

L'IMPIEGO DELLA COGENERAZIONE IN AMBITO ALBERGHIERO

A. Canova, M. Capuzzi, L. Giaccone
Dipartimento di Ingegneria Elettrica – Politecnico di Torino
Corso Duca degli Abruzzi 24 – 10129 Torino
aldo.canova@polito.it

INTRODUZIONE

L'importanza sempre più crescente che in anni recenti hanno assunto le tematiche connesse al risparmio energetico e alla tutela dell'ambiente naturale, giustifica l'accresciuto interesse verso gli impianti di cogenerazione e, laddove tecnicamente ed economicamente possibili, anche quelli di trigenerazione che possono considerarsi un'evoluzione dei primi.

Dal punto di vista tecnico la cogenerazione, anche conosciuta come Combined Heat and Power (CHP), consiste nella produzione combinata di energia elettrica e calore in un unico processo; essa permette di aumentare il rendimento della conversione energetica in quanto viene recuperata parte dell'energia primaria del combustibile sotto forma di calore che altrimenti andrebbe perduto. Il calore recuperato può essere utilizzato per la produzione di acqua calda, vapore, ulteriore energia elettrica (ciclo combinato).

Negli impianti di trigenerazione si ottiene anche energia frigorifera, tramite dispositivi denominati *chiller* ad assorbimento: tale soluzione si rivela di particolare interesse in quelle situazioni in cui si abbia necessità di produrre calore in inverno e fresco in estate, ovvero in tutti quei casi in cui si debba realizzare un vero e proprio sistema di condizionamento.

In tale ottica si è cercato di eseguire uno studio di fattibilità per un impianto di cogenerazione relativo ad un'utenza alberghiera prendendo in considerazione la possibilità della produzione anche di energia frigorifera.

Le problematiche connesse alla realizzazione di tali impianti sono molteplici e le variabili in gioco diverse e fra loro interagenti, tra le principali vanno ricordate: la tipologia e la taglia del motore primo, i costi iniziali e di esercizio, la possibilità di effettuare l'interscambio di energia con la rete elettrica pubblica, la taglia dell'eventuale frigorifero ad assorbimento.

Lo scopo ultimo è quello di pervenire ad un giudizio di fattibilità tecnico economica sulla base dell'analisi dei dati raccolti e opportunamente elaborati.

1. LA COGENERAZIONE E LA TRIGENERAZIONE

La cogenerazione¹ comporta un notevole risparmio economico in quanto si utilizza meno combustibile e contribuisce anche alla riduzione dell'inquinamento chimico e termico dell'aria e della acque.

Le Figure 1 e 2 permettono di confrontare l'impianto di cogenerazione con quello per la produzione convenzionale di energia termica ed elettrica: posta uguale a 100 unità l'energia primaria necessaria ad ottenere 31 unità di energia elettrica e 49 unità di energia termica, la produzione convenzionale ne richiederebbe ben 144, quindi il 44% in più.

¹ La Legge definisce la *cogenerazione* come “la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate” (art. 2, comma 8, decreto legislativo 16 Marzo 1999, n° 79).

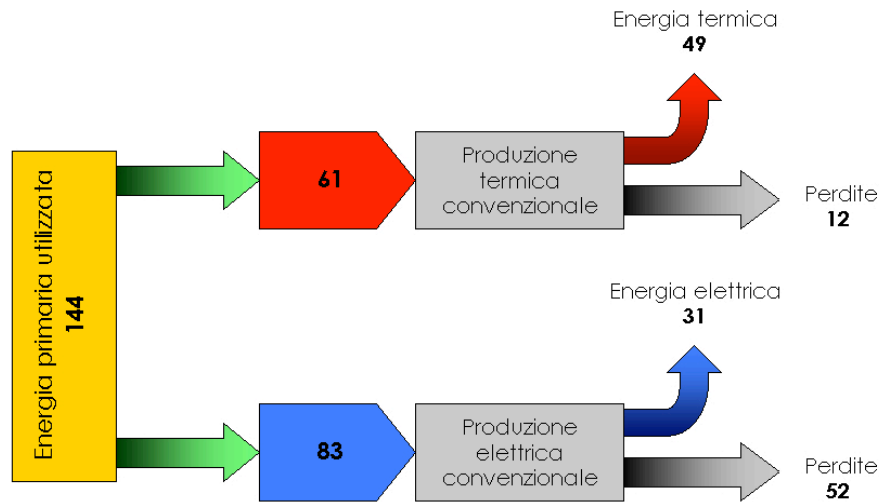


Figura 1: impianto convenzionale

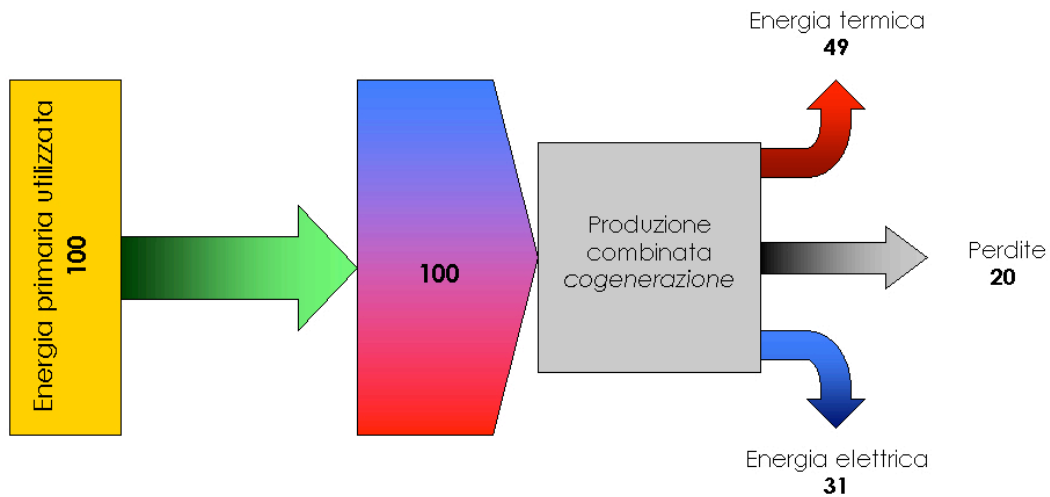


Figura 2: impianto di cogenerazione

Evidentemente il notevole incremento del rendimento² della trasformazione energetica conseguibile con la cogenerazione è dovuto al fatto che in un unico impianto è possibile recuperare gran parte del calore che altrimenti dovrebbe essere ceduto all'esterno con un notevole impatto ambientale negativo: è sufficiente pensare che in una centrale termoelettrica convenzionale più del 60% della

² In termini di rendimenti abbiamo:

$$E_{termica} = 49, E_{elettrica} = 31, E_{prim\ convenzionale} = 144, E_{prim\ cogeneratore} = 100, \text{ quindi:}$$

$$\eta_{convenzionale} = \frac{E_{termica} + E_{elettrica}}{E_{prim\ convenzionale}} = \frac{31 + 49}{144} = 0,56$$

$$\eta_{cogeneratore} = \frac{E_{termica} + E_{elettrica}}{E_{prim\ cogeneratore}} = \frac{31 + 49}{100} = 0,80$$

In termini di unità di energia primaria risparmiate abbiamo:

$$\frac{E_{prim\ convenzionale} - E_{prim\ cogeneratore}}{E_{prim\ convenzionale}} \cdot 100 = \frac{144 - 100}{144} \cdot 100 = 30,6\%$$

potenza termica prodotta bruciando il combustibile viene perduta ai fini della produzione di energia elettrica e deve essere trasferita ad una sorgente fredda, tipicamente un corso d'acqua o il mare, provocando alterazioni microclimatiche dannose per la flora e per la fauna.

Non trascurabile è d'altra parte l'inquinamento atmosferico provocato dalla produzione separata: centrali termoelettriche convenzionali più caldaie. Le prime per ogni kWh prodotto emettono nell'atmosfera 614g di CO_2^3 , mentre la tecnologia cogenerativa permette di abbattere tali emissioni fino a 200g.

Le ricorrenti crisi energetiche che hanno iniziato a colpire il sistema di produzione dei paesi industrializzati a partire dai primi anni Settanta e l'accresciuta sensibilità per le tematiche ambientali hanno favorito lo sviluppo delle tecniche cogenerative e agevolata l'introduzione di leggi e norme atte a favorirne la diffusione.

Definire la situazione della cogenerazione in Europa non è cosa facile poiché reperire i dati necessari (potenza installata o energia prodotta ad esempio) non è sempre possibile. Anche la fonte più aggiornata su questo argomento (bibliografia [1] con dati aggiornati al 2003), sebbene presenti una dettagliata descrizione della situazione in ambito cogenerativo di tutti i paesi europei, non permette di fare una comparazione completa tra tutti i paesi europei poiché le informazioni relative ad ogni stato non vengono presentate secondo una procedura standard. Questo significa che se per uno stato è possibile trovare il dato di produzione percentuale di energia elettrica da CHP rispetto al totale prodotto, per un altro stato è fornito invece il valore assoluto di energia prodotta da CHP senza dichiarare il totale. Risulta quindi impossibile fare una comparazione dei suddetti stati. L'informazione che viene dichiarato per quasi tutti i paesi è la potenza elettrica cogenerativa installata. Questi dati sono riassunti in Figura 3.

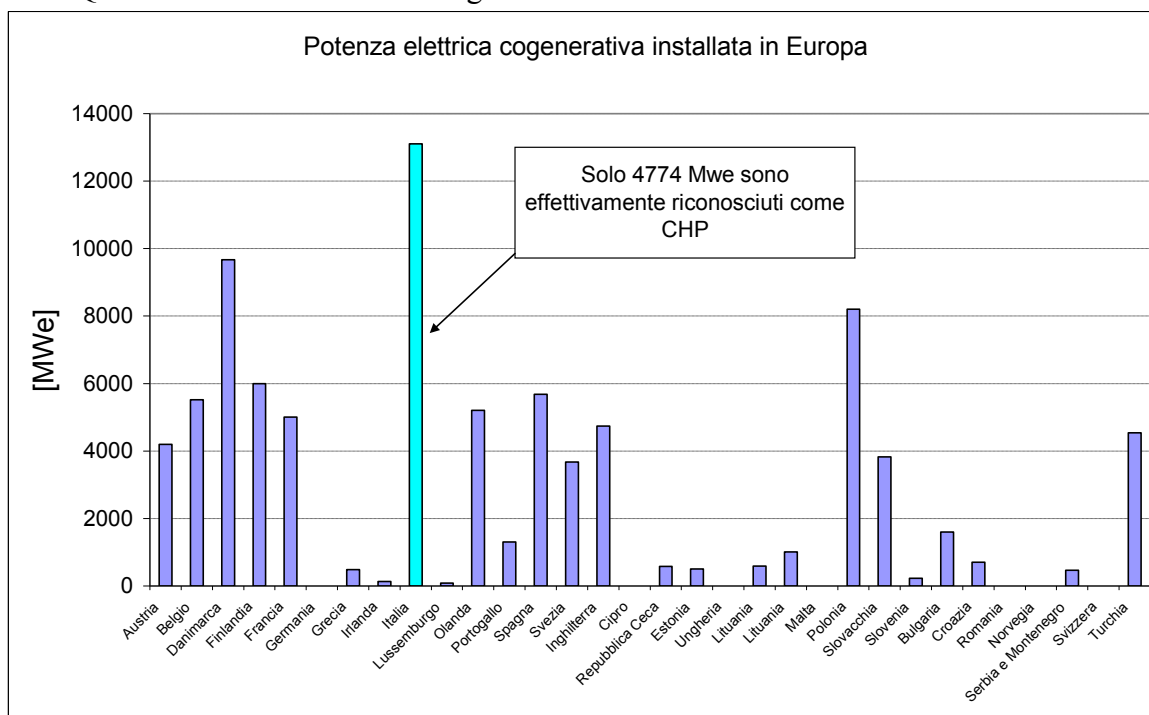


Figura 3 – Potenza elettrica cogenerativa installata in Europa

Per quanto riarda l'Italia è possibile fare una descrizione più aggiornata (fino al 2005) e dettagliata. In particolare la Tabella 1 riassume la suddivisione di potenza cogenerativa installata in Italia nelle varie tecnologie e la relativa produzione di energia. La potenza elettrica complessiva di impianti termoelettrici risulta essere 64645.6 MW, per cui gli impianti cogenerativi in Italia sono il 28% di tale potenza termoelettrica.

³ Dato APAT, "Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2003- National Inventory Report 2005"

Potenza lorda secondo tipo di impianto	Potenza installata [MW]	Energia prodotta [GWh]
Combustione Interna	633.4	2184.6
Turbine a Gas	1024.8	5932.9
Ciclo Combinato	12555.0	71048.2
Vapore a contropressione	1887.7	4908.1
Vapore a condensazione con spillamento	2195.7	7363.4
Totale	18296.6	91437.2

Tab. 1: cogenerazione in Italia, potenze installate e produzioni di energia al 2005.⁴

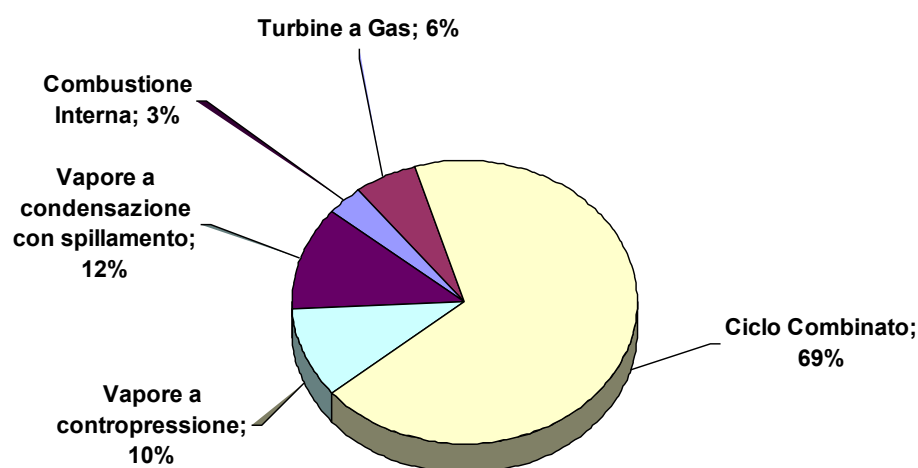


Figura 4 – Cogenerazione in Italia, percentuale della tecnologia utilizzata

Dalla Figura 4 si nota come la tecnologia maggiormente diffusa sia quella del ciclo combinato, favorita dai progressi tecnici che hanno permesso di abbattere i costi di installazione e manutenzione.

Per quanto attiene alla distribuzione geografica non sorprende la maggiore penetrazione delle tecnologie cogenerative al Nord rispetto alle altre aree del Paese, tenuto conto del fatto che al Nord è pure concentrata la maggior parte delle industrie nazionali.

Per gli scopi del presente articolo si parlerà di cogenerazione distribuita o diffusa, consistente nell'approccio al problema della produzione combinata che utilizza, al posto dei grandi impianti, una serie di impianti di piccola e media taglia sparsi sul territorio, possibilmente sul luogo in cui l'energia è consumata.

Tale approccio è stato favorito, a livello normativo, dal cosiddetto decreto Bersani⁵, con il quale è stata avviata la riforma del settore elettrico: tale decreto liberalizza le attività connesse alla produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica.

La conseguenza di tutto ciò è che si pone la necessità di veicolare l'energia elettrica al pari di ogni altra merce; esclusa per ragioni di opportunità la costruzione di grosse centrali e di nuove linee elettriche⁶, la soluzione si può trovare solo in un ripensamento del modo di produrre l'energia,

⁴ Fonte: dati statistici TERNA

⁵ Decreto legislativo 16 Marzo 1999, n° 79.

⁶ In genere le popolazioni locali sono contrarie all'insediamento di nuovi elettrodotti o centrali elettriche per ragioni varie e non sempre facilmente opponibili; per descrivere tale atteggiamento si usa la locuzione "Sindrome NIMBY" dove NIMBY è l'acronimo di Not In My Back Yard, "Non nel mio cortile".

adottando una struttura delocalizzata degli impianti anziché la centralizzazione che, assieme al divieto di autoproduzione, aveva costituito il pilastro su cui si era retta l'Azienda monopolista del settore.

Il sistema di generazione distribuita può essere ideato per servire solamente l'utente connesso (*stand alone*) ovvero per soddisfare la domanda di altre utenze poste in vicinanza dell'impianto (*grid connected*); l'unità produttiva a sua volta può essere del tutto autonoma, cioè sconnessa dalla rete di distribuzione pubblica, connessa alla rete ma senza possibilità di immettere la potenza ma solo di prelevarla, oppure integrata con la rete pubblica con possibilità di scambio energetico nelle due direzioni.

Con il termine *microgenerazione* si intende in particolare la generazione diffusa di calore ed elettricità mediante l'utilizzo di impianti di piccola taglia, ovvero potenza non superiore a 1MW : gli impianti si trovano presso le utenze, quali ospedali, alberghi, comunità, industrie con carichi termofrigoriferi in grado di recuperare ed utilizzare il calore prodotto dai motori primi.

La microgenerazione, essendo una caso particolare della generazione diffusa, ne condivide i numerosi vantaggi:

1. è possibile conseguire un grado più elevato di sicurezza riguardo la continuità del servizio, la quale per determinate utenze è fondamentale; in ogni caso l'utenza è sempre allacciata alla rete di distribuzione dell'energia elettrica in quanto è previsto lo scambio bidirezionale dell'energia.
2. Il fruitore ha un maggiore controllo riguardo l'energia rispetto al sistema di produzione centralizzato.
3. Vengono drasticamente ridotte le perdite dovute alla trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, a tutto vantaggio del rendimento e del risparmio energetico.
4. E' possibile per l'autoproduttore ottenere una fonte di reddito dalla vendita dell'energia in eccesso.
5. Nel caso in cui si utilizzino fonti rinnovabili o comunque combustibili a basso impatto ambientale, si riduce l'inquinamento dell'aria e dell'acqua.

Ci sono ovviamente anche lati negativi, come ad esempio una maggiore difficoltà di gestione e l'investimento iniziale che è senz'altro oneroso: si devono in ogni caso valutare i pro e i contro [2].

La tecnologia applicabile alla microgenerazione che pare avere maggiori spazi di sviluppo è quella che fa uso della microturbina, che ha un rendimento più elevato della tradizionale turbina a gas e inquina molto meno di un motore alternativo; inoltre i costi di manutenzione risultano più contenuti. A fronte di questi vantaggi va segnalato il maggior costo dell'investimento iniziale e il fatto che per produrre calore è necessario affiancare alla microturbina un impianto termico di tipo tradizionale (caldaia).

Con la trigenerazione si può conseguire una maggiore efficienza poiché la flessibilità nell'uso del calore, che serve per scaldare durante l'inverno e per raffrescare durante l'estate, permette di massimizzare il tempo di utilizzo dell'impianto, a tutto beneficio dei conti economici e dell'ambiente.

D'altra parte poiché è difficile e costoso distribuire a grandi distanze acqua calda o fredda, la trigenerazione ha senso e diventa economicamente fattibile se l'impianto è posto nel luogo in cui serve l'energia frigorifera; inoltre non c'è convenienza economica ad introdurre il chiller se esiste già la possibilità di usare tutto il calore prodotto dall'impianto cogenerativo (es. acqua calda sanitaria).

Ad esempio la trigenerazione è spesso usata nei grandi edifici (alberghi, ospedali, comunità, aeroporti) con esigenze di condizionamento climatico variabili con la stagione, oppure laddove ci siano zone da riscaldare e altre da raffrescare (birrerie, macelli, industrie chimiche).

La penetrazione delle tecnologie trigenerative in Italia, ed in genere in Europa, è ad oggi debole: fanno da ostacolo gli elevati costi dell'investimento iniziale per cui un serio studio di fattibilità è condizione inderogabile per poter progettare un siffatto impianto.

2. ANALISI DELL'UTENZA

Si è scelto di studiare un'utenza di tipo alberghiero perché appare, e di fatto è, una tra le più promettenti dal punto di vista dell'adozione di una soluzione co – trigenerativa: infatti, a differenza di quanto potrebbe avvenire in un grosso condominio, esiste una maggiore possibilità di pianificare l'investimento e il rientro dei capitali; l'utenza servita ha esigenze che ben si adattano alle caratteristiche del nuovo impianto e infine, non trattandosi di installazione industriale, è possibile valutare meglio le differenze ed i vantaggi che si possono ottenere dall'adozione della nuova tecnologia.

L'albergo, sito nella regione Toscana, è di grandi dimensioni (tra le settanta e le ottanta camere), di categoria superiore (almeno quattro stelle), dotato di tutti i servizi, con annesso centro congressi, piscina scoperta e centro fitness. L'ubicazione in Toscana permette di considerare una situazione climatica non estrema, inoltre tale Regione è tra le più attente alla questione dell'utilizzo razionale dell'energia.

La tipologia di utenza appartiene alla categoria di carichi termoelettrici per i quali la razionalizzazione risulta particolarmente vantaggiosa in quanto non ci sono significative pause o periodi di inattività e l'esigenza di una costante climatizzazione si manifesta tutto l'anno.

Gli elevati fattori di utilizzo e di contemporaneità per quanto riguarda l'assorbimento di energia elettrica e calore fanno intravedere la possibilità di ottenere significativi vantaggi economici dal nuovo impianto.

L'uso razionale dell'energia primaria in confronto con i tradizionali processi di produzione separata permette il soddisfacimento del carico elettrico e l'utilizzo del calore sia per il riscaldamento invernale sia per il condizionamento estivo.

I dati in ingresso dell'analisi sono i consumi di energia elettrica e termica mediati su un periodo di tre anni e distinti per mese: tali consumi sono influenzati da molteplici fattori, variabili durante l'anno: variazioni climatiche, aumento dei consumi in corrispondenza dei periodi di maggior presenza degli ospiti, attivazione di servizi stagionali quali per esempio la piscina.

Il sistema adottato per l'analisi è quello cosiddetto dei *giorni tipo*: questi rappresentano l'andamento, su base giornaliera ad intervalli di un'ora dei carichi elettrici e termici differenziati per periodo dell'anno.

I giorni tipo si distinguono sulla base del funzionamento oppure no dell'impianto di riscaldamento o dell'impianto di condizionamento, dato che i fabbisogni termici ed elettrici sono fortemente influenzati da questi servizi.

In tal modo i giorni tipo elettrici suddividono l'anno solare in quattro parti: i mesi di Gennaio, Febbraio, Marzo, Novembre e Dicembre (periodo invernale); i mesi di Aprile, Maggio ed Ottobre (periodo estivo senza condizionamento); i mesi di Giugno e Settembre (periodo estivo con condizionamento ridotto); i mesi di Luglio ed Agosto (periodo estivo con condizionamento).

I giorni tipo termici suddividono l'anno solare in tre parti: i mesi di Gennaio, Febbraio e Dicembre (periodo invernale con riscaldamento); i mesi di Marzo, Aprile e Novembre (periodo invernale con riscaldamento ridotto); i restanti mesi (periodo estivo senza riscaldamento).

I grafici di Figura 5 e 6 riportano i consumi e le potenze elettriche e termiche su base mensile, mentre la Tabella 2 definisce i sei giorni tipo e le loro caratteristiche in base ai consumi energetici.

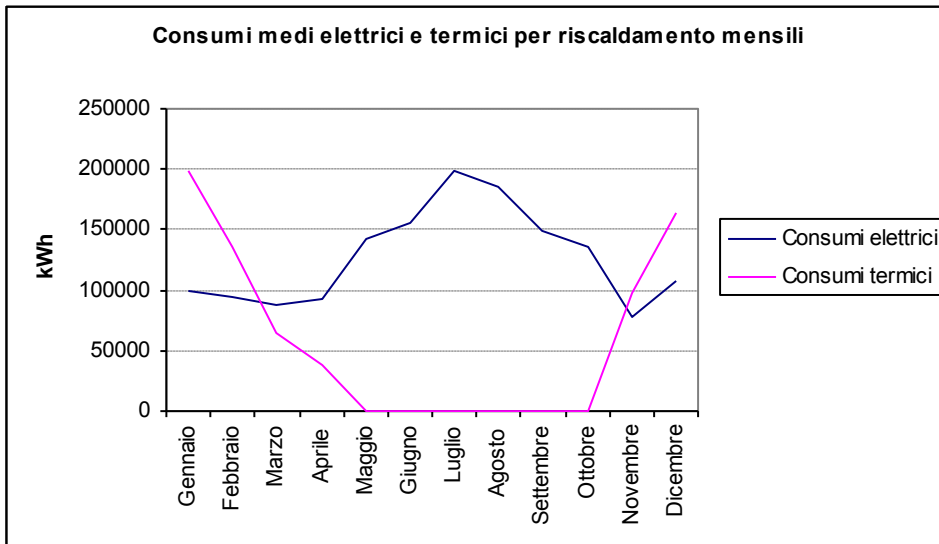


Figura 5: Consumi medi mensili elettrici e termici per riscaldamento

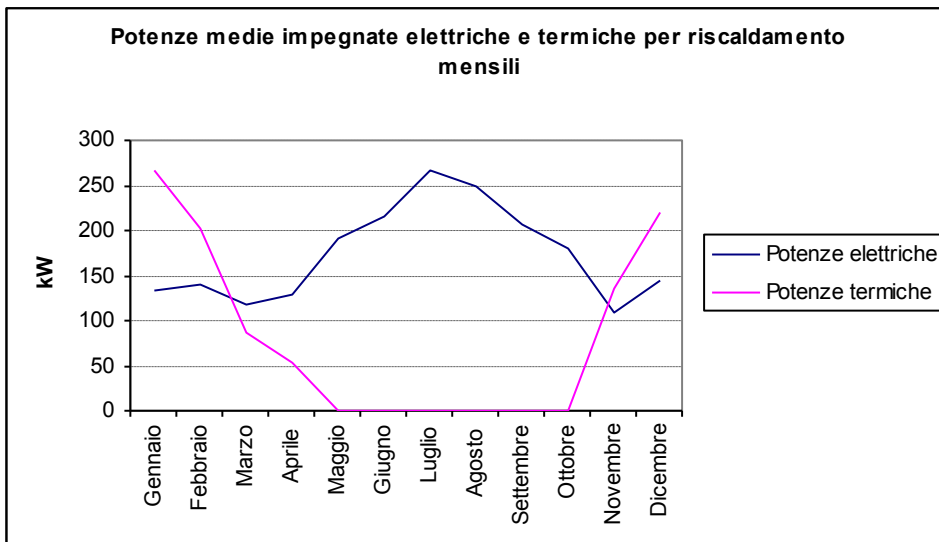


Figura 6: Potenze medie impegnate elettriche e termiche per il riscaldamento

Mese	Numero giorni	Carico elettrico	Carico termico	Giorno tipo
Gennaio	31	Invernale	Invernale con riscaldamento	A
Febbraio	28	Invernale	Invernale con riscaldamento	A
Marzo	31	Invernale	Invernale con riscaldamento ridotto	B
Aprile	30	Estivo senza condizionamento	Invernale con riscaldamento ridotto	C
Maggio	31	Estivo senza condizionamento	Estivo solo a.c.s.	D
Giugno	30	Estivo con condizionamento ridotto	Estivo solo a.c.s.	E
Luglio	31	Estivo con condizionamento	Estivo solo a.c.s.	F
Agosto	31	Estivo con condizionamento	Estivo solo a.c.s.	F
Settembre	30	Estivo con condizionamento ridotto	Estivo solo a.c.s.	E
Ottobre	31	Estivo senza condizionamento	Estivo solo a.c.s.	D
Novembre	30	Invernale	Invernale con riscaldamento ridotto	B
Dicembre	31	Invernale	Invernale con riscaldamento	A

Tab. 2: la definizione dei giorni tipo.

La scelta della taglia e delle caratteristiche dell'impianto è influenzata anche dall'andamento orario dei consumi, a sua volta diverso per ciascun giorno tipo: di questo si può tenere conto estrapolando i dati riferiti a situazioni simili oggetto di studi statistici.

3. DEFINIZIONE DELL'IMPIANTO

Di particolare rilievo ai fini dell'individuazione della tipologia di impianto (cogenerativo o trigenerativo), del motore primo, della taglia e della modalità di esercizio, è il cosiddetto indice elettrico Z , ovvero il rapporto tra la potenza elettrica e quella termica [3].

Detto indice assume nel caso in esame valori estremamente variabili in funzione del periodo dell'anno: esso è massimo nel periodo estivo, quando l'albergo consuma molta più energia elettrica per il condizionamento degli ambienti, mentre è minimo nei mesi invernali quando è maggiore la richiesta di calore.

Giorno tipo	Numero giorni nell'anno	Indice Z
A	90	0,3
B	61	0,4
C	30	0,5
D	62	0,7
E	60	0,9
F	62	1,1

Tab. 3: l'indice Z dell'albergo.

La media pesata nell'arco dell'anno fornisce il valore $Z = 0,6$, il che rende compatibile sia la scelta di un impianto basato su motori endotermici sia quella di un impianto che utilizza una microturbina a gas.

Risulta pure evidente che la trigenerazione dovrebbe spuntare prestazioni migliori poiché utilizzando il calore anche per azionare l'impianto di condizionamento d'estate si abbassa il valore di Z conseguendo la finalità di ottenere una minore variabilità durante l'anno.

Ciò permette una più razionale scelta della taglia dell'impianto, il che consente di ridurre al minimo i periodi di inattività o di funzionamento parziale, nonché i periodi in cui è necessario integrare l'energia autoprodotta con quella acquistata dalla rete pubblica.

In definitiva si sono ipotizzati i seguenti quattro scenari:

1. impianto cogenerativo con due microturbine a gas della potenza ciascuna di $100kW$ e gruppo frigorifero tradizionale;
2. impianto cogenerativo con due motori endotermici a gas della potenza ciascuno di $136kW$ e gruppo frigorifero tradizionale;
3. impianto trigenerativo con due microturbine a gas della potenza ciascuna di $100kW$ e gruppo frigorifero con chiller ad assorbimento;
4. impianto trigenerativo con due motori endotermici a gas della potenza ciascuno di $136kW$ e gruppo frigorifero con chiller ad assorbimento.

L'uso di due macchine in parallelo consegue l'ulteriore vantaggio di permettere l'utilizzo parziale dell'impianto, anche in caso di guasto o manutenzione di un'unità⁷.

La modalità di gestione prevede il cosiddetto inseguimento del carico termico, ovvero le macchine lavorano per soddisfare la richiesta di energia termica dell'utenza e solamente se quest'ultima è in grado di smaltire il carico termico prodotto dal cogeneratore, questo funziona a pieno carico.

In caso contrario, le microturbine o i motori lavorano a carico ridotto fino a che l'utenza non richiede nuovamente maggiore potenza termica.

Ne consegue che ci possono essere dei periodi in cui i fabbisogni elettrici non coincidono con l'energia prodotta ed è necessario acquistare potenza elettrica dalla rete, oppure potenza elettrica dove essere ceduta.

D'altra parte per far fronte ai picchi termici o ad eventuali spegnimenti dell'impianto è opportuno installare una caldaia ausiliaria (che può essere anche quella già presente nell'albergo), dato che l'energia termica prodotta dal cogeneratore non è sempre in grado di soddisfare le richieste dell'utenza [4].

Si deve notare che sia la microturbina che il motore endotermico hanno dei limiti operativi al di sotto dei quali il peggioramento del rendimento non permette l'ulteriore inseguimento del carico: è necessario fissare alla metà della potenza elettrica nominale il limite al di sotto del quale la macchina smette di funzionare; inoltre il rendimento non è costante al variare del carico elettrico e in sede di elaborazione dei dati si è assunta per esso una dipendenza funzionale del tipo:

$$\eta_{el} = a \cdot P_{el_{out}}^2 + b \cdot P_{el_{out}} + c$$

dove $P_{el_{out}}$ rappresenta la potenza elettrica erogata, a , b , c sono coefficienti numerici che possono essere stabiliti mediante il confronto con la curva del rendimento fornita dal costruttore [5].

Allo stesso modo anche la potenza termica prodotta al variare del carico elettrico viene a dipendere da quest'ultimo secondo la relazione:

$$P_{th} = a \cdot P_{el_{out}}^b$$

⁷ Al fine di poter sviluppare i calcoli necessari per l'analisi economica si deve ipotizzare la scelta di una ben determinata macchina: nel caso in esame la microturbina è un'unità CHP (Combined Heat and Power), che produce $100kW$ di potenza elettrica e $155kW$ a $70 \div 90^\circ C$ di potenza termica; l'alimentazione è a gas naturale e il rendimento globale è del 77%. Il motore è un gruppo motore – generatore a sei cilindri, ciclo Otto, alimentato a gas naturale, turbocompresso con aftercooler; la potenza elettrica è pari a $156kVA$ a $400V$, $50Hz$, il rendimento è del 35% a pieno carico. Il chiller è un gruppo ad assorbimento a effetto semplice, utilizzando una soluzione acquosa di bromuro di litio, con una capacità nominale di $197Mcal/h$. Il sistema è in grado di fornire acqua sino alla temperatura di $8^\circ C$, utilizzando l'acqua calda proveniente dall'impianto di cogenerazione; per tale macchina si deve ipotizzare un COP pari a 0,7.

dove $P_{el\ out}$ rappresenta la potenza elettrica erogata, a , b sono coefficienti numerici.

Infine va detto che nel caso trigenerativo si devono correggere i dati riguardanti il carico elettrico e quello termico: infatti il chiller assorbe energia termica per produrre energia frigorifera, ma in compenso non c'è assorbimento di energia elettrica come nei tradizionali gruppi a compressore.

4. ANALISI ENERGETICA

La redazione dei bilanci di potenze ed energia avviene per ciascun giorno tipo e ciascuna soluzione impiantistica, considerando su base oraria i carichi da servire, la potenza termica ed elettrica autogenerate e quelle eventualmente integrate tramite la rete elettrica pubblica e la caldaia; ne risulta una determinazione dei consumi di gas distinti a seconda che vengano utilizzati per il cogeneratore o per la caldaia, in quanto diverso è il costo per i due tipi di impiego.

A titolo esemplificativo la Figura 7 riporta il bilancio energetico per il giorno tipo E in caso di soluzione trigenerativa con motore endotermico a gas, mentre la Figura 8 riporta i corrispondenti consumi di gas:

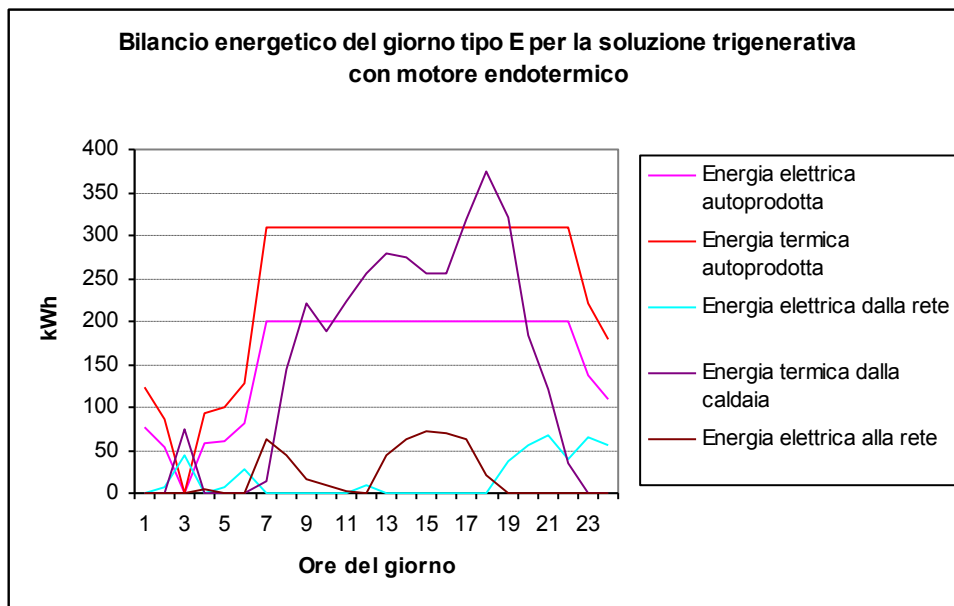


Figura 7: Bilancio energetico del giorno tipo E

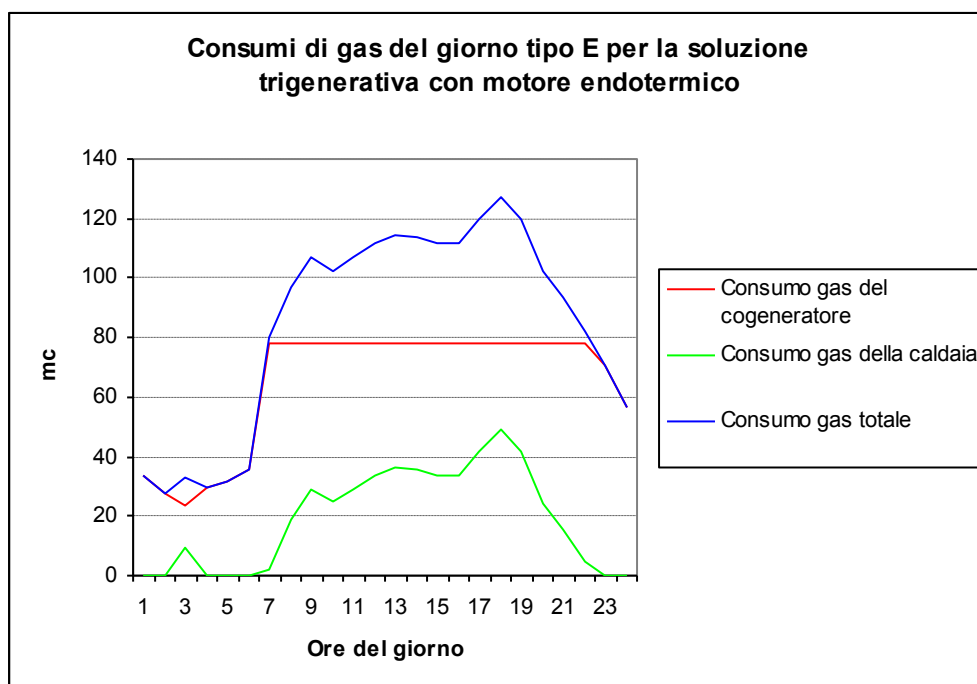


Figura 8: Consumi di gas del giorno tipo E

Con i dati a disposizione è possibile compilare il bilancio energetico su base annua, distinto per mese, moltiplicando i bilanci giornalieri di ciascun giorno tipo per il numero di volte che tale giorno tipo si presenta nel corso del mese: così facendo si perviene a stabilire quanta energia elettrica e termica nel corso dell'anno l'impianto ha prodotto, quanta energia elettrica è stata ceduta o prelevata dalla rete, quanta energia termica è stato necessario produrre con la caldaia di integrazione ed infine quanti metri cubi di gas sono stati necessari per l'esercizio dell'impianto.

Ad esempio per la soluzione trigenerativa con motore endotermico il bilancio è il seguente:

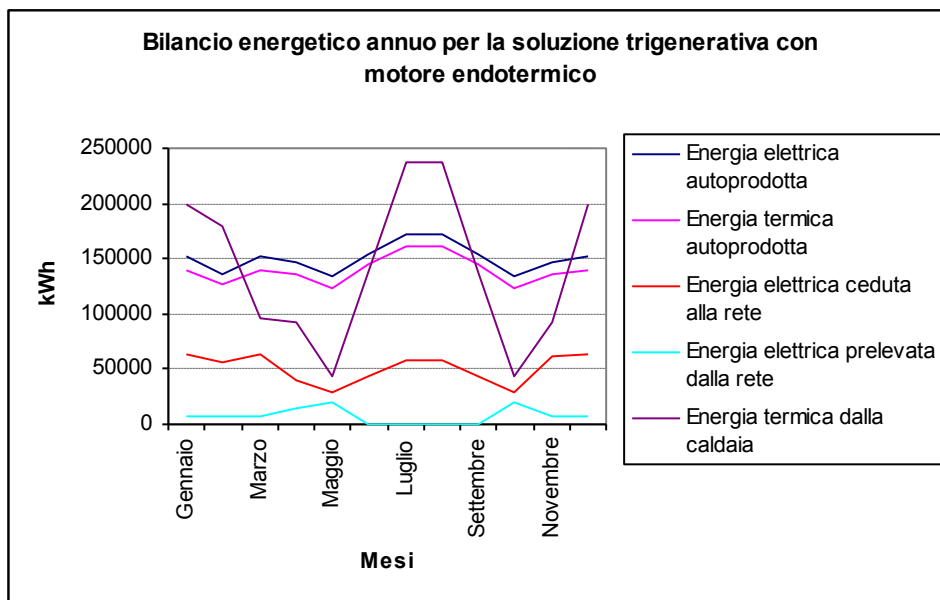


Figura 9: Bilancio energetico annuo per la soluzione trigenerativa con motore endotermico

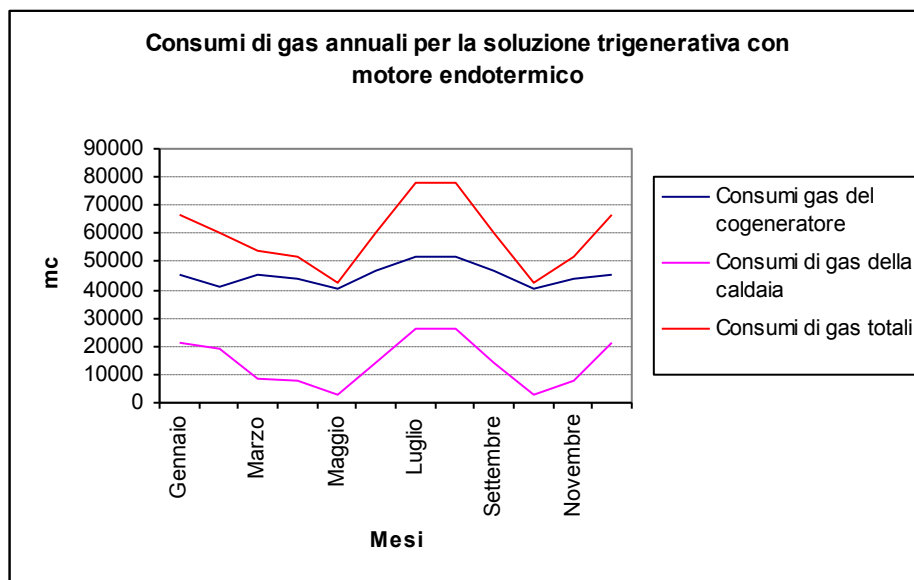


Figura 10: Consumi di gas annuali per la soluzione trigenerativa con motore endotermico

Prima di passare ai calcoli dei parametri economici è opportuno ricordare l'aspetto normativo: la delibera n. 42 del 2002 dell'AEEG ha definito i criteri in base ai quali è possibile considerare un impianto per la produzione combinata di calore ed elettricità come cogenerativo; è necessario a tal fine verificare che i valori dell'indice di risparmio energetico (IRE) e del limite termico (LT) risultino non inferiori ai minimi stabiliti dalla stessa Autorità, ovvero rispettivamente 10% e 15%.

Il calcolo fornisce per tutte e quattro le soluzioni ipotizzate valori largamente al di sopra dei minimi stabiliti come evidenziato dalle sottostanti tabelle:

Soluzione adottata	IRE
Impianto cogenerativo con microturbina	25%
Impianto trigenerativo con microturbina	24%
Impianto cogenerativo con motore endotermico	24%
Impianto trigenerativo con motore endotermico	24%

Tab. 4: valori dell'IRE

Soluzione adottata	LT
Impianto cogenerativo con microturbina	0,61
Impianto trigenerativo con microturbina	0,61
Impianto cogenerativo con motore endotermico	0,48
Impianto trigenerativo con motore endotermico	0,48

Tab. 5: valori di LT

Pertanto è corretto, dal punto di vista normativo, definire cogenerativo l'impianto realizzato seguendo ognuna delle quattro soluzioni ipotizzate⁸.

5. ANALISI DEI COSTI

I costi iniziali dell'investimento sono composti dal costo delle microturbine, ovvero dei motori endotermici e, nel caso si adotti la soluzione trigenerativa, del chiller ad assorbimento.

A tali voci vanno aggiunti i costi ulteriori relativi ad accessori, opere meccaniche, elettriche, civili e di ingegneria varie, nonché le spese per autorizzazioni, consulenze e varie.

I costi della gestione dell'impianto sono costituiti dalle seguenti voci:

1. costo del gas naturale necessario all'azionamento del motore primo e alla caldaia di integrazione;
2. costo della manutenzione ordinaria dell'impianto, stimato sul numero di ore di funzionamento ovvero sul numero di *kWh* elettrici prodotti;
3. costo dell'energia elettrica che è necessario integrare dalla rete pubblica per far fronte ai deficit di produzione.

I ricavi della gestione dell'impianto sono costituiti dalla vendita all'Ente Distributore dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno [6].

La valutazione dell'investimento si basa sull'utilizzo di alcuni strumenti economici codificati, in cui i parametri calcolati non hanno di per sé significato assoluto, ma assumono valenza quando confrontati con quelli relativi a soluzioni simili o alternative a quelle in esame.

La valutazione del progetto si basa sulla determinazione del rapporto fra i flussi di cassa previsti e l'investimento iniziale, posto che detto investimento è fatto in previsione di conseguire in futuro delle entrate e quindi un guadagno.

In un approccio di tipo *Discounted Cash Flow*, si attualizzano i movimenti di cassa futuri tramite un tasso di interesse (tasso di sconto o *rate of return*), per tenere conto che i flussi finanziari indotti dagli investimenti sono localizzati in istanti temporali diversi; ciò comporta che le conseguenze dell'investimento, riferendosi a periodi diversi, non sono sommabili direttamente, ed inoltre la scelta d'investimento induce delle conseguenze a medio e lungo termine per le quali è necessario ipotizzare un certo livello di rischio.

Ciò premesso si sono ricavati i valori del VAN, del PBP attualizzato e del TIR.

Il VAN è la somma algebrica di tutti i flussi di cassa, in entrata ed in uscita, attualizzati tramite il tasso di sconto, estesa a tutta la vita utile dell'impianto: un VAN positivo equivale ad un investimento che è in grado di ripagarsi, anzi ci sono ulteriori flussi che da un certo punto in poi

⁸ Questo fatto ha evidentemente delle ricadute positive in quanto la legge prevede incentivi e benefici a favore degli impianti che si possono definire cogenerativi.

diventano un guadagno per chi lo ha effettuato; se il VAN resta negativo alla fine della vita utile dell'impianto non c'è convenienza ad affrontare l'investimento.

Il PBP attualizzato è il tempo, in anni, necessario ad annullare il VAN, cioè dopo il quale l'investimento è stato ripagato e si comincia a guadagnare.

Il tasso interno di rendimento è il tasso d'interesse in grado di rendere uguali, alla fine del periodo di vita utile, i flussi positivi e negativi e quindi tale da annullare il VAN: l'investimento si ritiene accettabile quando il TIR è superiore al tasso di sconto, poiché solo in tal caso è più conveniente investire il denaro nell'iniziativa anziché in altre forme di risparmio.

Ipotizzando inoltre che l'investimento iniziale possa essere sostenuto senza far ricorso a finanziamenti esterni, che la vita utile dell'impianto sia pari a 10 anni⁹, che il tasso di attualizzazione sia pari al 2,5% mentre l'aliquota sul reddito prodotto sia pari al 36%, otteniamo i risultati riportati in Tabella 6:

Soluzione	VAN a dieci anni	DPBP	TIR a dieci anni
Microturbina con cogenerazione	221.762€	6 anni e 5 mesi	12%
Microturbina con rigenerazione	165.218€	7 anni e 2 mesi	9%
Motore endotermico con cogenerazione	280.936€	4 anni e 3 mesi	22%
Motore endotermico con rigenerazione	224.392€	5 anni e 5 mesi	15%

Tab. 6: risultati analisi economica di diverse soluzioni

Il calcolo del risparmio in Tonnellate Equivalenti di Petrolio di energia primaria e di emissioni di gas serra che l'adozione del cogeneratore consente nell'arco di un'annualità di gestione fornisce i risultati riportati in Tabella 7:

Impianto	Tradizionale	Microturbina con cogenerazione	Microturbina con trigenerazione	Motore endotermico con cogenerazione	Motore endotermico con trigenerazione
Consumi elettrici <i>TEP / anno</i>	351	73	-7	-34	-118
Consumi termici <i>TEP / anno</i>	221	423	511	476	562
Consumi totali <i>TEP / anno</i>	572	496	504	442	444
Risparmio <i>TEP / anno</i>	-	76	68	130	128
CO ₂ per consumi elettrici <i>t / anno</i>	1022	212	-20	-100	-344
CO ₂ per consumi termici <i>t / anno</i>	518	994	1200	1119	1322
CO ₂ totale <i>t / anno</i>	1540	1206	1180	1019	978
Risparmio CO ₂ <i>t / anno</i>	-	334	360	521	562

Tab. 7: risparmio energetico ed emissioni di gas serra

⁹ Il costruttore della microturbina, ad esempio, garantisce una vita utile di 60.000 ore che, per utilizzi normali, potrebbe portare il tempo di ammortamento anche a 15 anni. Si preferisce fissare un termine più breve perché questo garantisce maggiormente che durante il funzionamento le macchine non vadano incontro a seri problemi per usura con conseguenti notevoli esborsi, diversi dall'ordinaria manutenzione, che altererebbero i bilanci.

I valori dei principali parametri economici dimostrano, al di là di ogni dubbio, che tutte e quattro le soluzioni ipotizzate soddisfano i requisiti necessari per poterle ritenere economicamente realizzabili; i vantaggi conseguiti mediante la produzione combinata di energia elettrica e termica, rispetto alla soluzione tradizionale, sono evidenziati dal fatto che l'investimento si ripaga mediamente in sei anni per cui nei restanti quattro anni di vita utile dell'impianto si hanno guadagni netti.

La soluzione in assoluto migliore, sempre dal punto di vista strettamente economico, è quella che fa uso del motore endotermico per la produzione dell'energia ed i gruppi frigo per il condizionamento; in effetti la trigenerazione è anch'essa praticabile ma paga il fatto che l'investimento iniziale è molto più elevato perché è necessario tenere conto del costo del chiller, mentre il costo iniziale più elevato della turbina penalizza quest'ultima rispetto al motore.

Se però si tiene conto anche dell'aspetto legato all'emissione di sostanze inquinanti e al risparmio in termini di energia primaria, appare evidente come la soluzione trigenerativa sia quella in assoluto capace di abbattere maggiormente le emissioni di gas serra pur assicurando un notevole risparmio di energia primaria: ciò dipende dal fatto che il chiller permette di usare del calore che altrimenti andrebbe perso laddove un frigo tradizionale dovrebbe consumare energia prodotta *ad hoc*.

Il motore, rispetto alla turbina, porta a risultati migliori anche da questo punto di vista a causa della taglia leggermente superiore e del fattore elettrico Z leggermente più basso.

6. CONCLUSIONI

Al termine di questa esposizione è lecito affermare che se lo scopo consisteva nel dimostrare che l'uso della cogenerazione e della trigenerazione in ambito alberghiero non solo è possibile ma è anche molto conveniente, esso è stato pienamente raggiunto.

Sia per il rinnovato quadro normativo in tema di produzione, vendita ed acquisto di energia elettrica, sia per una maggiore sensibilità da parte dell'intera collettività ai temi della salvaguardia ambientale, i tempi sono ormai maturi affinché gli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore si possano diffondere nel settore terziario e sperabilmente, anche presso grosse utenze civili.

Le nuove tecnologie, principalmente basate sull'uso di microturbine e motori endotermici dotati di sistemi di scambio del calore di nuova concezione permettono il recupero dei costi iniziali di investimento ben prima della fine della vita utile dell'impianto, consentendo quindi una remunerazione sostanziale per il capitale impegnato.

L'autoproduzione combinata consente di ottimizzare il rendimento dei motori primi nel momento in cui è possibile sopperire agli eccessi di domanda tramite alimentazione dalla rete esterna e ai deficit di domanda tramite la possibilità di vendere a terzi l'energia prodotta in eccesso.

L'utilizzo di gruppi ad assorbimento, pur se penalizzato da maggiori costi d'investimento, si rivela oltre modo vantaggioso in termini di riduzione del numero di tonnellate di gas serra immesso nell'ambiente e, anche solo per questo aspetto, meriterà in futuro un ruolo sempre più da protagonista nel panorama energetico del nostro Paese.

Certamente così come ogni medaglia possiede un rovescio, anche la microcogenerazione presenta allo stato attuale alcune difficoltà non facilmente superabili a prescindere dal punto di vista strettamente economico: ci si riferisce in particolare alle difficoltà di gestione a livello globale di un gran numero di piccoli impianti tutti fra loro interconnessi ed in grado di effettuare lo scambio bidirezionale di energia.

E' evidente che la relativa autonomia dei singoli gestori riguardo l'andamento dell'impianto loro affidato complica la raccolta e il coordinamento dei dati necessari ad una corretta ed efficace conduzione della rete nazionale, in misura molto maggiore di quanto non accadrebbe nel caso di una produzione tradizionalmente basata su un numero limitato di grossi impianti che forniscono energia a molte utenze [7]. Il problema dell'integrazione della generazione distribuita resta quindi un argomento attuale su cui bisogna ancora fare molti passi avanti per poter passare dal sistema attuale definibile come "connetti e dimentica" a quello futuro in cui si dovrà avere una "piena integrazione" [8].

D'altra parte lo Stato, le Regioni, gli Enti Locali in genere possono, con la loro azione volta ad incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e degli impianti ad alta efficienza, fornire un contributo notevole alla diffusione delle tecnologie cogenerative: basti pensare alle politiche praticate ad esempio nella Regione Toscana le quali permettono ad un'azienda interessata ad investire nella cogenerazione un abbattimento dei costi iniziali che può arrivare sino al 30% dell'intero importo. Certamente la strada da percorrere è ancora lunga, bisogna vincere le inerzie ed i pregiudizi che ancora imprigionano la mente di molti amministratori ed *energy manager* pubblici e privati. La consapevolezza degli effettivi vantaggi, sia per il privato che per la collettività, prodotti dall'adozione di impianti di cogenerazione, consapevolezza che pur con tutti i suoi limiti anche questo lavoro ha cercato di rinforzare, alla fine prevarrà sulle inerzie ed i pregiudizi a tutto vantaggio di un migliore sfruttamento delle risorse naturali ed un maggiore rispetto dell'ambiente, senza che per questo si debba rinunciare agli standard di vita che caratterizzano la nostra società.

7. RINGRAZIAMENTI

L'autore desidera ringraziare tutti gli Enti Pubblici e Privati e le Aziende che hanno fornito la loro gentile collaborazione alla stesura di questo lavoro fornendo dati, materiale e utili consigli; un particolare ringraziamento va all' Ing. Zefferino Santini della Baxter Engineering s.p.a. di Perugia, all'Ing. Massimiliano Resca della Turbec s.p.a. di Corporeno, al dott. Fabio Callaioli di AGES Toscana gas s.p.a. e agli ingegneri Mauro Martinengo e Pier Giorgio Bosco di ENEL Distribuzione Torino.

8. BIBLIOGRAFIA

[1] T. Bouquet, "*Overview of CHP in Europe – A country by country Study*", report made by COGEN Europe.

[2] R. Giglioli "*Cogenerazione di piccola potenza da biomassa*", DSEA Università degli studi di Pisa, 2005.

[3] Tommasi "*Vademecum sulla cogenerazione*", 2001.

[4] ENEA "*Manuale per l'uso razionale dell'energia nel settore alberghiero*", Dipartimento energia diffusione risparmio energetico, 1994.

[5] J. Carnö, A. Cavani, L. Liinanki "*Micro gas turbine for combined heat and power in distributed generation*", 1998, American Society of Mechanical Engineers, New York.

[6] ENEL Distribuzione, prospetto informativo "*Forniture per usi diversi dall'abitazione e dalla illuminazione pubblica in media tensione (oltre i 1kV e fino a 35kV)*", Aprile 2006.

Prospetto corrispettivi apparecchiature e servizi, documento messo a disposizione da ENEL Distribuzione s.p.a. Divisione Mercato Unità Territoriale Commerciale Piemonte e Liguria.

[7] G.B. Zorzoli, "*La cogenerazione distribuita tra attese e realtà*", Energia n°3 anno 2006

[8] L. Gallo, E. Di Mariano, C. D'Adamo, S. Botton, "*Integration of New Sources of Energy in The Italian Distribution Network*", Power Engineering Society General Meeting. IEEE, 18-22 June 2006