fine di comprendere la situazione al momento dell'inizio di questo studio sono riportate alcune informazioni riguardo l'azienda e gli attori del mercato dell'energia. La presentazione dell'azienda si riferisce alla situazione così come si presentava nell'autunno 2004, alla fine del periodo di stage dell'autore presso GE-O&G.

A causa della necessaria brevità di questo estratto alcune delle opzioni esplorate non saranno riportate, privilegiando quelle più favorevoli ad una rapida attuazione e di più sicuro impatto economico. Per un'analisi più estesa ed approfondita consultare il testo integrale dell'opera.

2.1 Il ramo d'azienda

La divisione GE–Energy si occupa di fornire soluzioni integrate per l'industria dell'energia, spaziando dai compressori per gasdotti ai turboespansori, passando dai gruppi motori sia a gas che a vapore. Nel settore la GE è leader incontrastato del mercato con oltre il 60% della potenza installata a livello globale. In particolare lo stabilimento di Firenze ospita i quartieri generali ed il sito produttivo più importante della branca Oil & Gas, specializzata nella produzione, installazione e manutenzione di macchine appositamente studiate per il settore estrattivo del petrolio e del gas.

Nuovo Pignone, parte di GE Power Systems, a sua volta parte di GE-Energy, è leader mondiale nell'industria dell'Oil & Gas; la sua vasta gamma di prodotti copre l'intero mercato, dalla produzione di petrolio e gas, al trasporto e alla raffinazione degli stessi, fino alla distribuzione di carburante. Impiega attualmente oltre 4.000 persone in Italia, dove la società ha sei stabilimenti produttivi. In questi stabilimenti è costruita l'ampia gamma di soluzioni per le industrie del petrolio, del gas e della chimica. Tra i prodotti possono essere elencati compressori centrifughi, assiali e alternativi, turbine a gas ed a vapore, pompe e valvole, apparecchiature e recipienti in pressione, sistemi di regolazione e di misura, distributori di carburante, contatori di gas. Oltre alla fornitura di macchinari, Nuovo Pignone realizza soluzioni integrate chiavi-in-mano; stazioni di reiniezione, stazioni di compressione, sistemi modularizzati, unità e impianti per la generazione d'energia elettrica. La

divisione di Nuovo Pignone che si occupa di servizi post vendita è una parte sempre più importante del business; l'offerta varia da servizi tradizionali (ricambi, manutenzione, aggiornamenti tecnici e riparazioni) a contratti globali di gestione della manutenzione di macchine o impianti fino allo sviluppo di nuove tecnologie come la diagnostica remota e le applicazioni basate su internet. Nuovo Pignone ha una presenza consolidata in 110 paesi del mondo. Uffici commerciali periferici si trovano fra l'altro a Londra, Madrid, Barcellona, Parigi, Praga, Francoforte e Mosca e la rete di centri di assistenza e di servizi si estende in tutto il mondo.

2.2 Problemi sorgenti

L'evolversi della normativa regolante il mercato dell'energia ha portato a mutamenti tali da motivare una approfondita revisione delle politiche energetiche applicate dall'azienda. In particolare ha avuto notevole impatto il cambiamento nella struttura delle fasce orarie di tariffazione dell'energia elettrica, avvenuto a metà 2004, che ha rivoluzionato la distribuzione delle ore di punta nel corso dell'anno, eliminando la limitazione alla stagione invernale ed introducendo estesi periodi di punta nei mesi estivi, trovando motivazione nella sempre più pressante richiesta di energia elettrica per la climatizzazione degli ambienti.

Cap.3:Situazione pregressa

Al fine di rendere comprensibili le problematiche interne derivanti dalle mutate condizioni di mercato è necessario fare un rapido excursus sulla situazione specifica dello stabilimento di Firenze, trattando sia della configurazione dell'impianto che delle politiche che ne regolavano il funzionamento fino a tutto il 2003. Sempre per avere un quadro completo sarà necessario esporre i rapporti esistenti tra GE-O&G Firenze ed i fornitori di energia elettrica a tutto il 2003.

3.1 Impianto

L'impianto esistente presso lo stabilimento GE-O&G Firenze è un impianto cogenerativo a ciclo combinato, costruito ed installato a scopo di studio da parte del reparto R&D alla fine degli anni '80, quando lo stabilimento era ancora di proprietà ENI, tramite la controllata Nuovo Pignone, ed è composto da una turbina a gas monoalbero modello PGT5 di costruzione Nuovo Pignone, una turbina a vapore modello NG25/20 ed un generatore di costruzione Ansaldo modello GSCB800Y4. La costruzione degli scambiatori di calore fu affidata allo stabilimento Nuovo Pignone di Vibo Valentia. La potenza elettrica totale è di circa 6,5 MW con un rendimento del 31,5%.

3.1.1 TU/GAS – PGT5

Turbina a gas di costruzione Pignone (come dice l'acronimo PGT: Pignone Gas Turbine) di potenza nominale 5 MW all'albero. Il flusso massico è di circa 25 kg/s e lo scarico avviene alla temperatura di 543°C. Rendimento rilevato 26,2%. La macchina è progettata per lavorare alla velocità di 11600 rpm, si necessita quindi di un gruppo riduttore per accoppiare la turbina al generatore.

3.1.2 TU/VA – NG25/20

Turbina a vapore a contropressione, potenza massima 2,5 MW con portata di vapore (50 bar, 450°C) di 6,944 kg/s, tipicamente utilizzata per una potenza all'albero di 1,5 MW (portata 10,15 t/h). Lo scarico avviene a 1 bar(a) e 101°C per evitare l'erosione delle palette di bassa pressione, e limitare quindi i costi di manutenzione. Il rendimento rilevato è del 20,9%. La macchina lavora alla velocità di 3000 rpm, non necessitando di particolari accorgimenti per l'accoppiamento al generatore.

3.1.3 HRSG – E1

Heat Recovery Steam Generator: generatore di vapore a recupero di calore. Genera vapore riscaldando l'acqua con il calore degli scarichi della turbina a gas. I gas di scarico entrano a 543°C

ed escono a 218°C, l'acqua subisce un salto entalpico di 2845 J/g (da 90°C e 70 bar a 450°C e 50 bar). Il rendimento rilevato è dell' 87,4%.

3.1.4 Scambiatori – C1-R1

Gli scambiatori C1 ed R1 recuperano 8,6 e 2,2 MW rispettivamente, per un totale di 10,2 MW termici (per il teleriscaldamento dell'officina e parte degli uffici) che altrimenti sarebbero andati persi, o peggio ancora (nel caso di C1) sarebbero dovuti essere smaltiti.

3.1.5 Generatore e gruppo riduttore

Il generatore Ansaldo GSCB800Y4 è progettato per una potenza di 9,1 MW. Insieme al gruppo riduttore costruito da Allen Gears modello ASG26 consente un rendimento del 95,5%.

3.1.6 Caldaia ausiliaria per teleriscaldamento

Indicata anche come THERMA: è utilizzata per garantire il riscaldamento dell'officina nei periodi in cui COGE è ferma. Ha una potenza di 18,8 MW ed un rendimento dell'87%.

3.2 Politica di gestione dell'impianto

La politica che regolava la marcia dell'impianto fino al 2003 era estremamente semplice: marcia in inverno (da ottobre ad aprile) e fermo in estate. Tipicamente si utilizzava il periodo estivo per le manutenzioni. In rare occasioni e per comprovati motivi (tipicamente backup elettrico in caso di prove su grossi motori) era possibile mettere in marcia l'impianto secondo necessità.

3.3 Approvvigionamento sul mercato

Fino al 2003 non c'era possibilità di acquistare energia elettrica se non presso ENEL. Dopo la liberalizzazione del mercato per il 2004 la direzione di stabilimento della GE-O&G Firenze ha stipulato un accordo con EDF per la fornitura e lo scambio di energia elettrica con suddivisione del prezzo in quattro fasce orarie, come da calendario pubblicato dall'Autorità per il controllo del mercato elettrico.

Cap.4:Analisi preliminare

I dati presentati in questa sezione sono da considerarsi riservati, nell'interesse dell'Azienda che ha messo a disposizione i dati e l'impianto per lo studio. Alcuni dati, sempre a causa della riservatezza necessaria, sono stati leggermente alterati per non fornire informazioni troppo precise a persone non autorizzate. Chi necessitasse dei dati esatti è pregato di richiederne la copia integrale all'ufficio SGEN dello stabilimento GE-O&G di Firenze.

4.1 Consumi

Per le normali operazioni l'impianto di Firenze abbisogna di energia elettrica per il funzionamento delle macchine di officina e dei motori di SAPO e di tutti gli uffici ed ausiliari, di gas per l'alimentazione delle caldaie che generano vapore per SAPO, di energia termica per il riscaldamento dell'officina in inverno. Il fabbisogno energetico sotto forma di energia elettrica per lo stabilimento di Firenze ammonta a 40,1 GWh/anno, elevando così l'azienda allo status di acquirente idoneo per agire sul libero mercato dell'energia elettrica.

4.2 Produzione

L'impianto presente nello stabilimento può produrre buona parte dell'energia elettrica e del calore per riscaldamento, oltre che una piccola (ma comunque apprezzabile) quantità di vapore per SAPO.

La produzione di calore non è svincolabile dalla marcia dell'impianto termoelettrico, quindi nei casi in cui si voglia ricorrere ai risparmi derivanti dall'uso del calore residuo degli scarichi si deve tener conto delle maggiori spese per l'acquisto di gas anziché di energia elettrica. Questo perché il costo del MWh elettrico acquistato sul mercato è spesso inferiore al costo calcolato per la produzione interna.

4.2.1 Schedule Produttivo

Il piano produttivo per l'impianto COGE, prima della presente analisi, si articolava in due soli periodi: estivo ed invernale. Era prassi mettere in marcia l'impianto intorno alla metà di ottobre per poi arrestarlo intorno alla metà di aprile, secondo le esigenze del riscaldamento delle utenze servite dal teleriscaldamento, realizzando di fatto una produzione ad inseguimento termico. Il periodo estivo vedeva l'impianto sempre fermo, a causa del mancato utilizzo del teleriscaldamento e del più basso valore attribuito all'energia elettrica durante l'estate. Per comodità la manutenzione dell'impianto avveniva sempre in estate.

4.3 Impatto economico

L'impatto che la presenza dell'impianto ha sui budget dell'energia è notevole, ma a causa dei mutamenti del mercato sta acquisendo caratteri di difficoltà nella gestione e richiede maggior cura nella pianificazione. Ulteriore fonte di problemi è la bassa resa energetica della macchina: 31,5% (gas-elettrico). Questo porta ad un costo per MWh prodotto inferiore solo al costo nelle fasce orarie "di punta".

Cap.5: Possibili interventi sull'impianto esistente

Terminata l'analisi dello stato attuale delle cose si è esaminato il panorama dei possibili interventi per migliorare le prestazioni economiche dell'impianto, prima facendo un excursus sulle soluzioni tecniche presenti sul mercato ed infine prendendo in considerazione le opportunità che erano presenti all'interno dell'Azienda stessa.

5.1 Tecniche e tecnologie

Si procede ora ad elencare le soluzioni che sono state proposte per migliorare l'economicità dell'impianto.

5.1.1 Assorbitore di calore

L'assorbitore di calore è una macchina che sfrutta le particolari caratteristiche di un fluido contenente composti di Bario in soluzione acquosa. Questo tipo di macchine riesce a "produrre" freddo assorbendo calore da una sorgente calda (100-130 °C – tipicamente acqua calda in pressione). Le possibilità di sfruttare il freddo così prodotto sono state individuate nei seguenti casi:

- **Climatizzazione**
Il freddo potrebbe essere usato per la climatizzazione degli uffici, generando savings sull'energia elettrica altrimenti necessaria per la marcia dei climatizzatori dei singoli uffici.
- **Raffreddamento aria ingresso**
L'assorbitore potrebbe essere impiegato per raffreddare l'aria aspirata dalla turbina a gas e quindi migliorarne il punto di lavoro. Questa tecnologia è stata studiata anche da ENEL per i nuovi impianti in costruzione, per mantenere costante la produzione sia in inverno che in estate

5.1.2 Turboespansore

Il turboespansore è una macchina che converte l'energia potenziale del gas compresso in energia meccanica, sfruttando il principio di tutte le turbomacchine. L'applicazione allo stabilimento di

Firenze di questa tecnologia sarebbe possibile perché è necessario ridurre la pressione del gas prima dell'iniezione in camera di combustione della turbina a gas.

5.1.3 Repowering (GE5b)

Il particolare lavoro della GE-O&G (produzione di macchine ed impianti per l'industria dell'energia) ha consentito che all'interno dello stabilimento esistesse una macchina (una turbina a gas) destinata alle prove del reparto R&D, che una volta esaurita la sua funzione sperimentale è in procinto di essere dismessa. Le caratteristiche e la taglia della macchina "di recupero" (modello GE5b) sono molto simili a quelle della PGT5 già in esercizio, ma migliora il rendimento e diminuisce la portata di gas combusti. A questo si unisce però un aumento di temperatura dei gas di scarico, che non sarebbe tollerata dallo scambiatore del surriscaldatore del vapore, aggiungendo ai costi derivanti da un eventuale fermo dell'impianto anche quelli dell'acquisizione di uno scambiatore supplementare e della posa in opera.

5.1.4 Rimodellazione dello schedule produttivo

L'opzione materialmente più semplice e meno dispendiosa (ridefinire i periodi di produzione) nasconde problemi di portata notevole:

- Variazioni nello schedule di manutenzione.
- Incremento della frequenza dei riavvii dell'impianto.

Permette però di sfruttare al meglio le possibilità offerte dell'impianto investendo pochissime risorse e senza istituire una struttura rigida che potrebbe generare altri costi nel caso di ulteriori variazioni imposte dall'esterno al mercato del gas o dell'energia elettrica.

5.2 Disponibilità e costi

In questo paragrafo esamineremo caso per caso i problemi e l'ordine di grandezza dei costi delle soluzioni proposte nel paragrafo precedente applicandole al caso specifico dello stabilimento GE-O&G di Firenze.

5.2.1 Problemi tecnici

L'installazione di un gruppo assorbitore di calore è sottoposta a vincoli molto stringenti sul mezzo di alimento del gruppo medesimo. Attualmente non sono in commercio gruppi con scambiatore per alte temperature sui gas di scarico, è necessario alimentare il gruppo con acqua calda (100-130°C) in pressione. Nel caso specifico di COGE questa è una grossa limitazione perché l'acqua del TLR è a soli 90°C e bassa pressione: le strade per implementare questa soluzione sono due: sostituire il gruppo scambiatore (costi notevoli e sottrazione di potenza al generatore di vapore per la turbina a vapore) oppure installare un assorbitore sovradimensionato e accontentarsi di bassi rendimenti.

La soluzione con turboespansore è tecnicamente poco problematica: l'unica accortezza è nella scelta della collocazione del gruppo elettrogeneratore, ovvie questioni di sicurezza impediscono di collocarlo nella centrale gas, dove sarebbe naturale inserire il gruppo turboespansore. Il problema della taglia dell'impianto è relativamente poco importante: tutti i turboespansori (prodotti anche da GE) sono adattati alle loro condizioni d'uso prima della produzione.

Il repowering di COGE con la turbina GE5b pone consistenti problemi di ordine tecnico: occorrerebbe agire sul telaio di supporto del gruppo eliminando il riduttore e la vecchia turbina e allestire i nuovi punti di ancoraggio della nuova turbina, riadattare i condotti di scarico nella forma e nelle capacità di isolamento termico, sostituire o integrare gli scambiatori surriscaldatori del vapore a causa della maggiore temperatura di scarico dei gas combusti rispetto alla PGT5.

Per la variazione dello schedule produttivo si presentano una varietà di problemi di carattere soprattutto logistico, più che specificamente tecnici.

Finora la manutenzione era effettuata nel periodo estivo, coincidente con il fermo dell'impianto a causa del minor costo dell'energia elettrica e dell'inutilizzo del calore residuo per il teleriscaldamento, inoltre era previsto un solo avvio dell'impianto all'anno, nel mese di ottobre.

Aumentare il numero dei riavvii non è cosa da trascurare: un impianto vecchio come quello dello stabilimento di Firenze della GE-O&G non garantisce il successo del riavvio e ad ogni tentativo può essere necessario l'intervento manuale dei tecnici manutentori per sbloccare meccanicamente la macchina o per sostituire un sensore non in perfetta efficienza, perdendo ore di produzione. Inoltre la maggior frequenza dei riavvii impone la presenza su tre turni degli operatori, cosa evitabile attuando la politica della singola accensione annuale, grazie al fatto che ci sono già operatori qualificati per la conduzione di impianti a vapore ed al collegamento della sala controllo degli impianti a vapore di SAPO con la sala controllo di COGE.

Cap.6:Le altre vie

6.1 Make or Buy?

La possibilità di dismettere l'impianto non è scartare a priori: nonostante sia ormai completamente ammortizzato, questo continua ad incidere sui bilanci aziendali, sia come manutenzione che come oneri figurativi. In dettaglio la manutenzione è considerabile come un costo variabile, direttamente legato alla produzione, in quanto viene effettuata a intervalli prestabiliti di ore di funzionamento della macchina. Gli oneri figurativi, pur non rappresentando una voce di costo inserita nel bilancio aziendale non sono trascurabili, sia come fitti presunti dell'area occupata dall'impianto, che come costo della complessità, dovuto al mantenimento di strutture manutentive (nascoste all'interno delle altre ed altrimenti non necessarie) e di personale addestrato alla conduzione di tale impianto. Questa opportunità permette di confrontare la convenienza dell'autoproduzione contro l'acquisto all'esterno di tutto il fabbisogno energetico dello stabilimento.

6.2 Nuovo impianto

La possibilità di effettuare un grosso investimento nell'acquisto di un nuovo impianto è alquanto controversa a causa della posizione dell'azienda sul mercato energetico mondiale: GE ha fornito finora circa il 60% della potenza installata a livello globale. Questo fatto di per sé non rappresenterebbe un ostacolo, ma unitamente alle prospettive di marketing comporterebbe probabili e forti reazioni da parte dei clienti storici e potenziali, che vedrebbero un colosso, quale è GE, entrare prepotentemente nel mercato dell'energia come produttore e non più solo come fornitore. Ovviamente tutto questo è legato alle dimensioni dell'eventuale nuovo impianto, che se rimanesse entro una taglia modesta, di poco superiore al fabbisogno dello stabilimento, non produrrebbe i probabili effetti negativi temuti. Per contro la convenienza all'installazione di un nuovo impianto cresce proporzionalmente alla taglia dello stesso, in primo luogo per il rendimento termico e secondariamente per le economie di scala derivanti da un impianto di grossa taglia. Approfondendo l'analisi a livello tecnico risulta inoltre la difficoltà di approvvigionamento di mezzi di raffreddamento, limitati esclusivamente al fiume Arno: per impianti di grossa taglia sarebbe necessario ricorrere a torri di raffreddamento non compatibili con la collocazione urbana dello stabilimento. Visto questo le possibilità concrete di installazione di un nuovo impianto spaziano verosimilmente nel campo delle turbine a gas di taglia da 10 a 40 MW.

Cap.7:Implementazione

Si procederà ora a descrivere in maniera dettagliata le valutazioni effettuate per scegliere l'intervento adatto, la strada seguita per ottimizzare l'impatto della metodologia scelta e i risultati economici ottenibili in prospettiva di un uso sistematico della soluzione proposta.

7.1 Scelta dell'intervento

Per ogni tipologia di intervento si è proceduto a stendere un piano economico contenente le variazioni di produzione (valorizzate al costo attuale) e una lista approssimativa delle spese derivanti

dall'installazione (acquisto macchinario, modifiche agli impianti). Si è quindi calcolato il flusso di cassa derivante da questo scenario per i due anni successivi.

7.1.1 Analisi Economica di dettaglio: Assorbitore

Si è calcolato l'incremento della media di produzione come circa 1/3 dell'incremento di punta (pari a 1000kW) a causa della distribuzione delle temperature medie nel corso dell'anno. A causa dei problemi che interverrebbero nel caso di introduzione in turbina di aria a temperatura al di sotto degli 0°C non è conveniente raffreddarla tramite l'installazione dello scambiatore del gruppo assorbitore al di sotto dei 5°C. Ne deriva un incremento medio della produzione di 333 kW, che, considerati sulle 8000 ore di funzionamento annuali apporterebbero, sotto forma di minori spese, un beneficio di 200000€, considerando il prezzo dell'energia elettrica realisticamente intorno ai 75 €/MWh. Dai colloqui effettuati con le aziende produttrici di tali macchinari risulta comune una valutazione delle spese di installazione intorno ai 750000€.

7.1.2 Analisi Economica di dettaglio: Turboespansore

Si può calcolare una potenza teorica disponibile all'albero del turboespansore, per quanto riguarda il flusso della sole COGE, pari a circa 300 kW, da decurtare del rendimento combinato della macchina e del generatore, realisticamente intorno al 50%, per una potenza disponibile di circa 150 kW reali. Considerando il prezzo medio di un MWh intorno ai 75 € si ottiene una riduzione dei costi per l'energia di circa 270 € al giorno.

Interpellando i potenziali fornitori di un impianto di questo tipo si è calcolata una spesa teorica media di circa 100000€, a cui andrebbero aggiunti i costi per l'adeguamento e la messa in sicurezza della struttura deputata ad ospitare il gruppo turboespansore+generatore, stimabili in 100000 € anch'essi.

7.1.3 Analisi Economica di dettaglio: Repowering

La soluzione del repowering intesa come sostituzione della PGT5 con la GE5 risulta immediatamente poco conveniente: infatti si prospetterebbe un aumento della potenza installata dell'ordine dei 400 kW a fronte di una spesa (ipotizzata di concerto con gli esperti interni all'azienda ed i costruttori di scambiatori di calore per acqua surriscaldata) di circa 750000€.

Molto più interessante è invece la possibilità di affiancare la "nuova" GE5 all'impianto già esistente ed adibendola al solo servizio di punta: i vantaggi sarebbero una migliore uniformità di prelievo dalla rete (consentendo un miglior margine di manovra per la contrattazione delle forniture) ed una notevole riduzione delle spese per energia elettrica, per un ulteriore risparmio annuale, netto delle spese di gestione, pari a circa 44000€.

Si può notare come, pur introducendo un costo di gestione annuale prudenzialmente stimato, includente anche le manutenzioni, rimangano comunque notevolmente interessanti i minori costi consentiti da una soluzione di questo tipo. Le spese di installazione in questo caso sarebbero molto contenute, in quanto la macchina è già alloggiata all'interno di una struttura attrezzata quale Sala Prove, e necessiterebbe solo il collegamento informatico delle unità di gestione alla rete interna già esistente ed una leggera revisione dei programmi attualmente installati. Il tutto è quantificabile in circa 50000€.

7.1.4 Analisi Economica di dettaglio: Rimodellazione schedule

La prima parte dell'analisi relativa alla rimodellazione si è svolta approntando il foglio di calcolo destinato all'analisi per l'ottimizzazione. Si riportano, a titolo di confronto, i dati ricavati dalla simulazione dell'impianto fermo e in marcia ottimizzata, per un periodo pari ad un anno in condizioni verosimili, a meno della variabilità del fabbisogno energetico. I dati sono relativi ai costi per l'energia o spese ausiliarie sostenute per la generazione e sono espressi in euro, salvo diversa indicazione.

	Previsionale 100% on	Previsionale ottimizzato
ore di marcia	8760	6544
Costo ipotetico elettricità coge off	3294932	3294932
Totale costi vivi	3492526	2706362
bilancio economico elettricità	-129086	516732
risultato economico coge	459395	599740

La riga “risultato economico coge” indica quanto la possibilità di utilizzare l’impianto di cogenerazione influisca sulle spese energetiche di stabilimento rispetto all’indisponibilità.

Lo sbilancio nei calcoli in tabella è da attribuirsi a voci minori, qui non riportate per esigenze di spazio, comunque disponibili nel testo integrale.

È interessante notare inoltre come l’ottimizzazione faccia cambiare il bilancio economico dell’elettricità da un incasso di 129000€ ad una spesa di 516000€, ma contemporaneamente riducendo le spese del gas di 775000€, generando così 130000€ di savings.

7.1.5 Analisi Economica di massima: Make or Buy

L’analisi make or buy può essere condotta brutalmente ricorrendo ai valori stimati nel foglio di calcolo utilizzato per l’ottimizzazione, riportati per comodità nello schema seguente per il passaggio da una politica “make” ad un modello “buy”

costi cessanti		costi sorgenti	
<i>fitti presunti</i>	24000	acquisto EE dalla rete	3337957
<i>costi della complessità</i>	76000	ricavi cessanti	
acquisto gas per coge	<u>3257344</u>	cessione EE alla rete	<u>219687</u>
TOT	3357344	TOT	3557644
Differenza	-200.300		

come evidenziato nella riga “Differenza” lo sbilancio è sfavorevole al cambiamento, denunciando un peggioramento dei flussi pari a 200000€.

7.1.6 Analisi Economica di massima: Nuovo impianto

Sono stati considerati i dati riportati sul sito Internet di GE relativi al rendimento termico di una turbina a gas in ciclo semplice della taglia di 18 MW ed i relativi costi di acquisto per impianti chiavi in mano. Il rendimento è stato ritoccato in ottica prudenziale di circa il 3% a sfavore, mentre per i prezzi di acquisto è stato ritenuto sufficientemente prudente lasciare inalterati i valori rilevati, in quanto in caso di attuazione del progetto la macchina sarebbe prodotta ed utilizzata all’interno di GE stessa, ed in casi di vendite all’interno del gruppo è politica aziendale applicare forti sconti. I dati si riferiscono al modello LM2000, di derivazione aeronautica. Dai calcoli risulta evidente quanto sia lungo il periodo di rientro di un impianto adibito a servizio di punta, quasi 16 anni, ma è altresì vero che la macchina è in marcia per sole 2000 h/anno: la vita dell’impianto, stimata in 25 anni, consente di ottenere un utile di oltre 12000000€, equivalente ad una rendita di 485000€/anno. Tali risultati si sono ottenuti indicando prudenzialmente un tasso di interesse applicato dalle banche del 3% ed una rivalutazione inflazionistica del valore della produzione dell’1%.

7.2 Risultati

Si è scelto di implementare solo l’ottimizzazione del piano produttivo in quanto non necessitava investimenti e permetteva di evidenziare al management le possibilità insite nell’impianto. Questo

porterà ad un miglioramento del risultato economico nel corso del successivo anno fiscale, attribuibile alla sola opera di ottimizzazione del piano produttivo, di circa 150000€. A livello programmatico è previsto l'approfondimento della tematica del repowering, affiancando la GE5 a COGE, per incrementare ulteriormente i margini di manovra nell'intorno dell'energy management e spianare la strada ad interventi di indubbia convenienza ma bisognosi di investimenti approvabili solo dal management superiore.

Cap.8:Conclusioni

L'importanza della materia prima "energia" è sempre stata evidente, ma gli avvenimenti sulla scena politico-economica mondiale unitamente alla sempre più limitata disponibilità di vettori energetici a basso costo impongono uno sforzo crescente per razionalizzare l'uso di questa importantissima materia prima, a partire dallo stabilimento industriale per arrivare a politiche energetiche globali di ampio respiro. In quest'ottica l'opera si pone come un esempio di come si possa contribuire a limitare gli sprechi e ottimizzare i risultati pur non allocando risorse economiche straordinarie.

Il capitolo dedicato alla descrizione dei possibili interventi è forzatamente non esaustivo, in quanto il progresso tecnologico rende possibile trovare nuove strade per migliorare l'efficienza energetica.

La trattazione riservata alle analisi economiche vuole invece fornire una traccia per la valutazione dei risultati ottenibili secondo le modalità esposte.

Appendice A: Modellizzazione del problema

Secondo l'analisi effettuata è possibile rappresentare il complesso delle operazioni per ottimizzare lo sfruttamento dell'impianto COGE secondo il seguente sistema:

$$\min \sum_{i=1}^{8760} \left(\frac{\%_i \cdot CP}{\eta} \cdot CG_i - Be_i \cdot P_i(Be_i) + SW_1 \cdot CR + SW_2 \cdot CT \cdot (1 - \%_i) + SW_3 \cdot CM \right)$$

$$\%_i \in [0,1] \forall i$$

dove:

$\%_i$ percentuale di carico dell'impianto all'ora i (incognita)

CP capacità produttiva (costante)

F_i fabbisogno dello stabilimento all'ora i (stimato)

CG_i costo del gas all'ora i (predeterminato)

η rendimento dell'impianto (costante)

CR costo di un riavvio (costante)

CM costo di manutenzione per ogni ora di marcia (costante)

CT costo di esercizio di un'ora della caldaia THERMA (costante)

PV_i prezzo di vendita dell'energia elettrica all'ora i (predeterminato)

PA_i prezzo di acquisto dell'energia elettrica all'ora i (predeterminato)

$$Be_i = \%_i \cdot CP - F_i$$

$$P_i(Be_i) = \begin{cases} PV_i \Leftrightarrow Be_i > 0 \\ PA_i \Leftrightarrow Be_i < 0 \\ 0 \Leftrightarrow Be_i = 0 \end{cases}$$

$$SW_1 = \begin{cases} 1 \Leftrightarrow (\%_{i-1} = 0) \wedge (\%_i \neq 0) \\ 0 \text{ altrimenti} \end{cases}$$

$$SW_2 = \begin{cases} 1 \Leftrightarrow (i \leq 2250) \vee (i \geq 6750) \\ 0 \text{ altrimenti} \end{cases}$$

$$SW_3 = \begin{cases} 1 \Leftrightarrow \%_i \neq 0 \\ 0 \text{ altrimenti} \end{cases}$$

Nota: il sistema descritto si riduce ad un sistema nella sola variabile $\%_i$ in un universo a 8760 dimensioni, provvisto di fornire in forma tabellare i valori di PV, PA, F, CG.

Il sistema descritto fornisce il valore ottimo di $\%_i$, ma ad una prima analisi teorica risulta estremamente sensibile a piccole variazioni di CR.