



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

Dipartimento Energia



IT9700547

# LA COGENERAZIONE: UNA NUOVA OPPORTUNITÀ PER IL MERCATO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

EMILIO MINGHETTI

ENEA - Centro Ricerche Casaccia, Roma

RT/ERG/96/30

**VOL. 28** № 23

Testo pervenuto nel dicembre 1996

I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA  
rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'Ente.

## SUMMARY

### **Cogeneration: a new opportunity for energy production market.**

Cogeneration or Combined Heat and Power (CHP) is an advantageous technique based on the simultaneous utilisation of electricity and heat produced. For this purpose existing energetic technologies are used. Cogeneration is based on the thermodynamics principle that producing electricity by combustion process means, at the same time, producing waste heat that can be useful utilised. Three main advantages can be individuated in a cogeneration plant:

1. High efficiency (the global efficiency is often around 80-90%).
2. Economic profit (pay back time is usually not longer than 2-4 years).
3. Low pollutant emissions (as a consequence of the high efficiency less fuel is burned for generating the same quantity of electricity).

In this report are analysed various aspects of cogeneration (technical and economical) and the conditions influencing its development. Some figures on the european and national situation are also given. Finally are presented the research and development activities carried out by ENEA Energy Department to improve the efficiency and the competitiveness of this technology.

(COGENERATION TECHNOLOGIES, DESIGN AND FINANCIAL ASPECTS, DECENTRALISED ENERGY PRODUCTION SYSTEM, MARKET DATA, NATIONAL LAWS AND GRANTS)

## RIASSUNTO

La cogenerazione o produzione combinata di energia elettrica e calore è una vantaggiosa tecnica basata sul simultaneo utilizzo dell'elettricità e del calore prodotto. A tale scopo vengono utilizzate le esistenti tecnologie energetiche. La cogenerazione, in accordo ai principi della termodinamica, si basa sul fatto che la produzione di elettricità tramite il processo di combustione implica sempre la produzione di un certo quantitativo di calore da smaltire che può essere utilizzato convenientemente.

In un impianto di cogenerazione si possono individuare tre vantaggi principali:

1. Elevata efficienza (l'indice di utilizzo del combustibile si aggira attorno all'80-90%).
2. Convenienza economica (il tempo di ritorno normalmente non supera i 2-4 anni).
3. Ridotte emissioni di inquinanti (come conseguenza dell'elevata efficienza si brucia una minore quantità di combustibile per generare la stessa quantità di energia elettrica).

Nel presente documento vengono analizzati i vari aspetti della cogenerazione (tecnici ed economici) e le condizioni che ne influenzano lo sviluppo. Vengono forniti anche dei dati sulla situazione a livello europeo e nazionale. Infine vengono presentate le attività di ricerca e sviluppo che il Dipartimento Energia dell'ENEA sta portando avanti nell'ottica di migliorare l'efficienza e la competitività di questa tecnologia.

## **INDICE**

1. Introduzione	pag. 3
2. Cogenerazione e produzione separata di elettricità e calore	pag. 4
3. Tecnologie utilizzate per la cogenerazione	pag. 8
4. Vantaggi ecologici della cogenerazione	pag. 13
5. Condizioni influenzanti lo sviluppo della cogenerazione	pag. 16
6. Aspetti progettuali	pag. 22
7. Aspetti finanziari	pag. 25
8. La situazione in Europa	pag. 31
9. La situazione in Italia	pag. 35
10. Il quadro di riferimento legislativo e normativo nazionale	pag. 40
11. La cogenerazione con turbina a gas	pag. 48
12. Le attività dell'ENEA a supporto della cogenerazione	pag. 57
13. Bibliografia	pag. 68

## 1. INTRODUZIONE

Lo sviluppo di nuove tecnologie e la necessità di produrre l'energia nel modo più razionale e "pulito" possibile, specialmente nel settore industriale, stanno conducendo sempre più spesso ad un nuovo approccio nella risoluzione delle problematiche energetiche: l'utilizzo della cogenerazione.

La cogenerazione, o produzione combinata di energia e calore, è una tecnica che costituisce una vera e propria sfida al futuro sviluppo del settore energetico di molti paesi ed in particolare in quelli dove, avvenimenti come le privatizzazioni di enti elettrici nazionali e il maggior impulso alla liberalizzazione nella produzione di energia, condurranno ad una grande competitività del mercato.

Anche se le condizioni al contorno (politiche, legislative, finanziarie, scelte sugli approvvigionamenti energetici ecc..) possono variare notevolmente da paese a paese, si può in generale affermare che la cogenerazione è comunque una tecnologia conveniente, in termini energetici ed economici, non solo per il singolo ma anche per la collettività.

Il presente documento vuole dare una breve panoramica generale sulla cogenerazione illustrando sia gli aspetti più propriamente tecnici sia analizzando le varie condizioni che influiscono sullo sviluppo di questa interessante alternativa alla produzione di energia per via tradizionale.

Vengono inoltre effettuate delle considerazioni statistiche di mercato (a livello europeo e nazionale), illustrato il quadro di riferimento legislativo e normativo attualmente vigente in Italia e sottolineato l'impegno dell'ENEA a sostegno e sviluppo di questa vantaggiosa tecnologia.

## 2. COGENERAZIONE E PRODUZIONE SEPARATA DI ELETTRICITÀ E CALORE

La produzione di elettricità con combustibili fossili implica, qualsiasi sia la tecnologia impiegata, la produzione contemporanea di calore parte del quale, in accordo ai principi della termodinamica, deve necessariamente essere disperso nell'ambiente circostante.

La cogenerazione si può definire come il metodo con il quale si realizza il simultaneo utilizzo (e non la produzione) di elettricità e calore.

Si comprende, quindi, come la cogenerazione non implichi l'utilizzo di nuove tecniche per la produzione di energia ma la "rivalutazione" delle attuali tecnologie sulla base dell'utilizzo combinato dell'elettricità e del calore.

Da quanto detto sopra si comprende come le normali competitori della cogenerazione siano le tecnologie che comportano la produzione e l'utilizzo separato delle due forme di energia: le centrali termoelettriche e le caldaie. La cogenerazione risulta in ogni caso una tecnologia vincente. Questo fatto è mostrato in forma schematica nella sottostante figura 1.

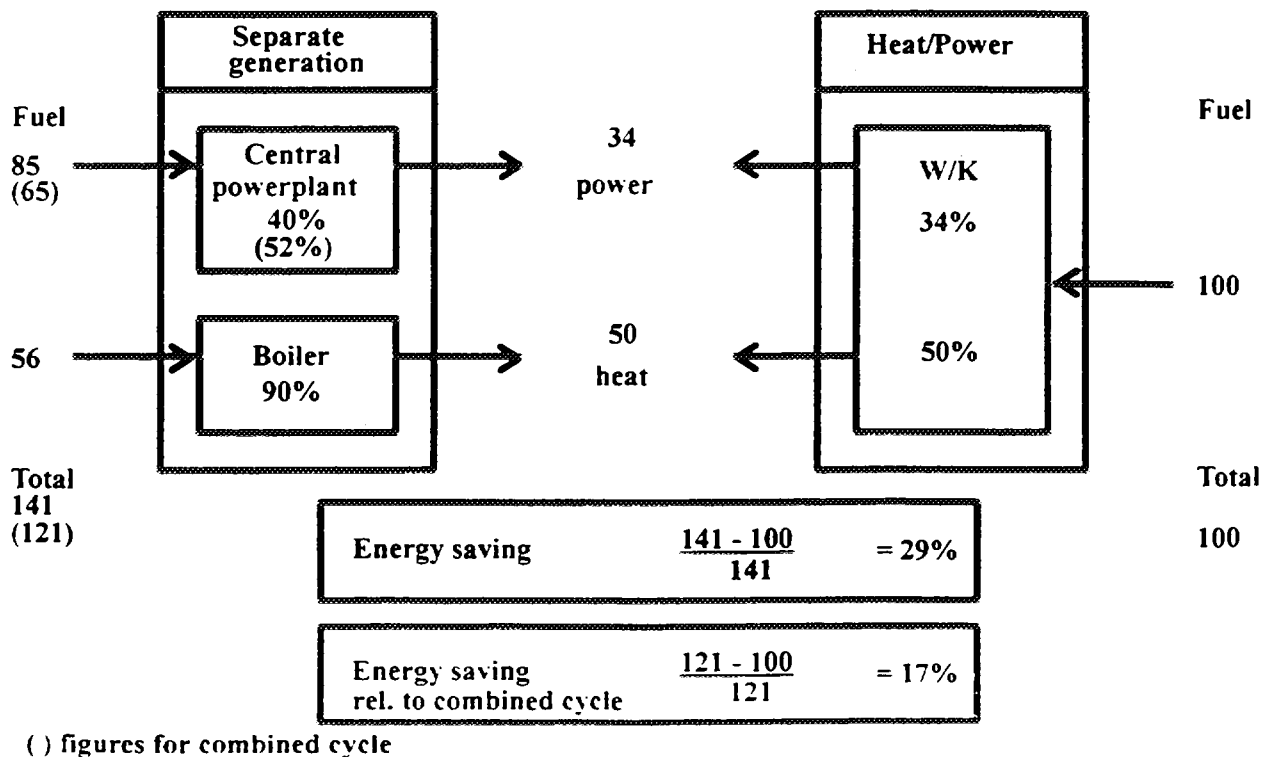


Fig. 1 - Efficienza energetica della cogenerazione e della produzione separata di elettricità e calore

In tale figura sono messi a confronto:

- un impianto di cogenerazione di potenza medio/piccola caratterizzato da un'efficienza elettrica del 34% (valore tipico per la taglia considerata) e da un indice di utilizzo del combustibile pari all'84% (il che equivale a dire che viene impiegato in modo utile il 50% del calore immesso con il combustibile);
- un sistema di produzione separata di elettricità e calore, basato su una centrale termoelettrica convenzionale avente un rendimento elettrico del 40% e un generatore di vapore avente un'efficienza termica del 90%; (per quest'ultima situazione viene preso in considerazione anche il caso di produzione di energia elettrica tramite un moderno impianto a ciclo combinato caratterizzato da un rendimento elettrico del 52%).

Si vede come il vantaggio risiede, non in un'elevata efficienza elettrica, ma nell'utilizzo del calore: invece di gettare il 60% dell'energia primaria (48% nel caso di un ciclo combinato) necessaria per la produzione di elettricità, la cogenerazione ne getta solo il 16%, utilizzando l'84% dell'energia introdotta con il combustibile in modo utile.

Ciò porta, rispetto alla produzione separata di elettricità e calore, ad un risparmio energetico notevole e pari al 29% (17% nel caso di utilizzo di un ciclo combinato).

Volendo quantificare in maniera più concreta i potenziali vantaggi energetici della cogenerazione, rispetto ad un sistema di produzione centralizzato, si può prendere come riferimento il sistema energetico nazionale.

Il consuntivo dei consumi ENEL per generazione di elettricità del 1995 è stato pari a circa 33 Mtep che, essendo pari a 2.300 kcal/kWh il consumo specifico medio del comparto termoelettrico dell'ente elettrico nazionale, corrispondono ad una produzione di circa 143 TWh.

Se la stessa quantità di elettricità fosse stata prodotta con un sistema decentralizzato di impianti cogenerativi di dimensioni medio/piccole (cogenerazione diffusa) caratterizzato dagli stessi parametri energetici del precedente esempio (rendimento elettrico medio del 34% e indice di utilizzo del combustibile medio pari all'84%) si sarebbe avuto un maggior consumo di circa 3 Mtep per la generazione di energia elettrica (consumo specifico medio 2530 kcal/kWh) ma si sarebbero utilizzati in modo utile circa 18 Mtep di calore.

In tal modo quindi, il sistema di cogenerazione diffusa avrebbe consentito un risparmio netto annuale di 15 Mtep, valore pari a oltre il 10% dei consumi energetici finali registrati nel corso del 1995 (circa 142 Mtep).

Ulteriori vantaggi derivanti dalla produzione combinata di energia elettrica e calore sono:

- una riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti dirette (NO<sub>x</sub>, CO, UHC, particolato) e di anidride carbonica (principale responsabile dell'effetto serra) dato il minor consumo di fonti primarie;
- minori danni ambientali causati dall'utilizzo di gran parte del calore di scarico;
- diminuzione del percorso medio dell'energia elettrica tramite uno spostamento della produzione nei centri di consumo con conseguente riduzione delle perdite di trasporto.

In particolare quest'ultimo punto deriva da una fondamentale necessità insita nella cogenerazione: la decentralizzazione nella produzione di energia.

E' evidente infatti che gli impianti di cogenerazione vanno ubicati quanto più possibile in prossimità del luogo di utilizzo del calore che, come noto, non può essere trasportato per lunghe distanze a causa delle maggiori perdite energetiche e dei più elevati costi per la sua distribuzione che non l'energia elettrica.

La decentralizzazione nella produzione di energia costituisce forse il punto più debole della cogenerazione soprattutto per quanto riguarda gli aspetti legati alla sicurezza della fornitura e alla regolazione del carico anche se, su tali temi, non c'è convergenza di vedute.

I sostenitori del sistema centralizzato di produzione di energia sostengono che questa, percorrendo una "strada a senso unico", dalle grosse centrali verso gli utilizzatori, consente di progettare tutta la rete elettrica con criteri di ridondanza sull'approvvigionamento e di regolazione dei carichi che non è possibile adottare in un sistema decentralizzato dove opera un gran numero di produttori indipendenti.

I sostenitori della cogenerazione per contro ribattono che un sistema caratterizzato da molti impianti di piccole dimensioni è molto più affidabile di un sistema centralizzato dove, uno shut-down di una grossa centrale, può causare danni ben maggiori.

Inoltre, le differenti applicazioni della cogenerazione, possono provvedere ad un migliore "load matching" in quanto, ad esempio, la cogenerazione industriale, che funziona per la maggior parte dell'anno, può fornire il carico di base, mentre i sistemi di teleriscaldamento,



che operano in accordo alla richiesta di calore, possono provvedere, assieme a poche centrali di integrazione e riserva, alla copertura dei picchi del carico.

### **3. TECNOLOGIE UTILIZZATE PER LA COGENERAZIONE.**

Come detto in precedenza la cogenerazione non implica l'utilizzo di nuove tecnologie di conversione di energia.

Un impianto di cogenerazione è in fondo una piccola centrale elettrica con tutti i componenti relativi: in una macchina termica (un motore alternativo oppure una turbina a gas o a vapore) il combustibile viene trasformato in energia meccanica di rotazione e questa, tramite un generatore, in energia elettrica.

L'energia elettrica viene quindi utilizzata localmente e/o ceduta, tramite i dispositivi di interfaccia, alla rete di distribuzione.

Il calore di scarico del motore o della turbina viene invece utilizzato direttamente nei processi industriali, o indirettamente per la produzione di vapore e/o acqua calda.

Nel caso di cogenerazione per usi civili, viene prodotta acqua calda per il riscaldamento di edifici in sostituzione del calore generato con impianti convenzionali.

Un impianto di cogenerazione viene, in genere, dimensionato sulla base del fabbisogno termico locale per assicurare che il calore disponibile possa essere utilizzato interamente, anche se ciò non sempre risulta possibile e/o conveniente come meglio sarà analizzato in seguito.

Inoltre, è necessario che il calore di scarico da recuperare abbia un livello termico sufficiente a garantire il suo utilizzo.

Ciò è possibile, nella maggior parte dei casi, con l'utilizzo delle attuali tecnologie. Esse sono riconducibili alle seguenti quattro tipologie:

- impianti con turbine a vapore (a contropressione o spillamento);
- impianti con motori alternativi;
- impianti con turbine a gas;
- impianti con celle a combustibile.

Ognuna di queste tecnologie rende disponibili le due forme di energia prodotta in rapporti quantitativi diversi e, limitatamente all'energia termica, a differenti livelli qualitativi (vapore, gas di scarico, fluidi di raffreddamento).

Ne consegue che non può esistere un'unica soluzione per tutte le possibili applicazioni e quindi la scelta della tipologia d'impianto più appropriata deve essere fatta caso per caso a seconda sia delle caratteristiche dei fabbisogni energetici, sia del tipo di vettori termici utilizzati. Di seguito si riassumono le principali caratteristiche di dette tecnologie.

### Impianti con turbine a vapore.

Questi impianti sono costituiti essenzialmente da una caldaia, dove viene prodotto vapore a un appropriato livello di pressione e temperatura, e da una turbina a vapore accoppiata ad un alternatore per la produzione di energia elettrica.

La turbina a vapore può essere di due tipi: a contropressione o a spillamento/condensazione. Nel primo caso l'espansione del vapore in turbina è arrestata ad una certa pressione (in genere 2÷5 bar) in modo da rendere disponibile l'energia termica, mentre nel caso di turbine a spillamento/condensazione questa è ottenuta derivando una parte del vapore che espande nella macchina in uno stadio tale da consentire le condizioni di temperatura e pressione richieste dall'utenza.

Tali impianti sono stati i primi ad essere adottati nel campo della produzione combinata di elettricità e calore, specie nei settori cartario e petrolchimico che, per ragioni di processo, richiedono elevate quantità di vapore a bassa pressione oltre che di energia elettrica.

Essi possono essere costruiti in un ampio range di potenze (da qualche centinaio di kW alle centinaia di MW) ma sono caratterizzati, nelle applicazioni per la cogenerazione, da scarsi rendimenti elettrici (15÷25%) sia per un effetto di scala (usualmente per la cogenerazione la potenza si aggira sui 5÷10 MW), sia perché l'espansione del vapore in turbina non è completa, sia infine perché il ciclo non arriva mai alle sofisticazioni termodinamiche che si incontrano nelle centrali termoelettriche di ben maggiore potenza.

Inoltre, gli impianti con turbina a contropressione sono caratterizzati da una elevata rigidità nella regolazione delle quantità delle due forme di energia (la portata di vapore al processo è tutta quella che attraversa la turbina e che, quindi, determina la produzione di energia elettrica).

L'indice elettrico caratteristico degli impianti a vapore (cioè il rapporto in unità coerenti dell'energia elettrica e di quella termica rese dalla turbina a vapore) è molto variabile ma mediamente si ottengono valori da 0,1 a 0,25.

Il vantaggio presentato da questi impianti sta nel fatto che la caldaia può essere alimentata con vari combustibili, fra cui anche quelli alternativi alle risorse fossili.

Infatti, con l'utilizzo di apposite tecnologie di combustione e di trattamento effluenti, può essere prodotto vapore anche a partire da rifiuti, (RSU e RDF), biomasse, residui di lavorazioni e loro miscele nel pieno rispetto delle normative ambientali.

### **Impianti con motori alternativi.**

I motori alternativi (ad accensione spontanea o comandata) sono la tecnologia più usata nel campo della cogenerazione di piccola taglia (fino a circa 1 MWe).

Essi vengono costruiti per potenze da pochi kW fino a qualche MW e sono caratterizzati da un rendimento elettrico elevato (30÷45%) e, fatto interessante, pressoché indipendente dalla taglia (sono poco sensibili all'effetto di scala).

I motori alternativi rendono disponibile il calore a due livelli termici e precisamente:

- ad alta temperatura (450÷500 °C) dai gas di scarico;
- a bassa temperatura (80÷90 °C) dal raffreddamento dell'olio, dell'aria di sovralimentazione e dell'acqua di refrigerazione delle camicie.

I motori alternativi possono essere alimentati da una vasta gamma di combustibili, dal residuo pesante della raffinazione del greggio al gas naturale anche se, per questioni ambientali, quest'ultimo combustibile è sempre più preferito.

Recentemente, da diversi costruttori, sono stati messi in commercio motori a combustione magra che permettono un abbattimento delle emissioni (con particolare riferimento agli NOx) senza bisogno di marmitte catalitiche allo scarico (di elevato costo e breve durata).

Possono essere utilizzati anche biogas da fermentazione anaerobica di biomasse (da reattori o appositamente captato da discariche) e gas da gassificazione di biomasse e/o rifiuti.

In quest'ultimo caso, tuttavia, si impone l'utilizzo di complessi e costosi processi di purificazione del gas prima della combustione per evitare danni al motore (residui carboniosi in camera di combustione, incollamento dei pistoni).

Nel caso dei motori alternativi l'indice elettrico caratteristico oscilla tra 0,5 e 0,8.

### Impianti con turbine a gas.

La turbina a gas è la macchina termica più utilizzata nei moderni impianti di cogenerazione. E' disponibile in taglie da poche centinaia di kW fino ai 240 MW della macchina più grande oggi in produzione.

Ciò è dovuto sia ai grandi progressi fatti su tale macchina nei campi dell'affidabilità e dell'efficienza, sia soprattutto all'ampia versatilità che la rende utilizzabile in una vastissima tipologia di processi industriali.

Il calore viene recuperato dai gas di scarico a temperature di circa 500÷600° C (il valore superiore si riscontra nelle grosse macchine appositamente progettate per l'impiego nei cicli combinati) e può essere utilizzato tal quale (processi di essiccazione o cottura) o per la produzione di vapore e/o acqua calda (processi industriali, teleriscaldamento, ecc.).

I rendimenti delle turbine a gas variano dal 20÷25% delle macchine più piccole fino al 38÷42% delle sofisticate turbine di derivazione aeronautica.

Gli schemi di ciclo possibile sono molteplici ma in genere si utilizza il ciclo semplice (turbina a gas più caldaia di recupero) per impianti di potenza medio/bassa, mentre per le taglie più grandi si passa all'adozione di cicli combinati gas-vapore (turbina a gas più caldaia di recupero e turbina a vapore). In questo caso l'energia termica viene resa disponibile tramite spillamento dalla turbina a vapore.

Per taglie medio-piccole si va affermando anche il cosiddetto ciclo STIG (Steam Injected Gas Turbine) o Cheng (dal nome del suo ideatore) che consente molti dei vantaggi di un ciclo combinato (elevato rendimento, grande flessibilità operativa) con dei costi d'impianto di poco superiori a quelli di un ciclo semplice (in quanto privo del ciclo a vapore).

Il combustibile utilizzato nella grande maggioranza dei casi è il gas naturale ma, a seconda delle condizioni, la macchina può essere alimentata anche con gas distillati pesanti e leggeri, con gas di raffineria e con gas derivante dalla gassificazione del carbone o dei residui della lavorazione del petrolio (tar).

L'indice elettrico caratteristico della turbina a gas varia tra 0,3÷0,6. Esso può essere convenientemente modificato tramite l'utilizzo della post-combustione dei gas di scarico aumentando la quota di energia termica producibile.

La tecnica è possibile in un ampio range dato l'elevato tenore di ossigeno residuo nei gas di scarico della macchina (circa il 15% in volume).

### Impianti con celle a combustibile

Le celle a combustibile rappresentano un'alternativa molto promettente tra i sistemi avanzati di produzione energia.

Dal punto di vista tecnologico una cella a combustibile è un dispositivo elettrochimico che converte direttamente l'energia libera di Gibbs, disponibile nella reazione chimica che produce acqua a partire da idrogeno ed ossigeno, in energia.

Le celle a combustibile trovano applicazione negli impianti di cogenerazione in quanto si rende necessario asportare calore per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

A seconda dell'elettrolita usato si possono avere:

- celle ad acido fosforico
- celle a carbonati fusi;
- celle ad ossidi solidi.

Le prime sono quelle più sviluppate e diffuse mentre le altre due tipologie sono ancora in fase di studio.

Le celle a combustibile trovano applicazione soprattutto all'interno di aree densamente popolate in virtù dei loro vantaggi quali l'elevato rendimento di conversione (40÷50%), il limitato impatto ambientale e la silenziosità di funzionamento.

Per contro esse hanno lo svantaggio di generare energia in corrente continua e di essere una tecnologia ancora poco sviluppata e di alto costo (3,5÷4,5 Mlit/kWe).

Esse inoltre, benché la costruzione sia di tipo modulare, sono adatte per piccole installazioni (fino a 1 MW) e utilizzano esclusivamente un combustibile pregiato quale in metano.

Nelle celle ad acido fosforico, per il momento le uniche sul mercato, il calore è reso disponibile a bassa temperatura (150÷180 °C) e ciò ovviamente ne limita l'utilizzo (teleriscaldamento o produzione di acqua calda per usi igienici-sanitari).

L'indice elettrico caratteristico delle celle a combustibile è in genere compreso tra 0,8 e 1.

#### 4. VANTAGGI ECOLOGICI DELLA COGENERAZIONE

La cogenerazione ha enormi potenzialità dal punto di vista ecologico: non solamente perché, risparmiando combustibile, inevitabilmente si immette nell'ambiente una minore quantità di gas combustibili e quindi di inquinanti diretti ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ , CO, UHC, e particolato) e indiretti ( $\text{CO}_2$ ), ma anche perché si trasforma in effetto utile l'inquinamento termico delle centrali. Inoltre, le quantità di sostanze nocive emesse a parità di energia generata, si possono ulteriormente ridurre essendo la cogenerazione generalmente basata su macchine ad elevata tecnologia e su combustibili puliti.

Per quanto attiene la diminuzione di  $\text{CO}_2$  immessa in atmosfera, si ha un contributo importante legato all'effetto di sostituzione di combustibili ad alto contenuto di carbonio (carbone, oli pesanti) con combustibili più leggeri (soprattutto gas naturale) e un effetto legato al miglior rendimento complessivo del sistema energetico.

Mentre il primo vantaggio potrebbe essere conseguito, indipendentemente dalla cogenerazione, convertendo a gas naturale le centrali termoelettriche esistenti, il secondo rimane comunque legato ai meriti termodinamici della cogenerazione.

**TAB. A - Emissioni di Gas Serra di alcune tecnologie energetiche (kg C equivalente/GJe).**

TIPO DI CENTRALE	EMISSIONE DI CO, DIRETTA	EMISSIONE DI CO, INDIRETTA	GAS SERRA TOTALI
Convenzionale a carbone	81,4	0,3	97,5
Convenzionale a olio	67,9	6,9	83,3
Convenzionale a gas	33,3	0,8	38,6
Nucleare Magnox	-	0,6	0,7
Nucleare AGR (1)	-	2,5	3,0
Nucleare PWR (2)	-	3,2	3,8
<b>CC cogenerativo a gas (3)</b>	<b>34,1</b>	<b>1,1</b>	<b>39,7</b>

Note: (1) Advanced Gas-cooled Reactor

(2) Pressurized Water Reactor

(3) Ciclo Combinato gas-vapore

A titolo di esempio e relativamente all'impatto sull'effetto serra, la tabella A sopra riportata mostra i valori di emissione sia della sola  $\text{CO}_2$  che totali (considerando cioè anche gli altri gas serra, espressi come  $\text{CO}_2$ , tra cui CO,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{NO}_x$ , Composti Organici Volatili) che sono

caratteristici delle centrali termoelettriche convenzionali e nucleari (queste ultime sono responsabili della sola emissione "indiretta" di gas serra, cioè di quella emissione che si ha nell'utilizzo dei combustibili fossili per la fabbricazione dei componenti e la realizzazione dell'impianto).

Nell'ultima riga della tabella sono riportati i dati relativi ad un impianto a ciclo combinato a gas cogenerativo di taglia media che produce 1 GJ di energia termica per ogni GJ di energia elettrica generata.

Si nota come l'emissione di gas serra del sistema cogenerativo sia di gran lunga inferiore a quello delle tecnologie convenzionali e paragonabile a quello di una moderna centrale termoelettrica a metano che però non produce calore.

Per quantificare l'effetto che si avrebbe a livello nazionale sostituendo la produzione separata di elettricità e calore con un sistema cogenerativo (cogenerazione diffusa) è utile riportare alcuni dati emersi da simulazioni effettuate sul sistema energetico inglese.

Tale studio ha fissato in 71,3 Kg C/GJe e in 19,9 Kg C/GJt l'emissione totale di gas serra rispettivamente del mix degli impianti di generazione elettrica operanti al 1992 e del sistema di produzione di calore con caldaie convenzionali (vapore per usi industriali e acqua calda per usi civili) in esercizio alla stessa data.

Ne risulta che oggi, in una moderna e industrializzata nazione come il Regno Unito, vengono emessi ben 91,2 Kg di gas serra (espressi come carbonio equivalente) per produrre 1 GJ di elettricità e 1 GJ di calore.

Tale valore va confrontato con il fattore di emissione degli impianti cogenerativi che, come mostrato nella già citata tabella A, è di 39,7 Kg di C equivalente.

Si vede come, in tal caso, adottando la cogenerazione si possa ottenere una riduzione di oltre la metà (56%) di gas serra.

Per quanto attiene le emissioni più propriamente ritenute nocive ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ , CO, UHC, e particolato), la cogenerazione a gas naturale basata sulla tecnologia delle turbine a gas, eccezion fatta per gli ossidi di azoto, ne è praticamente esente, vuoi per la qualità del combustibile, vuoi per le modalità di combustione.

Per gli unici inquinanti emessi, gli ossidi di azoto, peraltro la tecnologia dei combustori delle turbogas ha fatto passi da gigante nell'ultimo decennio, dimostrandosi capace di seguire l'evoluzione delle sempre più stringenti normative internazionali.



A tal proposito vale la pena sottolineare che oggi, volendo puntare alla migliore tecnologia immaginabile e cioè un combustore “DLN” (Dry Low NOx) seguito da un sistema di abbattimento “SCR” (Selective Catalytic Reactor), si può arrivare a emissioni specifiche dell’ordine di 40÷60 mg/kWhe.

Tale valore è circa 10 volte inferiore a quello di una moderna centrale a polverino di carbone dotata dei più avanzati metodi di abbattimento, e circa 40 volte inferiore al valore medio delle emissioni delle odierne centrali policombustibile a vapore del parco ENEL.

## 5. CONDIZIONI INFLUENZANTI LO SVILUPPO DELLA COGENERAZIONE

Si è visto come in primo luogo la cogenerazione sia un mezzo molto efficace per conseguire importanti risparmi energetici e quindi anche riduzioni nelle emissioni inquinanti.

Ovviamente, sono necessarie almeno tre condizioni tecniche lato utenza e cioè:

- che vi sia un buon grado di contemporaneità nella domanda di energia elettrica e calore;
- che quest'ultima si verifichi per un considerevole numero di ore all'anno;
- che il calore prodotto sia ad un livello termico tale da rendere possibile la sua utilizzazione.

Tuttavia, anche qualora tali condizioni risultano soddisfatte, non è sempre detto che vi sia la convenienza o la possibilità di costruire un impianto di cogenerazione.

Questo è infatti un progetto complesso che richiede il dover prendere in considerazione un gran numero di fattori al contorno, variabili da paese a paese, che lo possono favorire o, al limite, sconsigliarne la effettiva realizzazione.

Vista l'importanza dell'argomento si analizzano in dettaglio i principali fattori che influenzano lo sviluppo della cogenerazione.

### *Le infrastrutture elettriche e del gas*

La presenza di infrastrutture idonee ed in particolare l'esistenza di una vasta e articolata rete elettrica e di distribuzione del metano sono condizioni fondamentali per lo sviluppo della cogenerazione.

Nella maggior parte dei casi un impianto di cogenerazione non funziona in "isola", producendo cioè la sola energia elettrica richiesta dall'utenza, ma interagisce con la rete elettrica esterna immettendovi energia. Questo accade sia che si operi in regime di vendita, scambio o vettoriamento dell'energia.

Ciò deriva dal fatto che un approccio progettuale corretto impone che l'impianto venga dimensionato in base alla richiesta termica, il che comporta, quasi sempre, un certo surplus di energia elettrica.

La presenza di una capillare rete di distribuzione del gas dà, inoltre, maggiori possibilità di localizzare gli impianti di cogenerazione in prossimità delle richieste di calore, evitando elevati costi aggiuntivi per la realizzazione delle infrastrutture necessarie.

Da questo punto di vista è chiaro che, ai fini di uno sviluppo della cogenerazione, risulteranno avvantaggiati i paesi più industrializzati che ovviamente presentano un più alto grado di sviluppo delle infrastrutture.

### *Il contesto energetico*

Si è già detto come sia necessario dimensionare gli impianti di cogenerazione sulla richiesta di calore e come ciò comporti un certo “surplus” di energia elettrica. Ovviamente l’elettricità in eccedenza va immessa in rete per essere venduta, scambiata e/o vettoriata. La cosa, tuttavia, non è sempre possibile.

In questo caso gioca infatti un ruolo chiave il contesto energetico del paese ed in particolare le due estreme situazioni che caratterizzano il settore della produzione di energia:

- regime di monopolio;
- libero mercato.

E’ chiaro che, in un paese dove vige il regime di monopolio nella produzione di energia (da parte dell’ente elettrico nazionale o da parte di una società che ha un contratto in “esclusiva” con lo Stato), non sussistono le condizioni ideali per lo sviluppo della cogenerazione.

In questo caso, se non c’è la possibilità di immettere energia in rete, il dimensionamento degli impianti di cogenerazione dovrà necessariamente essere effettuato sulla richiesta di energia elettrica, provvedendo ad integrare la domanda di calore del processo con caldaie convenzionali e quindi perdendo, o non sfruttando appieno, le potenzialità offerte dalla cogenerazione.

Al contrario, un contesto dove vige la libera produzione e circolazione dell’energia, rappresenta la condizione ideale per lo sviluppo della cogenerazione.

In tal caso, più correttamente e razionalmente, si ha la possibilità di dimensionare gli impianti in base alla richiesta di calore.

### **La domanda di calore**

La cogenerazione basa la sua essenza ed efficacia sulla presenza di energia termica. Essa avrà, quindi, le migliori condizioni di sviluppo in quei paesi che presentano un'elevata densità di popolazione e sono fortemente industrializzati.

Il primo punto gioca a favore dello sviluppo di impianti di cogenerazione nel settore civile (teleriscaldamento, produzione di acqua calda per usi igienici e sanitari), mentre la presenza di grandi industrie (che presentano sempre una più o meno elevata richiesta di calore per i processi produttivi), gioca a favore dello sviluppo della cogenerazione nel settore industriale.

### **Il contesto finanziario**

Particolare importanza per lo sviluppo delle iniziative energetiche, tra cui quindi anche la cogenerazione, riveste il problema del finanziamento.

Si comprende facilmente come lo sviluppo della cogenerazione sia maggiormente favorito in quei paesi che godono di un contesto finanziario "vivace", caratterizzato cioè dalla presenza di istituti di credito aggressivi e disposti a finanziare, accettando un certo margine di rischio, iniziative che, come la cogenerazione, possono risultare molto vantaggiose dal punto di vista dei ritorni economici.

In tali situazioni risulta di estremo interesse la possibilità di applicazione, di tecniche di finanziamento innovative quali il "project financing" ed il "third part financing" di cui si parlerà più diffusamente in seguito.

### **Il contesto politico/normativo**

Il contesto politico e normativo del paese gioca un ruolo molto importante nello sviluppo della cogenerazione.

Infatti nelle nazioni dove vigono regimi di monopolio, opportune leggi (come è avvenuto in Italia con la Legge n° 9 del 9/1/91), possono "forzare" l'ente elettrico che gode del regime di monopolio nella generazione e distribuzione dell'elettricità, ad acquistare tutta o quanto meno una quota dell'eccedenza di energia elettrica prodotta dagli impianti di cogenerazione e/o a mettere a disposizione la rete elettrica per il vettoriamento e lo scambio.

Si creano in tal modo, se non delle condizioni ideali, almeno delle condizioni più favorevoli per lo sviluppo della cogenerazione.

Un ulteriore impulso può venire dalla concessione di contributi incentivanti erogati o in conto capitale (come previsto in ambito nazionale dalla Legge n° 10 del 9/1/91) o come componente addizionale sul prezzo di cessione dell'elettricità (come stabilito dal Provvedimento CIP n° 6 del 29 aprile 1992).

In questi casi, un impianto di cogenerazione che risulta al limite della convenienza economica (tempi di ritorno dell'investimento superiori ai 4÷6 anni) ma che tuttavia consente di ottenere un certo risparmio energetico (e quindi un beneficio per l'intero paese), può ancora essere realizzato grazie al supporto finanziario che lo Stato mette a disposizione. Emblematico è l'esempio dell'Italia dove le citate Leggi n° 9 e 10 ed il Provvedimento CIP n° 6/92 hanno "sbloccato" in maniera vistosa il mercato: il loro effetto è infatti valutabile globalmente in oltre 15.000 MW (domande ammesse dal MICA per nuovi impianti di produttori terzi che cedono energia elettrica all'ENEL inclusi circa 2.500 MW di Accordi Quadro) di cui circa il 40% da impianti di cogenerazione (vedi tabella B di capitolo 10).

### **La competitività del mercato**

La competitività del mercato è forse il fattore più importante per lo sviluppo della cogenerazione. Essa infatti implica un nuovo modo di concepire sia la produzione che la distribuzione dell'energia. Ciò può realizzarsi pienamente solo con una reale liberalizzazione dell'intero settore energetico.

In particolare è necessario che il mercato dell'energia sia caratterizzato dalla presenza di un regime di libera competizione tra le varie utilities e che queste si sviluppino da semplici società produttrici/distributrici di energia elettrica in società produttrici e distributrici di servizi energetici tra cui anche il calore.

Una utility che soddisfa le richieste termiche distribuendo calore è altrettanto importante di una che produce o distribuisce energia elettrica o metano.

Il modello che si pensa funzionare più correttamente, è quello che prevede la separazione delle fasi di generazione e distribuzione dell'energia, come è già avvenuto in Inghilterra che costituisce oggi uno dei mercati più liberi del mondo e viene preso come esempio da molti paesi che stanno privatizzando e liberalizzando il proprio sistema energetico.

In una tale situazione di estrema liberalizzazione, alcune società avrebbero il compito di generare elettricità e calore ed altre di distribuire le due forme di energia in aggiunta al vettore energetico per eccellenza: il metano.

Solo in questo modo infatti le società distributrici possono raggiungere le dimensioni delle società di generazione e, quindi, competere finanziariamente con esse con buone possibilità di successo, mantenendo il mercato in condizioni di stabilità.

Per le prime, la cogenerazione rappresenta il mezzo per produrre in modo economico le due forme di energia, per le seconde si possono configurare, oltre che elevate vendite di gas naturale, anche ottime opportunità di distribuire i prodotti energetici a prezzi convenienti.

Per quanto riguarda la liberalizzazione del mercato dell'energia con particolare riferimento alla situazione europea, l'adozione della "Carta Bianca" (vedi capitolo 8) ha sicuramente dato un maggior impulso al notevole cambiamento (per alcuni paesi, in verità, già avviato da tempo) cui si sta assistendo: otto paesi (Finlandia, Germania, Inghilterra, Olanda, Norvegia, Portogallo, Spagna e Svezia) stanno adottando, o lo hanno già fatto, misure per introdurre competitività nel mercato dell'energia, o operano già in regime di competizione, mentre altri paesi (tra cui l'Italia) stanno prendendo provvedimenti per ristrutturare l'intero settore energetico introducendo una maggiore competitività.

Gli approcci seguiti sono ovviamente molto differenti:

- nazioni come la Norvegia, Svezia e Inghilterra operano già in regime di competizione; le prime due hanno da tempo liberalizzato l'intero settore energetico mentre la terza lo farà (in modo più completo) entro il 1998 aprendo il mercato anche ai piccoli consumatori di energia tipici del terziario;
- Spagna e Portogallo hanno scelto un approccio molto più prudente aprendo il mercato in modo parziale e prevedendo la coesistenza di un sistema competitivo e di un sistema centralizzato per la produzione di energia.

Alcuni provvedimenti presi a livello nazionale hanno poi delle implicazioni anche a livello internazionale come sta avvenendo per alcuni paesi della Penisola Scandinava che sono andati molto al di là della competizione in ambito nazionale operando in regime di libero mercato anche in ambito internazionale.

Ad esempio, le utilities elettriche svedesi e finlandesi sono in competizione reciproca: esse hanno contratti di fornitura di elettricità con diverse grandi industrie oltre i propri confini e, tramite veri e propri "power brokers", concludono nuovi contratti.

E' questo, molto probabilmente, il caso di vera liberalizzazione cui dovrebbe tendere la politica energetica europea per indurre una maggiore competitività nel mercato e quindi l'affermazione delle tecnologie energetiche più efficienti come la cogenerazione.

Tuttavia, almeno attualmente, tale linea non sembra trovare il consenso della maggioranza degli stati membri.

## 6. ASPETTI PROGETTUALI

Come tutte le realizzazioni in campo energetico, anche la cogenerazione basa il suo successo sulla “bontà” del progetto.

E' da chiarire subito che per progetto si deve intendere, non solamente la definizione dell'architettura del ciclo e della disposizione dei componenti o la loro scelta ottimale (cioè il progetto tecnico), ma tutta quella serie di azioni, verifiche, scelte e accordi che sono sia di natura tecnica, ma anche ed essenzialmente, di natura economica.

Tale fase, che può definirsi “preliminare” nel senso che viene a monte di una progettazione più approfondita (di dettaglio) o dell'ingegneria vera e propria, è spesso sottovalutata dagli operatori del settore (sia utilizzatori che costruttori).

Essa invece risulta di fondamentale importanza poiché, proprio sulla bontà di certe scelte e sulla solidità di certi accordi, si fonderanno le capacità dell'impianto di funzionare tecnicamente in modo corretto ed affidabile e quindi di produrre risparmi energetici ed economici più o meno elevati.

Questa fase di progettazione preliminare deve comprendere necessariamente almeno le seguenti attività:

### *Verifica della fattibilità tecnico-economica del progetto*

Consiste essenzialmente nell'approntamento del progetto di massima e nella valutazione di alcuni aspetti fondamentali con particolare riferimento a:

- progetto concettuale, ingegnerizzazione, piani di costruzione e conduzione dell'impianto (vale a dire la verifica dell'adeguatezza delle basi di progetto per la definizione del processo e della potenzialità dell'impianto);
- scelta delle tecnologie e dei fornitori dei componenti chiave dell'impianto;
- progettazione di insieme, stima della vita economica dell'impianto e della sua sicurezza, affidabilità e disponibilità;
- definizione delle infrastrutture (fornitura di combustibile ed acqua antincendio, trattamento scarichi e condizioni del sito);
- verifica dei permessi e delle autorizzazioni necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto.



### **Verifica dell'adeguatezza del progetto dal punto di vista del sito, della protezione ambientale, della sicurezza e dell'impatto socio-economico**

Tale fase è molto importante vista la sempre maggiore attenzione posta sull'impatto ambientale e sociale soprattutto nelle realizzazioni in campo energetico.

Essa comprende:

- stima delle caratteristiche del sito e valutazioni di carattere ambientale e sull'idoneità ad un funzionamento dell'impianto in maniera tecnicamente ed economicamente ottimale (ad esempio come disponibilità di acqua e suo trattamento prima dell'utilizzo e prima dello scarico nella fognatura);
- valutazione dello stato dei rapporti con gli organi della Pubblica Amministrazione, con le comunità locali nonché con i gruppi ambientalisti potenzialmente interessati;
- valutazione dei problemi di tipo organizzativo e di impatto sociale connessi con la installazione del cantiere.

### **Verifica della adeguatezza degli accordi contrattuali**

Tale fase avviene a valle del ricevimento di alcune offerte da parte dei fornitori sia per la realizzazione che per la manutenzione ed esercizio dell'impianto.

In particolare, sulla base di dette offerte, occorre effettuare un'accurata:

- valutazione dei possibili fornitori dell'impianto e della loro capacità di far fronte agli impegni contrattuali in termini di qualità delle apparecchiature, tempi e costi di fornitura e montaggio, prestazioni garantite dell'impianto;
- valutazione della credibilità dei programmi temporali di realizzazione dell'impianto e delle principali date chiave durante la costruzione;
- verifica dei costi totali di investimento del progetto e delle condizioni di pagamento al fornitore dell'impianto;
- verifica dei costi di esercizio ed in particolare del personale di conduzione e delle manutenzioni ordinarie e straordinarie;
- verifica della esperienza e competenza dei conduttori e manutentori dell'impianto e della loro "responsabilizzazione" contrattuale;

- verifica legale di idoneità e congruenza di tutti i testi contrattuali che costituiscono il così detto “security package”.

**Elaborazione di scenari economici e simulazioni di cash flow per il progetto considerando un caso base sufficientemente conservativo ed un certo numero di possibili casi peggiori**

Tali scenari, di tipo integrato, prendono in considerazione i costi di investimento, i costi di costruzione, operazione e manutenzione e i ricavi della vendita di energia elettrica e del calore nel caso base, con lo scopo di confermarlo o di individuarne un altro che sia soddisfacente, per passare poi a considerare casi pessimistici, che siano però plausibili e possibili, in modo da dare un quadro attendibile della effettiva vita economica del progetto e da consentire di quantificare le “contingencies” necessarie per consentire possibili superamenti dei costi preventivati in modo che, in ogni circostanza plausibile, il progetto appaia in condizione di far fronte a possibili situazioni di debito.

**Elaborazione del progetto finanziario, stesura e stipula del contratto**

E' la fase finale ma forse la più importante specie per iniziative di rilevante grandezza che comportano quindi una notevole esposizione verso gli istituti di credito.

All'uopo, accanto alle classiche forme di reperimento del denaro, sono stati sviluppati strumenti finanziari particolarmente efficaci per la realizzazione di impianti di cogenerazione (estesi poi anche ad altre iniziative energetiche e non), quali il “third part financing” e il “project financing” di cui si parlerà più diffusamente nel prossimo capitolo.

## 7. ASPETTI FINANZIARI

Come ogni investimento anche quello sulla di cogenerazione deve consentire un'adeguata remunerazione del capitale impegnato

Tradotto in pratica questo concetto significa che un impianto di cogenerazione deve realizzare periodi di pay-back di 3÷5 anni e indici di profitto (rapporto VAN/investimento) attorno a 2.

Allo stato attuale dell'arte delle tecnologie, delle normative e delle possibilità di intervento, si può affermare che ciò è senza dubbio possibile.

Esistono tuttavia diverse iniziative che, pur presentando interessanti prospettive economiche, vuoi per l'elevata esposizione finanziaria, vuoi per la diffidenza di alcuni utilizzatori verso nuove tecnologie, non vengono realizzate comportando quindi un danno, non solo per il singolo soggetto, ma anche per la collettività.

Per incoraggiare e stimolare la realizzazione di iniziative energetiche valide, come lo è la cogenerazione nella maggior parte dei casi, sono state messe a punto, già da diverso tempo, varie tecniche finanziarie innovative tra cui, quelle più applicabili alla cogenerazione, sono essenzialmente due: il "third part financing" e il "project financing".

Tali tecniche si sono sviluppate inizialmente negli USA a seguito della promulgazione, nel 1978, del famoso PURPA (Public Utilities Regulatory Policies Act), preso successivamente a modello da quasi tutte le normative energetiche europee (fra l'altro il PURPA introdusse l'obbligo di acquisto, da parte dell'utility elettrica, dell'elettricità prodotta da impianti di cogenerazione sulla base del concetto dei costi evitati).

Il PURPA dette un notevolissimo impulso allo sviluppo della cogenerazione e al così detto IPP (Independent Power Production) tanto che fu necessario individuare e sviluppare tecniche di finanziamento adeguate al settore energetico come le due già ricordate.

Data l'importanza che esse rivestono per la cogenerazione conviene esaminare più in dettaglio.

### *Il third part financing*

Con il termine "third part financing" si intende una forma di finanziamento nata, come detto, negli Stati Uniti, ed ora in via di sviluppo anche in Europa, che comprende la fornitura globale di servizi di diagnosi, installazione, gestione, manutenzione e finanziamento di

impianti tecnologici da parte di una società di servizi energetici esterna (Energy Saving Company o “ESCO”), essendo il costo dei servizi stessi ripagato dal valore del risparmio energetico raggiunto dopo l’intervento.

La tecnica si applica a tutte le iniziative di risparmio energetico e quindi, in particolare, anche alla cogenerazione.

I fattori che caratterizzano il finanziamento tramite terzi sono essenzialmente i seguenti:

- un solo fornitore, unico responsabile di fronte all’imprenditore, si occupa della copertura finanziaria, delle diagnosi energetiche, della progettazione, dell’installazione e della manutenzione dell’impianto, anche se sono possibili incarichi di sub-appalto per particolari lavori o esigenze;
- il ritorno del capitale investito dalla società di servizi energetici, comprensivo degli interessi, è proporzionale all’entità dei risparmi di energia ottenuti; in questo modo, il rischio tecnico dell’intervento finanziario è trasferito dal proprietario dell’impianto all’investitore esterno.

Occorre dire, comunque, che a tutt’oggi questa possibilità che si offre sia all’imprenditore sia alla società di servizi energetici è ancora molto poco sfruttata proprio laddove maggiori dovrebbero essere le possibilità di applicazione: aziende, uffici, scuole, ospedali, edifici residenziali.

Tale tecnica di finanziamento trova infatti le migliori opportunità di intervento per limitate esposizioni finanziarie caratteristiche del settore terziario anche se ciò, ovviamente, non preclude la sua applicazione anche ad iniziative del settore industriale.

L’approccio è concettualmente semplice: un’azienda ha un impianto energeticamente inefficiente o ne vuole costruire uno nuovo, ma non può (o non vuole) impegnare denaro per ristrutturarlo o sostituirlo, né possiede le cognizioni tecniche per avviare un programma di risanamento energetico.

A questo punto entra in gioco la società di servizi energetici che esamina l’edificio o il processo, valuta la quantità di energia che potrebbe essere recuperata e attua il necessario investimento, ripagandosi successivamente con tutto o parte del risparmio economico ottenuto per un determinato periodo di tempo.

I vantaggi di questo tipo di approccio sono ovvi per l'imprenditore: l'investimento viene fatto a costo zero e non comporta nessun rischio dal momento che il pagamento viene effettuato tramite una quota dei risparmi futuri.

La società di servizi energetici, d'altro canto, sarà incentivata sia a sfruttare tutte le possibilità offerte dall'impianto da ristrutturare o da realizzare, applicando tutti i mezzi che la moderna tecnologia mette a disposizione per ottenere i risultati prefissati, sia ad approntare un programma di monitoraggio e di manutenzione per controllare e mantenere in efficienza l'impianto sovvenzionato (pena la decadenza delle prestazioni e quindi dei risparmi energetici conseguibili).

Il finanziamento tramite terzi trova il suo limite nella dimensione degli interventi che, se di elevata rilevanza economica, costringono ad una esposizione finanziaria eccessiva le società di servizi energetici.

Nel caso della cogenerazione esso viene convenientemente applicato per realizzazioni di piccola potenza (fino a circa  $1 \div 2$  MWe).

### **Il "project financing"**

Tale tecnica si applica, in genere, quando le dimensioni dell'impianto assumono una notevole rilevanza (oltre  $20 \div 30$  MWe) anche se vi sono esempi di impianti realizzati con tale schema che hanno potenze molto basse (come l'impianto di cogenerazione di Osimo da 5 MWe).

Esso è notevolmente più complesso del "third part financing" e implica l'accordo di diversi soggetti ognuno con dei compiti ben precisi.

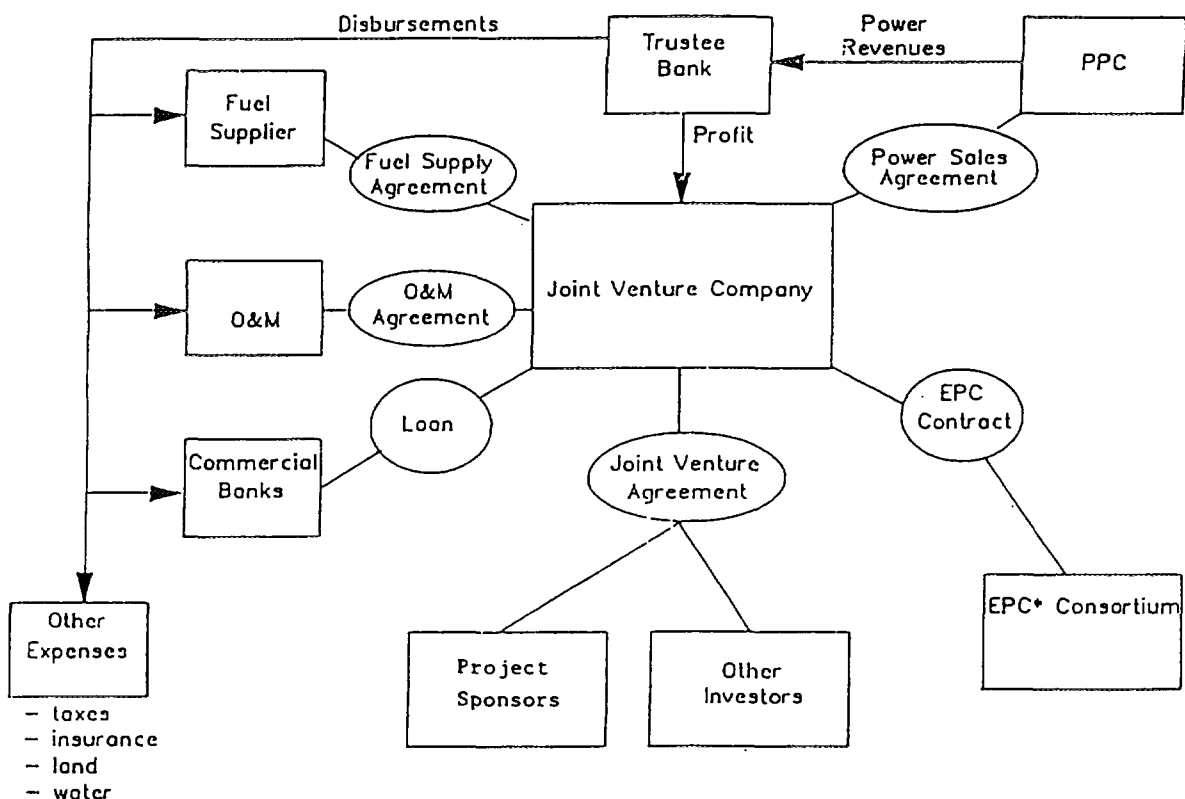
Per la realizzazione di un impianto di cogenerazione o di un'iniziativa energetica innovativa il modello di riferimento tradizionale è quello che vede un ente creditizio finanziare un soggetto o un'impresa che promuove la realizzazione di un progetto.

La banca, in questo caso, si preoccupa di valutare essenzialmente il merito di credito di chi chiede il finanziamento e non valuta nello specifico il progetto, le sue finalità, i costi e i ricavi conseguibili, ma concentra l'attenzione solo sulle garanzie reali offerte dal soggetto da finanziare.

Con il "project financing" si finanzia invece il progetto e la sua capacità di generare un cash-flow più o meno consistente.

In questo caso l'ente che riceve il finanziamento è una società di progetto creata ad hoc da uno o più "sponsors". Essa ha come unica ragion d'essere la realizzazione e la gestione del progetto stesso.

E' facile quindi notare come il "project financing" implichi un mutamento profondo del modo di operare dell'intermediario creditizio: è di vitale interesse di quest'ultimo, infatti, entrare nelle specificità tecniche e finanziarie del progetto, studiarne gli aspetti economici e di redditività e valutarne le implicazioni fiscali.



\*EPC = Engineering, Procurement, Construction

**Fig. 2 - Schema tipico di project financing**

I soggetti tipici di un'operazione di "project financing" sono sostanzialmente i seguenti:

- le società di progetto;
- gli sponsors;
- le banche;
- i soggetti terzi.

Le società di progetto, come già detto, sviluppano e sono proprietarie dell'iniziativa ed affidano a "general contractors" esterni la progettazione, la realizzazione e la gestione dell'opera.

Gli sponsors sono i soggetti che costituiscono la società di progetto e che, quindi, beneficiano, in ultima istanza, degli utili generati dall'iniziativa; essi possono essere enti pubblici e privati ma anche enti creditizi, società mobiliari e così via.

Le banche, per quanto detto sopra, possono avere un duplice ruolo: essere direttamente sponsors di alcuni progetti o semplicemente finanziatori degli stessi.

I soggetti terzi infine sono tutti coloro i quali, siano essi organizzazioni, enti, imprese o singole persone, trarranno beneficio diretto dall'iniziativa e perciò sono disposti a sottoscrivere un accordo che stabilisca le varie condizioni di accesso al prodotto/servizio.

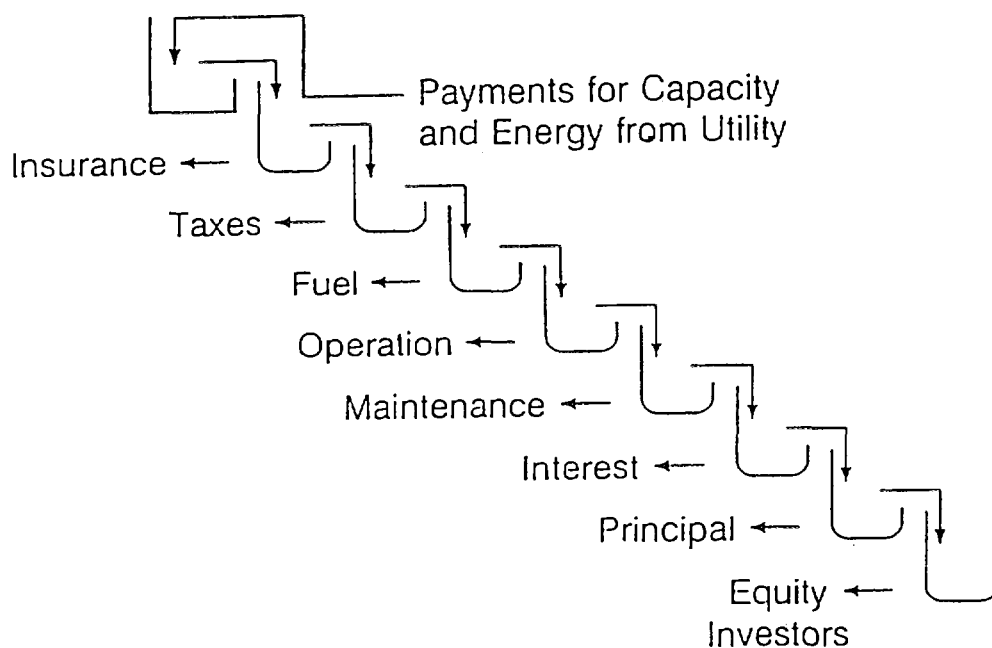
Uno schema di come si può sviluppare un tipico esempio di "project financing" (anche se ovviamente può essere diverso da caso a caso) è riportato in figura 2.

Da notare che, perché uno schema del genere funzioni, occorre che:

- il soggetto definito quale "Engineering, Procurement, and Construction" (EPC), in genere un Consorzio di imprese che realizza l'impianto, deve essere separato dalla "Joint Venture" (costituita dagli sponsors) proprietaria e sviluppatrice dell'iniziativa;
- tutti i pagamenti, provenienti dalla vendita di elettricità e calore, debbono confluire in un conto di deposito gestito da una banca che abbia la funzione di garante ("trustee-bank");
- tale banca deve essere diversa dalla banca o il pool di banche finanziatrici;
- chi finanzia la costruzione paga il Consorzio EPC sulla base di fatture approvate;
- durante la vita operativa dell'iniziativa, la banca garante eroga i fondi ricevuti secondo uno schema di priorità del tipo "over-flow" discendente, secondo quanto illustrato in figura 3;
- tutti i prestiti (di costruzione o permanenti) devono essere del tipo "non recourse" sui beni delle società che hanno sviluppato l'iniziativa; ciò equivale a dire che le banche potranno avere ricorso sul cash-flow generato solo dopo che siano state pagate le tasse, le assicurazioni, il combustibile, la gestione e la manutenzione (ma, naturalmente, esse avranno una ipoteca sui beni della "Joint Venture").

In Italia, nonostante diverse notevoli realizzazioni (impianti di teleriscaldamento di Genova-Sampierdarena, Osimo, ecc.), il “project financing” non è molto applicato soprattutto per la mentalità ancora troppo conservativa e prudentiale degli istituti di credito.

Si stanno tuttavia verificando le condizioni per un maggior sviluppo di questa tecnica finanziaria grazie anche alla recente ridefinizione del quadro legislativo, normativo e tariffario che ha dato maggiore chiarezza e soprattutto certezze per gli investitori (vedi capitolo 10).

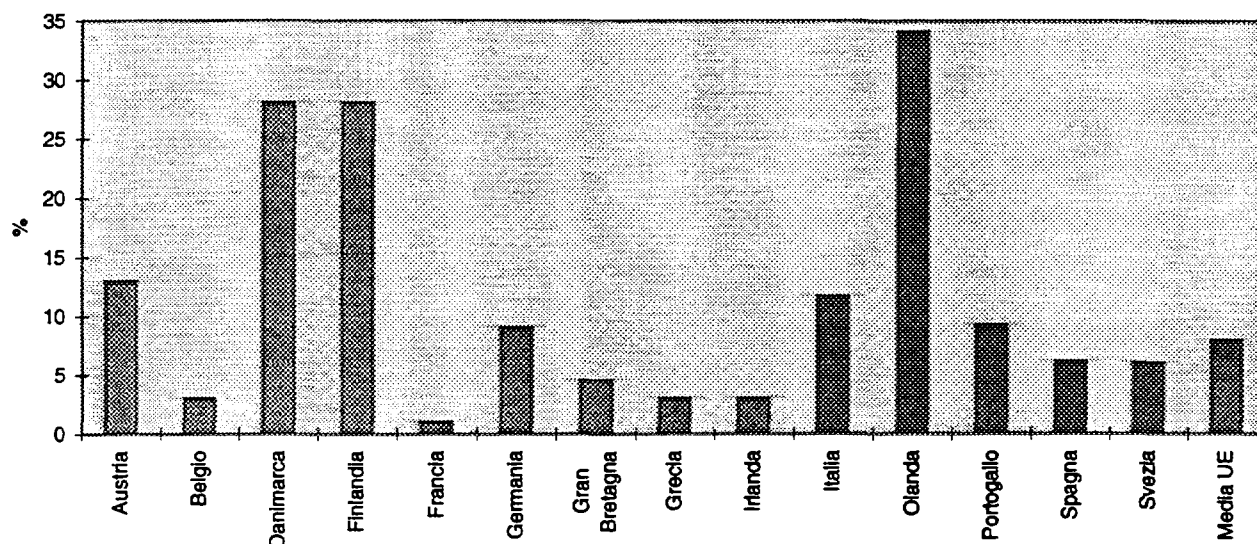


**Fig. 3 - Priorità di erogazione dei fondi in un'operazione di project financing**



## 8. LA SITUAZIONE IN EUROPA

La situazione della cogenerazione in Europa è riportata nella figura 4 che mostra la percentuale di elettricità prodotta in cogenerazione sul totale dell'energia generata dai vari stati aderenti alla UE al 31/12/95.



**Fig. 4 - Percentuale di energia elettrica prodotta in cogenerazione dai paesi della UE al 31/12/95**  
(fonte Transpower Limited)

Come si vede, nonostante paesi come Olanda, Danimarca e Finlandia dove si raggiungono elevate percentuali di energia prodotta in cogenerazione, la media europea di tale parametro è ancora abbastanza bassa attestandosi attorno a circa l'8%.

I problemi principali che hanno e continuano ad ostacolare una maggiore diffusione della cogenerazione in Europa sono essenzialmente i seguenti:

- mancanza di una efficace politica energetica comune;
- sovrapproduzione di energia elettrica in alcuni paesi;
- scelte alquanto differenti sugli approvvigionamenti delle fonti energetiche (ad esempio il nucleare, od il carbone);

- esistenza, nei vari stati membri, di condizioni molto diverse sulla struttura del sistema energetico (presenza di monopoli, destrutturazione e liberalizzazione totale o coesistenza delle due situazioni).

Si stanno, tuttavia, presentando le condizioni favorevoli per un notevole sviluppo della cogenerazione in Europa.

Infatti, la politica energetica europea sta andando sempre più nella direzione di una maggiore integrazione ed uniformità delle politiche energetiche dei vari stati, inoltre, viene dato un peso sempre crescente alle tecnologie che utilizzano l'energia in modo razionale e consentono di ridurre le emissioni inquinanti.

Nel dicembre 1994 infatti i vari stati membri della UE hanno siglato a Lisbona il "European Energy Charter Treaty" ed il relativo "Energy Efficiency Protocol" che sancisce la necessità di una maggiore cooperazione tra paesi dell'Est e dell'Ovest nel campo dell'efficienza energetica. L'incremento del rendimento dei sistemi di generazione dell'energia attraverso la cogenerazione è espressamente citato in detto Protocollo.

Ma, soprattutto, saranno l'apertura ed integrazione del mercato unico dell'energia (gas ed elettricità) ed una maggiore uniformità nella politica energetica a dare alla cogenerazione ottime possibilità di sviluppo in Europa.

A tal scopo è stata di fondamentale impulso l'adozione da parte degli stati membri (avvenuta nel dicembre 1995) della così detta Carta Bianca: "An Energy Policy for the European Union" che fissa tre fondamentali linee alle quali deve rispondere una comune politica energetica:

- competitività industriale (ottenibile soprattutto attraverso la formazione dell'IEM - Internal Energy Market - che prevede la disaggregazione delle fasi di produzione, trasmissione e distribuzione per creare eque basi di competitività tra le varie utilities);
- sicurezza della fornitura (su questo punto, tra i vari paesi della UE, non vi è ancora pieno consenso sul modello da adottare per la distribuzione dell'energia: alcuni paesi, come la Francia preferiscono, per ragioni di affidabilità e gestione dei carichi, il modello "Single Buyer" che prevede l'accesso alla rete di una sola utility distributrice che compra l'energia da una o più utilities produttrici, altri invece in modello "Third Part Access"

che consente l'accesso alle reti di distribuzione da parte dei vari produttori indipendenti e/o fornitori di energia previo pagamento di tariffe o pedaggi;

- protezione dell'ambiente (a tal proposito si ricorda, fra l'altro, che la UE ha l'obiettivo di ridurre, a livello globale di stati membri, le emissioni di CO<sub>2</sub> ai valori del 1990 entro il 2000).

La cogenerazione soddisfa, in modo egregio, ad almeno due (sulla sicurezza della fornitura vi sono considerazioni molto discordanti come si è già avuto modo di sottolineare nel capitolo 2 a proposito della decentralizzazione) delle suddette linee ed è quindi da prevedere un notevole sviluppo di tale tecnica in ambito europeo in un prossimo futuro.

Alcune stime (Cogen Europe) fissano attorno al 20% la quota di elettricità prodotta in cogenerazione per il 2000, se tutto andrà nella direzione giusta.

Un'analisi dettagliata, effettuata per mettere in evidenza le potenzialità dei vari paesi, ha infatti mostrato che:

- Olanda e Danimarca potrebbero raggiungere ben il 50% dell'energia prodotta in cogenerazione grazie alla presenza di gas, distribuito capillarmente e a costo contenuto, un mercato aperto e non caratterizzato da situazioni di monopolio e l'incremento dei già vasti e collaudati sistemi di teleriscaldamento.
- La Germania, nonostante sia il paese più industrializzato d'Europa, non potrà godere di un grosso sviluppo della cogenerazione a causa principalmente delle differenti politiche energetiche regionali e dell'esistenza di impegnativi programmi a lungo termine sull'utilizzo del carbone in grosse centrali per la produzione di energia elettrica di base.
- L'Italia è considerata un paese molto interessante sia perché caratterizzato da un forte tessuto industriale sia perché densamente popolato. Inoltre, è un paese deficitario di energia. Ostacoli allo sviluppo della cogenerazione possono essere l'incertezza sul modo in cui verrà privatizzato l'ENEL ed il suo futuro ruolo nonché l'alto costo del denaro e la scarsa diffusione di tecniche di finanziamento innovative. E' inoltre previsto uno sviluppo moderato del teleriscaldamento.
- L'Inghilterra, malgrado abbia uno dei mercati dell'energia tra i più liberi in Europa, non potrà incrementare significativamente la propria quota di elettricità da cogenerazione

senza un organico ed efficace quadro giuridico-amministrativo, attualmente in via di definizione.

- Spagna e Portogallo sono due paesi con buone possibilità grazie all'elevato tasso di crescita industriale e al previsto sviluppo delle reti del gas.
- La Francia, che basa la sua produzione di elettricità sul nucleare e che presenta una notevole sovrapproduzione di elettricità, non potrà sicuramente godere di un buon sviluppo della cogenerazione malgrado la presenza di caratteristiche favorevoli quali l'elevato grado di industrializzazione e la possibilità di realizzare vantaggiosamente grandi sistemi di teleriscaldamento.

## 9. LA SITUAZIONE IN ITALIA

Spesso vengono confusi i termini “autoproduzione” (generazione di energia elettrica da parte di un’industria o altro ente per i propri autoconsumi) che è una pratica guidata da motivi strategici/economici e che può comportare o meno vantaggi energetici, e “cogenerazione” (la generazione e l’utilizzo simultaneo di energia elettrica e calore) che, come si è già avuto modo di sottolineare, comporta per definizione un risparmio energetico per il singolo e per la comunità.

La confusione ha una giustificazione “storica”, legata alle origini dell’autoproduzione industriale, nata e sviluppatasi nel nostro paese soprattutto nelle industrie grandi consumatrici di energia termica, quali l’industria chimica, petrolchimica, cartaria e tessile.

Proprio da questa forte domanda di calore e dalla constatazione che era possibile produrlo in modo gratuito utilizzando le stesse tecnologie nacque, a cavallo tra la I e la II guerra mondiale, la cogenerazione nel settore industriale.

Si trattava, ovviamente, di impianti a vapore con turbine a contropressione e/o spillamento che, pur non presentando elevati rendimenti elettrici, consentivano comunque un migliore sfruttamento del combustibile.

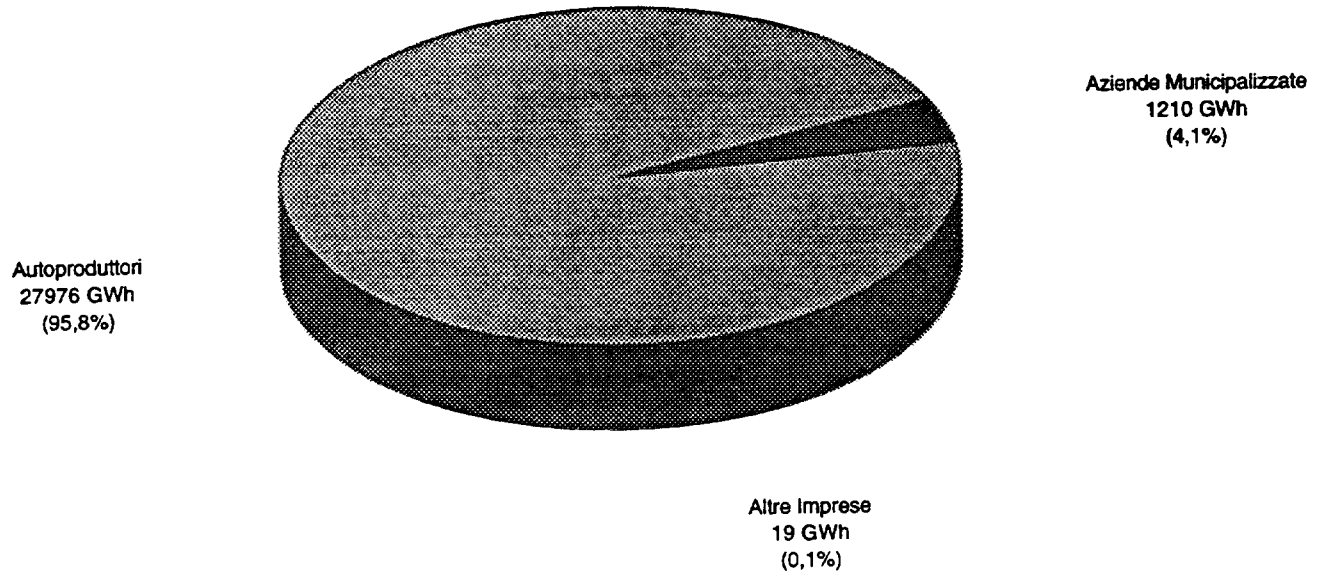
Successivamente (metà anni 60), la cogenerazione si estese dal settore industriale a quello civile con la realizzazione di impianti di teleriscaldamento e si cominciarono ad utilizzare nuove macchine termiche come i motori a combustione interna e, più recentemente, le turbine a gas.

Oggi nel nostro paese la cogenerazione è una pratica abbastanza nota e diffusa tanto che l’Italia è attestata al 5° posto tra i paesi della UE per produzione di energia elettrica da cogenerazione dopo Olanda, Danimarca, Finlandia e Austria (vedi figura 4 a capitolo precedente).

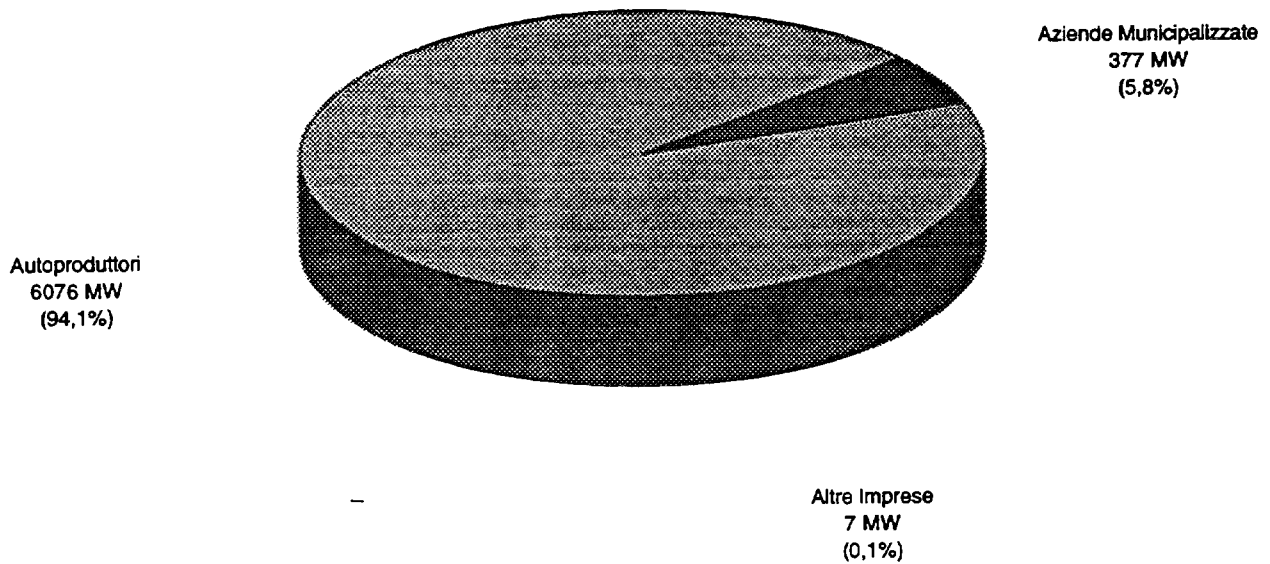
La situazione nazionale della cogenerazione è ben rappresentata dalle figure 5 e 6 relative rispettivamente alla ripartizione dell’energia elettrica lorda prodotta (29.205 GWh in totale) e della potenza installata (6.460 GW in totale) degli impianti di cogenerazione (dati ENEL al 31/12/95).

E’ notevolissimo il peso esercitato sulla cogenerazione dagli autoproduttori (o produttori indipendenti) e la poca estensione dei sistemi di teleriscaldamento che si riflette nella scarsa incidenza delle aziende municipalizzate.

Si nota inoltre come, in termini globali, la cogenerazione “pesa” per circa il 12% sull’energia elettrica prodotta da tutto il comparto di generazione (241.480 GWh) e per circa il 9,5% sulla potenza totale installata (68.248 MW).



**Fig. 5 - Energia elettrica lorda prodotta in cogenerazione al 31/12/95**  
(totale 29.205 GWh, fonte ENEL)

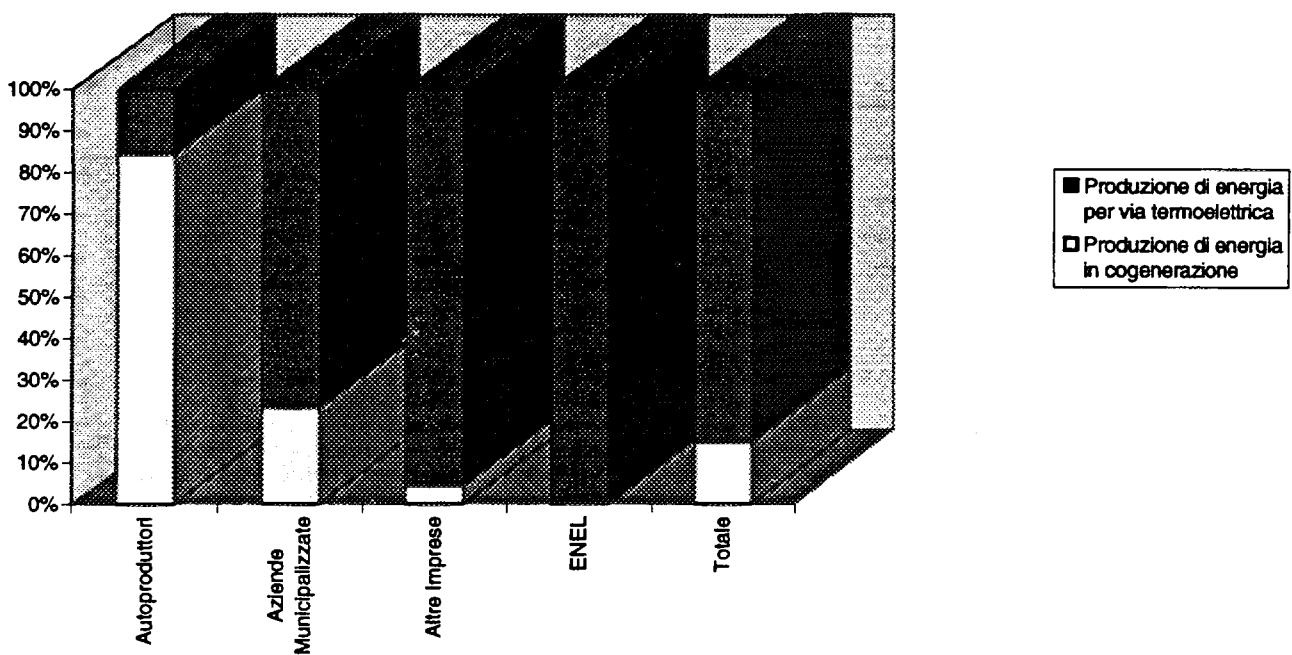


**Fig. 6 - Potenza installata degli impianti di cogenerazione al 31/12/95**  
(totale 6.460 MW, fonte ENEL)

Tuttavia l'importanza della cogenerazione è ben più consistente se si rapportano le produzioni di energia e le potenze installate degli impianti cogenerativi con le rispettive grandezze relative al solo comparto termoelettrico (195.754 GWh e 47.656 MW al 31/12/95), confronto più esatto in quanto la cogenerazione implica necessariamente l'utilizzo di impianti termoelettrici.

In tal caso si ottiene infatti una percentuale del 14,9% sull'energia elettrica e del 13,5% sulla potenza installata.

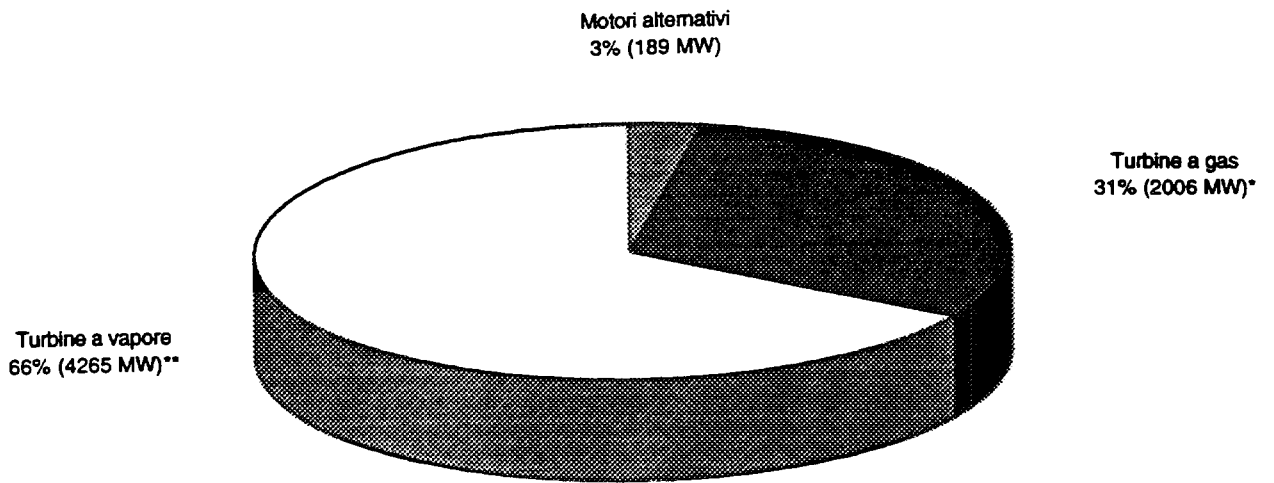
Il raffronto dell'energia elettrica cogenerata rispetto alla totale produzione termoelettrica, per i vari produttori è illustrato dalla figura 7.



**Fig. 7 - Confronto tra l'elettricità cogenerata e quella prodotta per via termoelettrica tradizionale al 31/12/95 (fonte ENEL)**

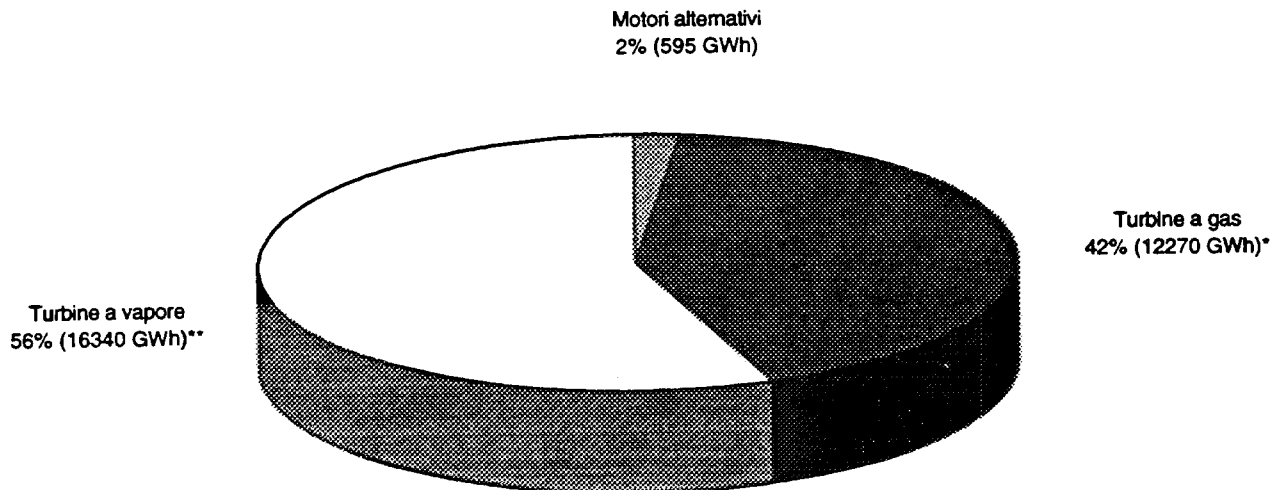
Si vede come per gli autoproduttori l'energia elettrica cogenerata è l'84% della loro totale produzione per via termoelettrica mentre per le aziende municipalizzate essa rappresenta poco più del 23% e solo il 4,4% per le altre imprese.

Per quanto riguarda le tecnologie utilizzate in ambito nazionale, la figura 8 riporta la suddivisione della potenza installata degli impianti cogenerativi in funzione delle tipologie di impianto.



Note: \* 479 MW in ciclo semplice e 1527 MW in ciclo combinato; \*\* 2115 MW a controcompressione e 2150 MW a spillamento

**Fig. 8 - Potenza installata in cogenerazione al 31/12/95 in funzione delle tecnologie utilizzate**  
(totale 6.460 MW, fonte ENEL)



Note: \* 2168 GWh a ciclo semplice e 10102 GWh a ciclo combinato; \*\* 6457 GWh a controcompressione e 9883 GWh a spillamento

**Fig. 9 - Energia elettrica cogenerata per tecnologie al 31/12/95**  
(totale 29.205 GWh, fonte ENEL)



Come si vede, nonostante oggi la maggior parte dei nuovi impianti di cogenerazione siano realizzati con turbine a gas o motori alternativi per le piccole taglie, l'incidenza delle turbine a vapore è notevole (66%), risultando ancora preponderanti le prime realizzazioni effettuate, come già detto, esclusivamente con impianti a vapore.

La situazione risulta invece migliore se si considera l'energia elettrica prodotta, come si evince dall'esame della figura 9, che mette a confronto le produzioni delle tre tipologie tecnologiche.

Ciò sta a significare un migliore indice di utilizzo degli impianti con turbina a gas dovuto ai maggiori valori di affidabilità e di disponibilità riscontrati nell'esercizio con tale macchina.

## **10. IL QUADRO DI RIFERIMENTO LEGISLATIVO E NORMATIVO NAZIONALE**

La diffusione in Italia degli impianti di cogenerazione ha incontrato in passato una notevole difficoltà a causa di ostacoli dovuti soprattutto a motivi economico-normativi.

Nonostante un notevole interesse degli operatori ad investire nel settore della produzione di energia elettrica tramite tecnologie industrialmente mature ed economicamente convenienti come la cogenerazione, la decisione di varare impegnativi progetti di investimento è stata condizionata per lungo tempo dalla presenza di un quadro di riferimento normativo ed economico poco chiaro e con insufficienti garanzie di stabilità a medio/lungo termine.

La situazione è radicalmente cambiata da qualche anno a seguito dei nuovi orientamenti di politica energetica del governo.

Infatti le norme legislative promulgate in attuazione delle direttive del PEN (Leggi n° 9 e n° 10 del 9 gennaio 1991, provvedimento CIP n° 6 sui prezzi di cessione dell'energia elettrica all'ENEL del 29 aprile 1992) sono intervenute a sostegno della cogenerazione in termini tariffari e finanziari e hanno consentito, senza dubbio, una sua maggiore penetrazione nel settore energetico nazionale.

E' utile ricordare come si sono sviluppate e i punti fondamentali di tali norme legislative.

### **La situazione del passato**

La legge istitutiva del 1962 assegnava all'ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) il compito della produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in tutto il territorio nazionale. Erano però esonerati dal trasferimento all'ENEL gli impianti di produzione di:

- aziende municipalizzate;
- autoproduttori industriali in grado di consumare direttamente almeno il 70% dell'energia elettrica prodotta;
- piccoli distributori con produzione annua inferiore a 15 milioni di kWh.

Il MICA (Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato) poteva inoltre autorizzare la costruzione di nuovi impianti da parte di soggetti diversi dall'ENEL purché

tali impianti facessero fronte a nuovi fabbisogni per i processi produttivi del richiedente e fossero compatibili con le previsioni di sviluppo e i programmi dell'ENEL.

All'ENEL l'ordinamento conferiva il potere di coordinare le attività elettriche degli altri soggetti, ai fini di una razionale utilizzazione delle risorse del paese.

La legge n° 308 del 1982, pur non facendo venire meno il potere di coordinamento attribuito all'ENEL, ebbe il merito di liberalizzare parzialmente la produzione di energia elettrica, a mezzo di impianti di cogenerazione o utilizzando fonti rinnovabili con potenza non superiore a 3.000 kW, disponendo che, chi intendeva realizzare queste iniziative doveva solo darne preventiva comunicazione al MICA, all'ENEL e all'UTIF (Ufficio Tecnico Imposte di Fabbricazione) competente. In questi casi non era quindi più richiesta l'autorizzazione specifica del MICA.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti citati poteva essere destinata ai consumi propri del produttore (o a quelli di imprese proprie consociate), anche se non connessi a processi produttivi, con il solo divieto di erogare energia a terzi, salvo i casi dei soggetti già abilitati alla distribuzione di energia elettrica. L'energia elettrica prodotta in eccedenza rispetto ai propri fabbisogni doveva infatti essere necessariamente venduta all'ENEL.

### La situazione attuale

Il 9 gennaio 1991 sono state approvate due leggi (n° 9 e n° 10), ad attuazione del Piano Energetico Nazionale del 1988, che contengono radicali innovazioni per la liberalizzazione della produzione di energia elettrica e che prevedono rilevanti incentivazioni per l'uso razionale dell'energia mentre, con l'emanazione del Provvedimento CIP n. 6/92 del 29 aprile 1992, sono state fissate le regole e i prezzi per l'energia ceduta all'ENEL.

Le principali innovazioni introdotte dalle legge n° 9, con particolare riferimento alla liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate (inclusa la cogenerazione), sono contenute negli articoli 22, 23 e 34 che vengono sotto riportati e discussi brevemente.

*Art. 22: Regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili ed assimilate.*

I punti fondamentali di tale articolo sono i seguenti:

- La produzione è consentita anche oltre il limite di 3.000 kW previsto dalla Legge 308/82, previa comunicazione al MICA, all'UTIF e all'ENEL.
- La cessione dell'energia all'ENEL, o alle imprese elettriche minori, lo scambio, il vettoriamento e la produzione per conto sono regolati da convenzioni tipo approvate dal MICA e da stipulare con l'ENEL, e che tengono conto del coordinamento tra i programmi realizzativi nel settore elettrico.
- Il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) definisce prezzi incentivanti e stabilisce anche le condizioni tecniche per l'assimilabilità”.

*Art. 23: Circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili ed assimilate.*

Il punto fondamentale di tale articolo è il seguente:

- E' consentita la libera circolazione dell'energia elettrica all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree ed i nuclei di sviluppo industriale nel Mezzogiorno, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione e previa autorizzazione del MICA.

La legge n° 10 ha invece stabilito un complesso di incentivi economici a favore, fra l'altro, delle iniziative riguardanti gli studi di fattibilità, i progetti esecutivi e le realizzazioni di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate tra cui la cogenerazione.

Infine, con l'emanazione del Provvedimento CIP n° 6/92, la pubblicazione del Decreto MICA relativo alla “convenzione quadro” tra ENEL e imprese di enti locali e la pubblicazione del Decreto MICA relativo alle “convenzioni tipo” riguardanti gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate, è stato organicamente definito un complesso quadro normativo regolante i rapporti e le interazioni tra produttori terzi, aziende elettriche di enti locali e sistema elettrico nazionale per la cessione, lo scambio e il vettoriamento dell'energia elettrica.

Il Provvedimento CIP n° 6/92 stabilisce, fra l'altro, i nuovi prezzi per la cessione di energia elettrica, differenziandoli in funzione della fonte primaria utilizzata per la produzione.

### L'assimilabilità a fonte rinnovabile

Come prescritto dalla legge n° 9/91, il Provvedimento CIP n° 6/92 ridefinisce anche le condizioni tecniche per l'assimilabilità alle fonti rinnovabili degli impianti di produzione di energia tra cui, quindi, anche gli impianti di cogenerazione.

Il nuovo criterio di assimilabilità si basa sulla definizione di un indice energetico, determinato non più sulle potenze (elettrica, termica e di combustibile immesso), come previsto dal precedente Provvedimento in materia (CIP n° 34/90), ma sulle energie annue, e precisamente sulla base dell'energia elettrica ( $E_e$ ) e termica ( $E_t$ ) utile prodotta annualmente e dell'energia introdotta tramite combustibili fossili ( $E_c$ ).

La formula che stabilisce l'assimilabilità prescrive che l'indice energetico ( $I_{en}$ ) debba soddisfare alla seguente disequazione:

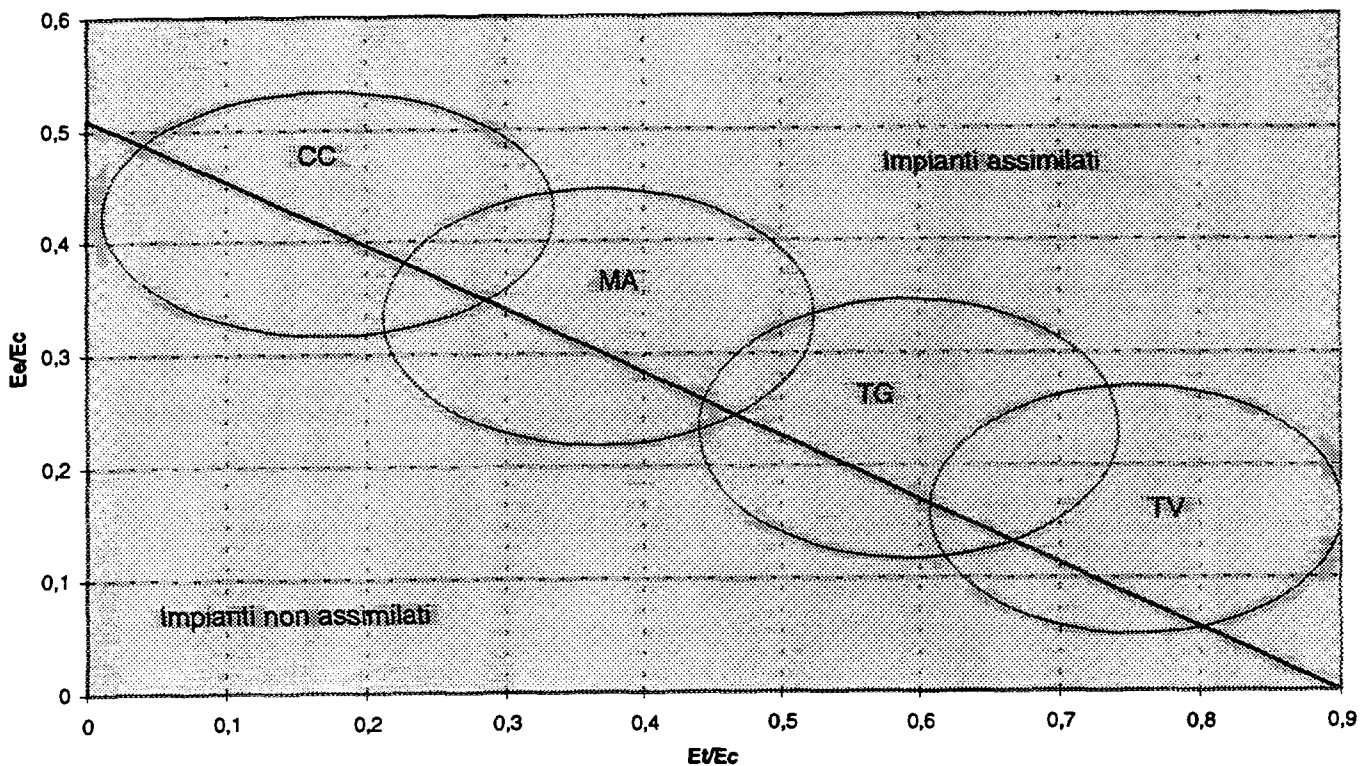
$$I_{en} = \frac{1}{0,9} \frac{E_t}{E_c} + \frac{1}{0,51} \frac{E_e}{E_t} - 0,49 \geq 0,51 \quad (a)$$

Graficamente, in un piano di coordinate  $E_t/E_c$  e  $E_e/E_c$ , la disequazione (a) è rappresentata da una retta che taglia gli assi nei punti  $E_t/E_c = 0,9$  e  $E_e/E_c = 0,51$  (vedi figura 10).

Gli impianti che sono posizionati sulla o al di sopra della retta soddisfano la disequazione (a) cioè hanno uno  $I_{en}$  pari o superiore a 0,51 mentre quelli posizionati al di sotto non la soddisfano ( $I_{en}$  inferiore a 0,51).

In figura 10 sono anche mostrati i campi dove mediamente si possono collocare le varie tecnologie e/o tipologie impiantistiche applicabili alla cogenerazione.

Tra gli scopi della nuova formula c'è quello di dare maggior peso all'energia elettrica rispetto al calore, secondo un criterio conforme ai principi della termodinamica. A tal proposito sono state previste due soglie per lo  $I_{en}$ : quella minima di 0,51 e quella di eccellenza, pari a 0,6.



**Fig. 10 - Rappresentazione grafica della disequazione cui deve soddisfare la cogenerazione per essere assimilata a fonte rinnovabile e campi di pertinenza (indicativi) delle rispettive tecnologie (CC=cicli combinati, MA=motori alternativi, TG=turbine a gas, TV=turbine a vapore)**

Con riferimento alla produzione, la nuova normativa distingue gli impianti in due tipi:

- quelli di tipo A “che mettono a disposizione l’intera potenza o una quota di potenza prefissata”;
- quelli di tipo B “che cedono le eccedenze di produzione”.

I prezzi che il Provvedimento ha stabilito sono costituiti da una componente relativa al costo evitato e da un’altra componente che rappresenta l’incentivazione prevista e che è erogata esclusivamente per la nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate. La componente relativa al costo evitato, è composta da costi di capitale, esercizio, manutenzione, spese generali e combustibile, determinati con riferimento agli impianti che l’ENEL avrebbe dovuto realizzare in alternativa a quelli del produttore (viene preso come

riferimento un impianto a ciclo combinato da 345 MWe netti alimentato a gas e funzionante 6.000 ore/anno).

La componente relativa agli incentivi è invece correlata al costo medio delle diverse tipologie di impianto realizzate dal produttore ed è riferita ai maggiori oneri sostenuti rispetto a quelli presi a riferimento per la determinazione dei costi evitati.

Inoltre è da notare che:

- per gli impianti che cedono le eccedenze della produzione rispetto ai fabbisogni del produttore, il costo di impianto viene riconosciuto per il 20% nel prezzo base e per il restante 80% in funzione della regolarità di cessione;
- la componente relativa agli incentivi, corrisposta grazie a un fondo istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico che è alimentato da un sovrapprezzo a carico della generalità degli utenti elettrici, viene riconosciuta per solo per i primi otto anni di esercizio dell'impianto.

Nonostante il Provvedimento CIP 6/92 costituisca senza dubbio un moderno ed efficace strumento normativo di cui era avvertita la necessità da parte di molti operatori in campo energetico e che ha avuto il merito di porre chiarezza al precedente poco chiaro quadro di riferimento, sono da muovere ad esso alcune critiche ed in particolare:

- la componente del prezzo di cessione relativa al costo evitato è riferita ad un ipotetico impianto futuro (ciclo combinato) che non verrà mai costruito e non al mix tecnologico dell'attuale parco di generazione ENEL che, quindi, presenta costi fissi e variabili ben superiori a quelli dell'impianto di riferimento;
- il prezzo di cessione riconosciuto nelle ore "vuote" è troppo basso, può allungare oltre il limite della convenienza i tempi di pay-back di molte iniziative valide, o indurre l'esercente dell'impianto ad effettuare delle fermate notturne anche qualora vi sia la convenienza energetica ad un esercizio continuato.

Nella nuova regolamentazione riguardante la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate, la novità di maggior spicco riguarda la cessione di energia elettrica

destinata all'ENEL (cioè quella definita come cessione di tipo A dal Provvedimento CIP 6/92).

Il produttore indipendente in passato era sempre stato essenzialmente un autoconsumatore e, quindi generava la quantità di elettricità che era strettamente necessaria ai propri fabbisogni. I casi di "produzione per conto ENEL", erano molto limitati e si realizzavano su richiesta dell'ENEL per far fronte a situazioni di emergenza, prescindendo dalla qualità della produzione e, in particolare, dal rendimento.

Ora invece, un impianto che mette a disposizione, totalmente o parzialmente, la potenza generata, si inserisce nel parco di generazione nazionale.

A causa di ciò si comprende facilmente come non tutti gli impianti possano essere effettivamente autorizzati a produrre energia elettrica. Infatti, a seguito di comunicazione all'ENEL, viene preparata una graduatoria (prevista dal D.M. del 25.09.92) che l'ENEL stesso deve poi presentare al MICA per l'approvazione con cadenza semestrale.

Agli effetti della graduatoria le iniziative di costruzione di nuovi impianti vengono classificate in ordine di priorità decrescente nelle categorie A, B, C e D che comprendono:

- **Categoria A:** Impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette; impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino 10.000 kW.
- **Categoria B:** Impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamento in emergenza.
- **Categoria C:** Impianti maggiori di 10.000 kW, che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, sia per ragioni tecniche che economiche, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabile all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui; impianti che utilizzano fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati.
- **Categoria D:** Altri impianti, con potenza elettrica maggiore di 10.000 kW, ordinati in funzione dell'indice energetico, di cui al provvedimento CIP n° 6/92.

L'accettazione dell'iniziativa è subordinata poi alle verifiche di ammissibilità (agli effetti della normativa vigente), di compatibilità con il parco di generazione e con la rete elettrica



nazionale (mediante idonee simulazioni) e di congruità con i programmi di sviluppo degli impianti di produzione e trasmissione.

Il mercato nazionale ha risposto in maniera positiva ai provvedimenti normativi ed economici prima ricordati e comunque al di là di ogni più ottimistica previsione (anche se occorre dire che fase di recessione degli anni '80 aveva depresso per lungo tempo gli investimenti).

Ciò si può constatare facilmente dall'esame della tabella B che riporta le iniziative sottoposte ed approvate dal MICA, quelle ammesse alla stipula della convenzione con ENEL e quelle ancora in attesa di detta stipula.

Si nota come nel periodo '92-'95, non considerando i 2.466 MW di Accordo Quadro (derivanti da impegni già presi dall'ENEL prima della Legge 9/91 con i grossi autoproduttori quali Edison, Sondel, Ilva e Fiat) si è avuta un'offerta complessiva all'ENEL di circa 12.600 MW dei quali l'ente elettrico ne può ritirare, in base alla propria programmazione, solo circa il 40% (4.845 MW).

**TAB. B - Impianti di produzione di elettricità di terzi per cessione all'ENEL (fonte MICA)**

CATEGORIA IMPIANTI	N°	MW AMMESSI DAL MICA AL 6/95	MW AMMESSI ALLA STIPULA CON ENEL	MW IN ATTESA DI STIPULA
Accordi Quadro	25	2.466	2.466	0
A	460	2.884	1.698	1.186
B	8	2.915	1.550	1.365
C	15	1.163	471	692
D	53	5.634	1.126	4.508
<b>Totale</b>	<b>561</b>	<b>15.062</b>	<b>7.311</b>	<b>7.751</b>

Le iniziative riguardanti la cogenerazione sono contenute nella categoria A (fonti rinnovabili e cogenerazione fino a 10 MW) che ha la precedenza assoluta rispetto alle altre categorie e nella categoria D (impianti maggiori di 10 MW ordinati in funzione dello Ien).

Mentre nella prima categoria la cogenerazione ha un peso limitato a circa il 30% in termini di potenza installata, in quanto sono preponderanti gli impianti con fonti rinnovabili vere e proprie, nella categoria D si trovano essenzialmente (circa il 90%) impianti di cogenerazione.

Si può quindi concludere che complessivamente l'effetto delle Leggi n° 9 e 10 del '91 ed il Provvedimento CIP 6/92 ha causato un offerta di energia in cogenerazione di quasi 6.000 MW di cui approvati (e quindi in esercizio o in costruzione) circa 1.500 MW.

## **11. LA COGENERAZIONE CON TURBINA A GAS.**

A livello mondiale negli ultimi anni si è assistito ad un notevolissimo incremento delle installazioni di turbine a gas per uso industriale e cioè sia per l'azionamento di macchine operatrici (pompe, compressori) che per la generazione di energia elettrica di punta e di base, sia infine per l'impiego in cicli cogenerativi (semplici o combinati).

Questo successo, che sembra essere destinato a durare nel tempo e anzi a rafforzarsi grazie all'introduzione di macchine sempre più efficienti ed affidabili, è dovuto essenzialmente alle molteplici caratteristiche positive della turbina a gas tra cui:

- il notevole sviluppo tecnologico che ha permesso ai rendimenti di evolvere dallo 0,25÷0,27 degli anni '60 e '70 fino allo 0,42 delle moderne macchine;
- il conseguente aumento significativo dei rendimenti dei cicli combinati che dallo 0,38÷0,40 hanno raggiunto lo 0,50÷0,55 (valori notevolmente superiore ai rendimenti delle centrali convenzionali a vapore);
- la grande versatilità che si ha nell'impostazione dello schema di impianto e la flessibilità di esercizio, soprattutto per le centrali di cogenerazione, il cui indice di utilizzazione del combustibile è generalmente compreso fra 0,7 e 0,9;
- la possibilità (specie per le macchine di tipo industriale) di utilizzare una vasta gamma di combustibili liquidi e gassosi;
- le emissioni relativamente basse degli inquinanti presenti nei gas di scarico e la facilità del loro controllo e/o contenimento;
- il ridotto impatto ambientale derivante dalla limitatezza delle dimensioni degli impianti (sia in pianta che in elevazione) rispetto alle usuali centrali termoelettriche;
- i tempi di fornitura e i costi (fissi e variabili) che sono molto inferiori a quelli degli impianti convenzionali a vapore;
- i grossi progressi conseguiti in termini di affidabilità e disponibilità, che si sono dimostrate superiori a quelle delle centrali convenzionali.

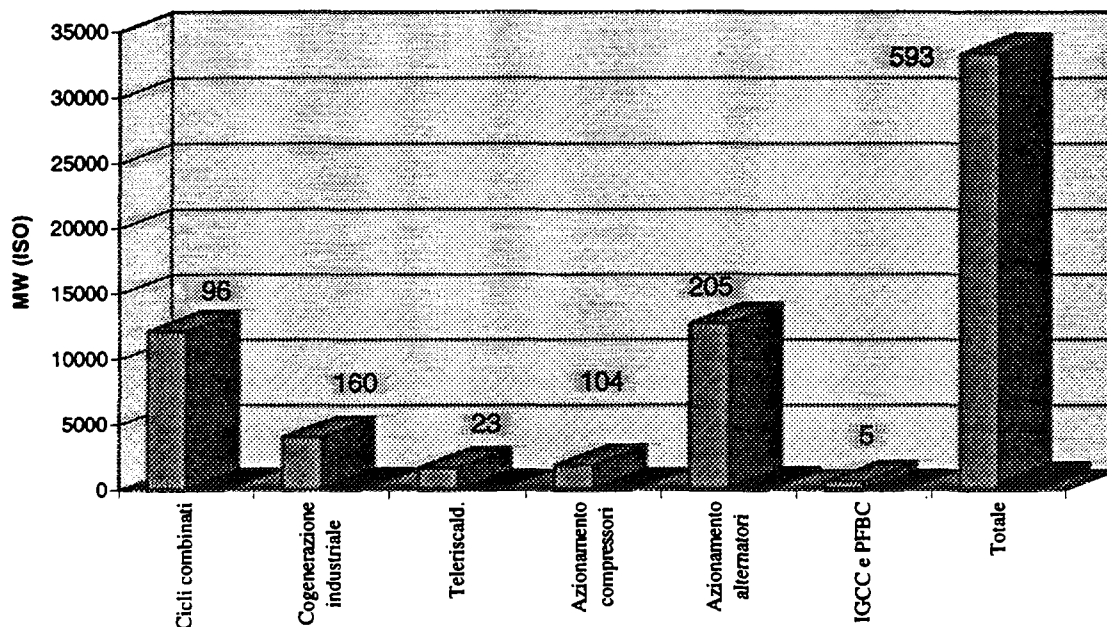
Accanto a questi motivi fondamentali che hanno permesso il rilancio della turbina a gas, deve essere evidenziato, quale ulteriore elemento a favore della sua diffusione, il massiccio

ricorso al gas naturale cui si è assistito negli ultimi tempi specie nei paesi più industrializzati grazie allo sviluppo della rete dei metanodotti.

### Il mercato mondiale

Il mercato mondiale delle turbine a gas ha raggiunto nel 1994 la ragguardevole cifra di 33.325 MW (con un incremento di circa il 12% rispetto all'anno precedente).

In totale (vedi figura 11) sono state vendute 593 macchine di cui oltre il 30% (183 unità) inserite i cicli cogenerativi (cogenerazione industriale e teleriscaldamento).



**Fig. 11 - Suddivisione per applicazione delle turbine a gas vendute nel mondo al 31/12/94  
(totale 593 unità per 33.325 MW, stime U.D.I.)**

Le aree geografiche in cui si sono maggiormente concentrate le vendite sono l'Asia (circa 13.700 MW), l'Europa (8.200 MW) ed il medio Oriente (quasi 5.000 MW).

L'incidenza delle turbine di derivazione aeronautica (ovviamente solo sulle taglie fino a 50 MW) risulta in notevole crescita, avendo raggiunto una percentuale pari a circa il 35%.

Si prevede che l'attuale trend positivo delle vendite si mantenga almeno per almeno altri 10 anni.

Recenti analisi di mercato (General Electric) indicano infatti, per il periodo 1995-2004, vendite per un totale di 5921 unità, (valore stimato circa 50 GUSD), così suddivise per classi di potenza:

- fino a 3 MW 27,5%
- da 4 a 10 MW 22,7%
- da 11 a 20 MW 3,8%
- da 21 a 50 MW 15,7%
- da 51 a 125 MW 15,8%
- oltre 126 MW 14,5%

Si nota come oltre il 50% delle vendite è relativo a macchine di piccola taglia (fino a 10 MW) che spesso sono inserite in cicli cogenerativi mentre il 30% circa riguarda turbine a gas di taglia elevata (oltre 50 MW) usualmente impiegate in cicli combinati per la produzione di energia di base.

In termini globali si stima inoltre che, sempre nel periodo 1995-2004, la potenza installata degli impianti di generazione energia subisca un incremento di circa 660 GW sul quale gli impianti con turbina a gas dovrebbero incidere per oltre il 40%. Di questi, circa il 20% è ritenuto essere relativo ad applicazioni di cogenerazione.

Si può quindi concludere che, nei prossimi 10 anni, il mercato delle turbogas per impianti cogenerativi dovrebbe aggirarsi attorno ai 50 GW (7,5% del totale incremento previsto).

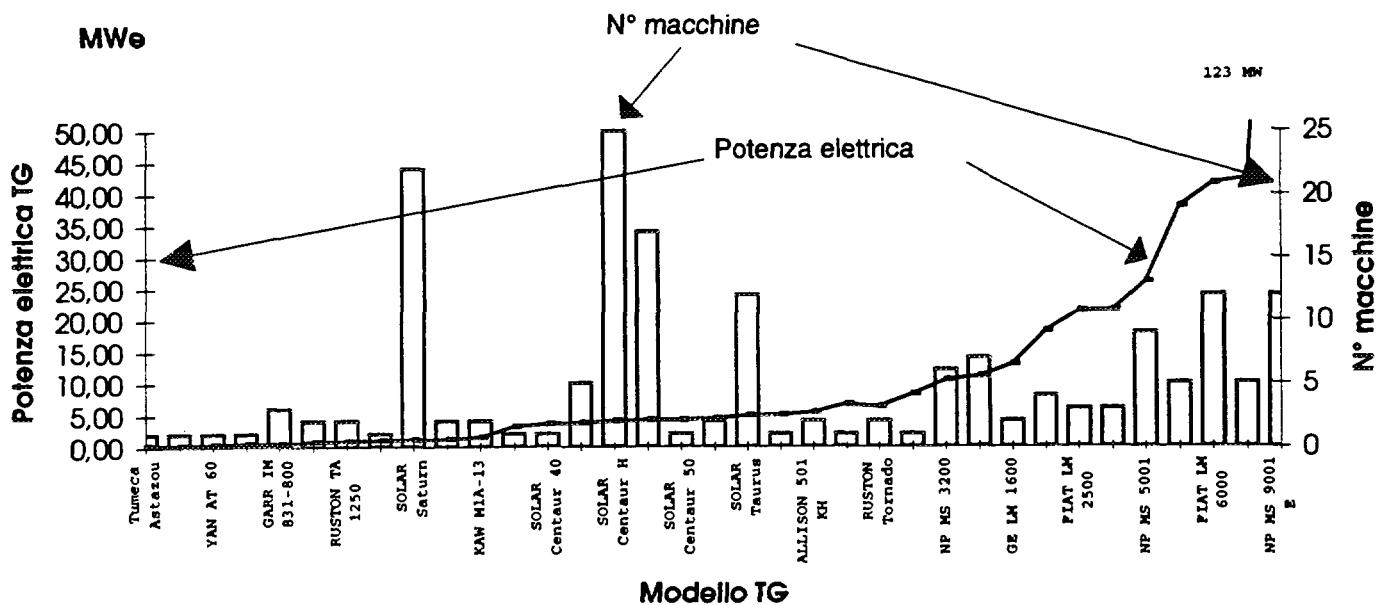
### **Il mercato nazionale.**

La situazione delle turbine a gas installate in Italia al 31/5/95 in impianti di cogenerazione è riportata nella figura 12.

Complessivamente risultano installate 177 macchine per un totale di 3326 MWe.

Nel campo delle piccole taglie il leader indiscusso del mercato (non solo in ambito nazionale) è la Solar con 62 macchine (35% del totale) seguito dal Nuovo Pignone con 43 macchine (24% circa) e dalla Ruston con 21 macchine (12% del totale)

Tuttavia, limitatamente al campo delle taglie medio-alte (oltre 30 MW), i costruttori nazionali Nuovo Pignone e Fiat Avio sono i preferiti e si dividono equamente il mercato (17 macchine ciascuno).



**Fig. 12 - Turbine a gas installate in Italia in impianti di cogenerazione al 31/5/95**  
(fonte GITE Energia)

Come si è verificato in passato per altri settori industriali, le turbine a gas hanno iniziato a diffondersi in Italia con un certo ritardo rispetto ai paesi tecnologicamente più evoluti (anche a causa dell'assenza di una forte industria aeronautica).

Infatti, fino alla metà degli anni '80, le poche installazioni con tuogas che si contavano erano relative essenzialmente ad impianti ENEL utilizzati per servizio di punta o emergenza. Inoltre, un loro non sempre corretto funzionamento aveva suscitato notevoli perplessità ai fini di un utilizzo in applicazioni richiedenti un servizio continuo.

La situazione è poi radicalmente cambiata agli inizi degli anni '90 con l'introduzione sul mercato di macchine efficienti ed affidabili e, soprattutto, con la presa di coscienza da parte degli operatori energetici nazionali delle grandi possibilità offerte dalla turbina a gas, specie nei confronti della cogenerazione.

Tutto ciò anche grazie alla presenza dei costruttori nazionali (Nuovo Pignone, Fiat Avio, Ansaldo) che, lavorando sulla base di accordi di licenza o su propri progetti, hanno consentito la fornitura di macchine all'altezza della più qualificata concorrenza estera.

**Esperienze da realizzazioni in Europa**

Anziché illustrare le possibili applicazioni della turbina a gas nella cogenerazione (applicazioni per altro numerosissime e di cui la letteratura tecnica abbonda), si ritiene utile

in questo paragrafo delineare un breve quadro sulle principali caratteristiche tecniche ed economiche di realizzazioni effettive riportando i risultati di un'interessante analisi condotta dal CADDET (Center for Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies).

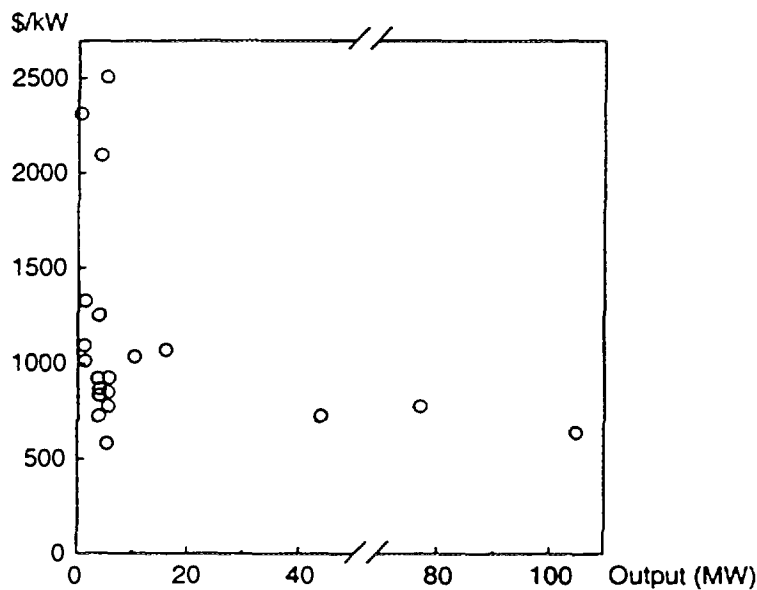
L'analisi ha preso in considerazione 25 impianti di cogenerazione di piccola taglia costruiti in Europa negli ultimi 2 anni (e attualmente in esercizio), utilizzando tutti la turbina a gas come motore primo termico.

Gli impianti considerati appartengono al settore industriale e la maggior parte di essi si concentra nel range di potenza elettrica fino a 20 MWe con il picco di frequenza nel range fino a 6 MWe (vedi successive figure 13 e 14). Compaiono tuttavia anche tre installazioni di potenza medio/alta (45, 75 e 105 MWe). I risultati di detta analisi possono riassumersi nei seguenti punti:

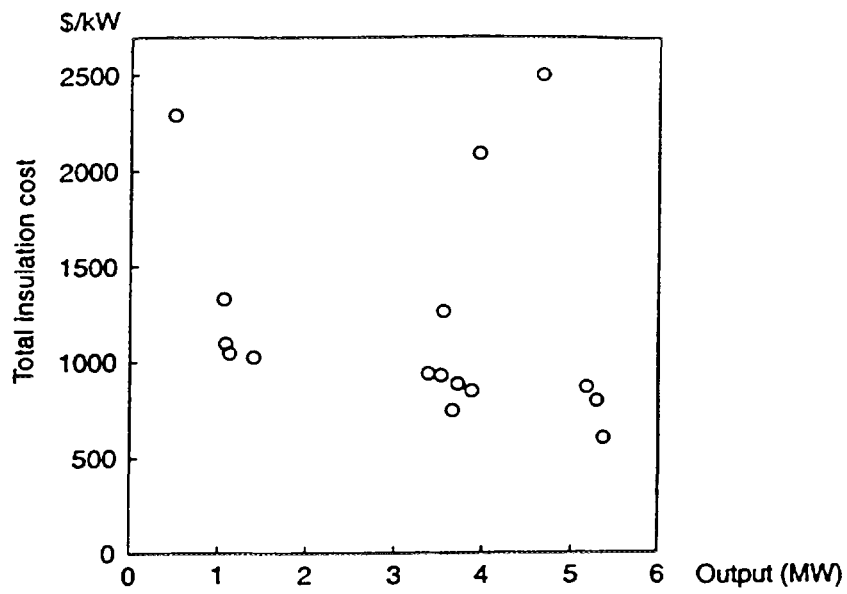
1. Il combustibile utilizzato è sempre gas naturale anche se in 4 impianti era previsto l'utilizzo di distillati leggeri come riserva (e quindi i bruciatori delle turbogas erano del tipo "dual-fuel"). Questa è ovviamente soluzione più utilizzata in Europa che gode di una vasta ed articolata rete di distribuzione del gas.
2. Le turbine a gas operano nell'85% dei casi secondo il ciclo semplice, una macchina è risultata funzionare in ciclo Cheng mentre, per le 3 realizzazioni di elevata potenza, si è utilizzato il ciclo combinato gas-vapore. In questi impianti in 2 casi il calore viene prelevato dal corpo di media pressione delle turbine a vapore (spillamento controllato) mentre nell'altro caso la turbina è del tipo a contropressione.
3. Le turbine a gas impiegate sono quasi sempre del tipo "heavy duty" a riprova della loro maggiore affidabilità, minor costo e soprattutto delle più elevate temperature di scarico che tali macchine presentano nei confronti delle aeroderivative. Tale caratteristica infatti le rende più adatte per l'utilizzo in cicli cogenerativi, semplici o combinati.
4. La post-combustione viene utilizzata abbastanza frequentemente (circa nel 50% dei casi esaminati) soprattutto quando il processo presenta una richiesta termica variabile. In

genere essa è sempre associata all'utilizzo di turbine a gas di derivazione aeronautica per compensare le basse temperature di scarico presentate da tali macchine.

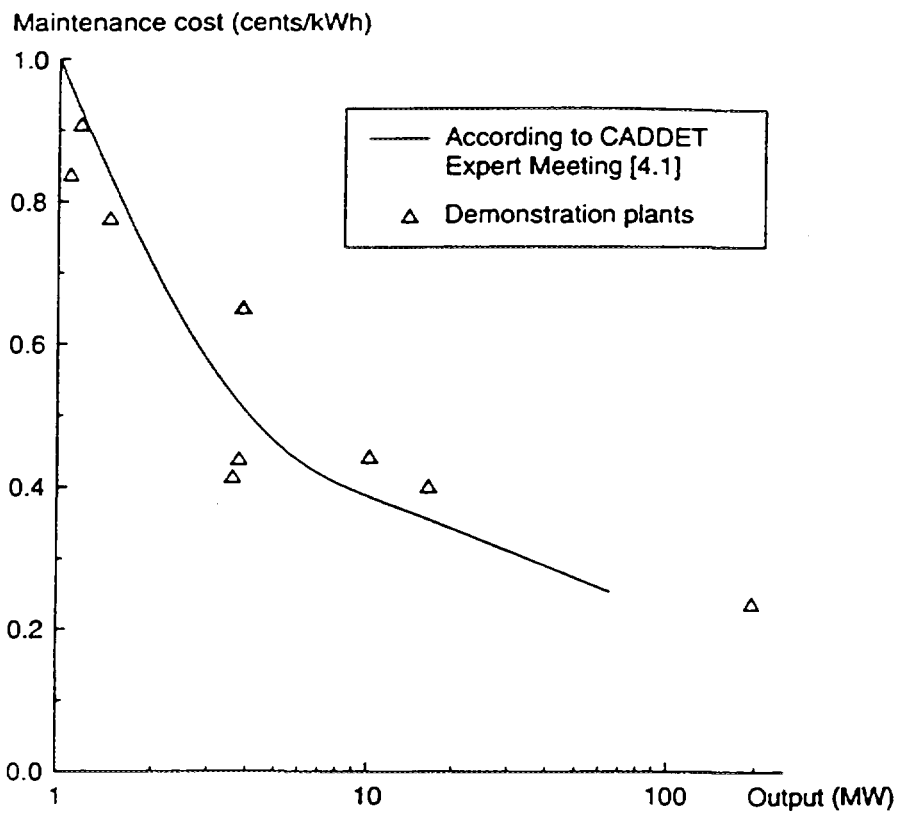
5. Il fattore di utilizzo del combustibile è, in tutti i casi esaminati, superiore al 70% a riprova delle elevate prestazioni energetiche degli impianti cogenerativi. Tuttavia, i rendimenti elettrici netti riscontrati sono sempre inferiori, anche se di poco, a quelli garantiti dal costruttore (98-99% del valore di progetto) anche in impianti che seguono scrupolosamente i programmi di manutenzione prescritti dalle case costruttrici.
6. Il costo totale di installazione degli impianti (somma del costo delle apparecchiature, delle costruzioni e delle interconnessioni) è riportato nelle figure 13 e 14, la prima relativa a tutti gli impianti analizzati, la seconda (per maggior chiarezza) relativa ai soli impianti di piccola taglia (fino a 6 MWe). Si vede come tale costo varia notevolmente da 600 a 2500 USD/kWe (1 USD = 1600 Lit) in funzione, soprattutto, del tipo delle apparecchiature utilizzate. Tuttavia, per la maggior parte delle installazioni, si è riscontrato un costo compreso tra i 600 e i 1300 USD/kWe. Con l'eccezione di alcuni casi di difficile interpretazione, è possibile identificare una certa relazione tra il costo di installazione e quello della turbina a gas impiegata: il primo risulta, infatti, circa 2,5 volte il costo di offerta quotato dal costruttore (quindi non scontato) per la turbogas.



**Fig. 13 - Costo specifico di installazione degli impianti cogenerativi  
(analisi CADDET)**



**Fig. 14 - Costo specifico di installazione di impianti cogenerativi fino a 6 MW  
(analisi CADDET)**



**Fig. 15 - Costo specifico di manutenzione di impianti cogenerativi  
(analisi CADDET)**



7. I costi di manutenzione riscontrati (vedi figura 15) mostrano una stretta correlazione con le dimensioni dell'impianto. Anche in questo caso, il campo di variabilità è molto vasto: detti costi oscillano, infatti da 1 cent/kWhe per piccoli impianti (1 MWe) fino a circa 0,2 cent/kWhe per impianti con potenze di oltre 100 MWe. Le dispersioni riscontrate nella distribuzione del costo di manutenzione sono, tuttavia, molto più limitate che nel caso del costo di installazione, seguendo una linea abbastanza ben definita. Espresso come costo annuale rispetto al costo di installazione, il costo della manutenzione risulta essere attorno al 4÷6% per le piccole realizzazioni (0,5÷5 MWe) e attorno allo 0,5÷1,5% per quelle più grandi.

8. La tecnica di controllo delle emissioni di NOx (essendo l'alimentazione sempre con metano le emissioni di CO sono molto contenute e quelle di UHC praticamente nulle) più utilizzata è l'iniezione di acqua o vapore in camera di combustione. Nessuna installazione presenta bruciatori del tipo DNL (Dry Low NOx) a riprova del fatto che essi non sono ancora del tutto perfezionati e diffusi sulle turbine di media e piccola taglia. I valori di emissione riscontrati risultano tuttavia abbastanza contenuti e variano da un minimo di 25 ppm ad un massimo di 43 ppm (al 15% di O<sub>2</sub> nei fumi secchi).

9. I valori della disponibilità d'impianto dei sistemi analizzati sono risultati tutti molto elevati e compresi tra il 95% ed il 99% circa.

10. In genere il livello di preparazione degli operatori riscontrato è buono, a conferma del fatto che la turbina a gas non presenta delle particolari difficoltà nell'esercizio come si è creduto per molto tempo in passato. Inoltre, nella maggior parte dei casi esaminati, il corso di addestramento all'utilizzo della turbina a gas non è durato più di una settimana.

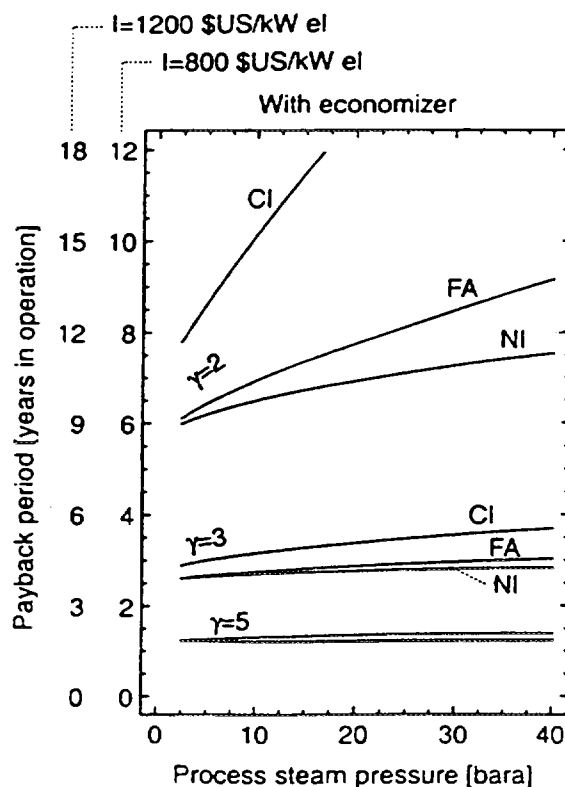
11. La vita degli impianti assunta come riferimento per le valutazioni di carattere economico è sempre piuttosto elevata (14÷18 anni) a conferma che un impianto di cogenerazione viene visto come un investimento a medio/lungo termine. Nell'arco di detta vita, la ripartizione media dei costi fissi e variabili è risultata la seguente:

- capitale 17%

- operazione e manutenzione 12%
- combustibile 71%

Rimane quindi confermato che la voce combustibile è quella che incide in maggior misura (e notevolmente) sui costi da sostenere.

12. Il tempo di ritorno dell'investimento degli impianti considerati è compreso tra i 2 e gli 8 anni. I parametri che influiscono maggiormente sul tempo di ritorno sono risultati essere oltre all'investimento, soprattutto il rapporto  $\gamma$  tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica ed il costo di acquisto del combustibile. Per valori di  $\gamma$  elevati (pari a 3+5) il tempo di ritorno è risultato inoltre molto poco sensibile al tipo di tecnologia (e quindi, all'efficienza) utilizzata (vedi figura 16). Al contrario, bassi valori di  $\gamma$  (pari a 2) comportano una sensibile influenza dell'efficienza dell'impianto sul periodo di pay-back.



**Fig. 16 - Tempo di ritorno per impianti cogenerativi in funzione di due livelli di investimento, della pressione del vapore generato e per differenti tecnologie (analisi CADDET).**

**Leggenda: C=tecnologia convenzionale, N=nuova tecnologia, F=tecnologia futura, I=turbogas di tipo industriale, A= turbogas di tipo aeroderivativo.**

## **12. LE ATTIVITÀ DELL'ENEA A SUPPORTO DELLA COGENERAZIONE**

La cogenerazione rappresenta per l'ENEA una tematica di fondamentale importanza, soprattutto per le grandi potenzialità che essa offre sia in campo energetico che ambientale. Come conseguenza di ciò, sono state esplicate e continuano ad esserlo diverse azioni, sia di diffusione che di R&ST (Ricerca e Sviluppo Tecnologico) a sostegno di tale tecnologia. Attualmente esse si attuano tramite un programma articolato su diversi punti fondamentali ed in particolare:

- Azioni di diffusione informazione e promozione.
- Capacità di analisi e progetto.
- Realizzazione di un impianto cogenerativo di caratteristiche avanzate.

Di seguito si esaminano più in dettaglio detti punti.

### **Azioni di diffusione, informazione e promozione.**

Tramite il Dipartimento Energia, l'ENEA ha già da diverso tempo promosso, incentivato e diffuso l'uso razionale dell'energia e delle tecnologie energetiche di risparmio energetico e tra queste, in particolare modo, la cogenerazione.

Un ottimo esempio di informazione, diffusione e promozione della cogenerazione, è costituito dalle attività di "audit energetico" che sono state effettuate anche per quantificare il potenziale della cogenerazione di piccola taglia nel nostro paese.

L'audit è stato condotto in 403 industrie di dimensioni medio-piccole e caratterizzate da un livello medio di intensità energetica.

Sono infatti stati volutamente esclusi settori industriali ad elevata intensità energetica come il chimico, il siderurgico e il petrolchimico che, per la rilevanza dei consumi energetici, sono normalmente ben informati sui benefici della cogenerazione e hanno una convenienza praticamente "scontata" alla sua applicazione.

L'audit condotto ha permesso di individuare una serie di possibili interventi di risparmio energetico, che vengono elencati nella sottostante tabella C (gli interventi sono ordinati per ordine crescente di risparmio energetico).

Per ciascun intervento viene riportato il numero di industrie in cui è possibile e/o conveniente effettuare l'intervento stesso, gli investimenti relativi, i risparmi economici ed energetici conseguibili ed il tempo di ritorno medio dell'investimento.

**TAB. C - Interventi di risparmio energetico derivanti da "audit energetico" (fonte ENEA)**

TIPO DI INTERVENTO PROPOSTO	N°	COSTO (ML)	RISPARMI (ML/ANNO)	RISPARMI (TEP/ANNO)	PAY-BACK (ANNI)
Ottimizz. contratto elettr.	242	2.042	4.268	0	0,48
Energie rinnovabili	2	485	77	3	6,3
Pompe di calore	5	135	23	47	5,87
Rifasamento	130	577	654	56	0,88
Accumulo di calore	5	610	131	156	4,66
Motori ad alto rendimento	17	427	92	161	4,64
Coibentazione	45	986	347	1.152	2,64
Automazione	83	4.095	2.313	5.580	1,77
Migliore conduzione	104	5.519	3.313	6.993	1,06
Altro	60	8.482	11.289	8.267	0,75
Recuperi di calore	188	23.310	8.435	25.782	2,76
Modifiche di processo	217	43.543	18.323	58.299	2,38
<b>Cogenerazione</b>	<b>194</b>	<b>428.042</b>	<b>135.397</b>	<b>221.529</b>	<b>3,16</b>
<b>Totale</b>	<b>1.292</b>	<b>533.580</b>	<b>184.712</b>	<b>328.025</b>	<b>2,89</b>

Come si vede, su un totale di 1.292 interventi possibili, ben 194 (15%) sono di cogenerazione che si classifica al 3° posto come frequenza di intervento (preceduta solo dall'ottimizzazione del contratto elettrico e dalle modifiche di processo).

Invece, in termini di risparmio energetico, parametro ben più importante, essa si classifica al 1° posto con un potenziale di oltre 221 tep pari al 67,5% del totale risparmio energetico possibile.

Anche in termini economici la cogenerazione si conferma come una tecnologia conveniente dati i ridotti tempi di ritorno riscontrati (pay-back medio pari a 3,16 anni).

Un'altra azione di diffusione ed informazione sulla cogenerazione è esplicitata con l'adesione alla organizzazione internazionale CADDET, già precedentemente richiamata.

Tramite tale organizzazione vengono ogni anno diffusi in Italia e all'estero un certo numero progetti (nazionali ed esteri) selezionati tra quelli più significativi nel campo dell'uso razionale dell'energia tra i quali spesso figurano interventi di cogenerazione.

Sempre tramite il CADDET inoltre l'ENEA ha collaborato attivamente alla organizzazione di un convegno internazionale sulla cogenerazione nell'industria.

Il convegno, tenutosi a S. Margherita Ligure nel marzo del 1995, ha fornito un'ampia e completa panoramica delle problematiche relative alla cogenerazione nel settore industriale.

In particolare le principali tematiche trattate hanno riguardato:

- esperienze derivanti da progetti già realizzati;
- sviluppo di nuove macchine e cicli;
- ottimizzazione ed integrazione di processo;
- aspetti economico-finanziari;
- problematiche ambientali.

In accordo al tipico approccio del CADDET, basato sulla diffusione di tecnologie affermate di risparmio energetico, la maggior parte delle memorie ha riguardato realizzazioni di impianti cogenerativi effettuate in vari settori industriali, mettendo in evidenza i benefici energetici, ambientali ed economici conseguiti dopo un significativo periodo di esercizio.

#### Capacità di analisi e di progetto.

Relativamente agli aspetti di valutazione e progetto degli impianti energetici ed in particolare di cogenerazione, l'ENEA è in grado di fornire tramite il Dipartimento Energia, un pacchetto completo di servizi tecnico-scientifici. In particolare è possibile effettuare:

- Studi di fattibilità tecnico-economica.
- Progetti di massima.
- Progetti definitivi.
- Ottimizzazioni di esercizio.

Un esempio di uno studio di fattibilità tecnico-economica per un impianto di cogenerazione è quello effettuato per le Forze Armate e relativo ad un ciclo cogenerativo per il teleriscaldamento della città militare della Cecchignola.

In base all'esame dei carichi elettrici e termici forniti ed al loro andamento temporale sono state fissate le potenze elettrica e termica dell'impianto (5,2 MWe e 9 MWt), individuata la

tecnologia più adatta (ciclo Cheng ad iniezione di vapore), calcolate le prestazioni energetiche dell'impianto e stabilito un possibile lay-out per i componenti e per la rete di teleriscaldamento.

Esempi di progetti di massima e definitivo sono invece quelli effettuati per l'impianto di cogenerazione del C.R. Casaccia della cui realizzazione si parlerà più diffusamente nel prossimo paragrafo.

In particolare il progetto di massima ha permesso di individuare la soluzione impiantistica più adatta per la specifica applicazione.

Sono state analizzate le seguenti tipologie di ciclo:

- ciclo semplice;
- ciclo combinato gas-vapore;
- ciclo Cheng;

e quella che ha permesso di ottenere le migliori prestazioni energetiche ed economiche, è risultata essere il ciclo semplice.

Sulla base di tale scelta è stato poi effettuato il progetto definitivo necessario per l'indizione della gara (a licitazione privata). Tale progetto si è articolato nei seguenti punti:

- definizione dettagliata del processo, dei relativi componenti e degli ausiliari dell'impianto;
- definizione del lay-out dell'impianto;
- definizione degli schemi elettrici di potenza e di alimentazione ausiliari;
- definizione degli schemi strumentali;
- definizione dell'architettura del sistema di regolazione, di controllo e delle protezioni;
- progetto delle opere civili;
- lista dei componenti e identificazione dei costi delle singole voci.

Per svolgere le attività di progettazione prima dette ci si avvale, oltre che di risorse umane particolarmente competenti (personale che, fra l'altro, effettua il collaudo di impianti cogenerativi per conto del MICA) anche di strumenti di progettazione avanzata acquisiti all'esterno o sviluppati all'interno.

Più in particolare:

- Sono stati sviluppati degli strumenti informatici atti ad ottimizzare i contratti di fornitura di energia (elettricità e gas); infatti, specie nell'ambito delle analisi tecnico-economiche tendenti ad individuare l'opportunità e la convenienza di installare nuovi impianti per la produzione di energia (termica e/o elettrica) risulta molto utile avere a disposizione degli strumenti che permettano di determinare ed ottimizzare facilmente il costo relativo alla fornitura di energia nella nuova situazione (ad impianto realizzato).

Poiché l'articolazione dei contratti di fornitura di energia è in genere piuttosto complessa e dipendente da vari fattori quali, esigenze del particolare utente, condizioni di mercato, quantitativo di energia consumata e periodo temporale di validità del contratto stesso, risulta fondamentale, per la rapidità e la precisione delle analisi da effettuare, poter disporre di tali strumenti informatici specie quando si debbono mettere a confronto varie soluzioni impiantistiche caratterizzate quindi da consumi diversi.

- E' stata messa a punto una procedura automatica per l'analisi tecnica, economica e normativo-autorizzativa degli impianti di cogenerazione. La procedura è dedicata, essenzialmente, alla progettazione di massima di impianti nuovi, ma è possibile anche effettuare la verifica ed il miglioramento delle prestazioni di impianti esistenti, nonché l'ottimizzazione della loro conduzione. La procedura si articola in tre fasi sequenziali:

1. la prima fase ha lo scopo di verificare se esistono i presupposti tecnici, imprenditoriali e normativo-autorizzativi per l'installazione dell'impianto di cogenerazione;
2. la seconda fase si prefigge di verificare lo "stato di salute" dell'impianto di produzione di energia esistente presso l'impresa e di segnalare le eventuali incongruenze da sanare a monte dell'installazione dell'impianto di cogenerazione;
3. la terza fase è volta infine all'individuazione di soluzioni impiantistiche e alla valutazione della loro convenienza economica.

- E' stato sviluppato ed è tuttora in via di perfezionamento un codice di calcolo denominato COSMO (COgeneration Steady-state MOdel) realizzato con lo scopo di attrezzare il

progettista con uno strumento di lavoro per l'analisi ed il calcolo degli impianti di cogenerazione. Tale codice ha le seguenti caratteristiche principali:

1. capacità di analisi del ciclo termodinamico e del comportamento ai carichi parziali dell'impianto in condizioni stazionarie;
2. facilità ed interattività nell'utilizzo;
3. modularità di descrizione fisico-matematica dei componenti associati a oggetti grafici;
4. metodo di soluzione simultanea del sistema matematico;
5. flessibilità nella costruzione e possibilità di modifica degli schemi;
6. archiviazione in un data base dei dati funzionali dei componenti commerciali o progettati dall'utente.

La caratteristica principale del codice COSMO è quella di essere un codice di calcolo che contiene procedure di progetto per impianti, anche molto complessi e che, ciononostante, conserva una gestione estremamente agevole e veloce delle operazioni di analisi necessarie.

Un ulteriore pregio del codice è quello di poter essere installato su di un personal computer, essendo stato sviluppato per un utilizzo in ambiente operativo Microsoft Windows.

L'impiego del COSMO si colloca in una fase della progettazione che ha già individuato le potenze termiche ed elettriche dell'impianto e le possibili soluzioni di ciclo (analisi preliminare), e permette di calcolare le prestazioni di ogni configurazione considerata, sia in condizioni normali che ai carichi parziali, in modo da poter effettuare un'analisi comparativa per la scelta della soluzione impiantistica ottimale.

- E' stato acquisito il codice IPSE per il calcolo delle prestazioni degli impianti energetici ed in particolare cogenerativi.

Il codice ha caratteristiche e prestazioni simili a quelle del COSMO (anche se quest'ultimo è più perfezionato ed ha più ampie possibilità di analisi).

Esso è risultato utile sia per effettuare le analisi citate in precedenza (impianto di cogenerazione per le Forze Armate e per il C.R. Casaccia), quando il COSMO non era



stato ancora sviluppato, sia per acquisire informazioni sul suo funzionamento in vista dello sviluppo del codice COSMO stesso.

- E' stato sviluppato un programma, denominato RISP, per consentire una rapida valutazione delle prestazioni, sia in termini energetici che economici, di un impianto cogenerativo comprensivo di caldaie di integrazione e riserva da utilizzare in fase di valutazioni o analisi di massima.

I risultati vengono confrontati con il caso convenzionale di produzione separata di energia termica (tramite caldaie) ed elettrica (acquisita dall'ENEL), al fine di determinare il risparmio energetico ed economico.

Il programma fornisce, inoltre, i valori dell'indice energetico ( $I_{en}$ ) e dell'indice di utilizzo del combustibile mentre, dal lato economico, effettua una stima del VAN e del tempo di ritorno dell'investimento.

Le modalità di esercizio dell'impianto, essenzialmente calendario ed orari di accensione, come pure le specifiche dell'impianto, quali la potenza termica ed elettrica, possono essere variate per identificare le condizioni che portano ai migliori risultati.

### **Realizzazione di un impianto cogenerativo di caratteristiche avanzate**

La realizzazione di un impianto cogenerativo di caratteristiche avanzate per il Centro Ricerche (C.R.) Casaccia dell'ENEA risponde alle esigenze di assicurare i fabbisogni termici ed elettrici del Centro in modo più razionale rispetto alla situazione attuale e, al contempo, di avere a disposizione una "test facility" dove poter effettuare sperimentazioni mirate a verificare le prestazioni sia dei componenti che dell'intero ciclo.

L'iniziativa inoltre consente, oltre a tutta una serie di esperienze di tipo ingegneristico e scientifico, di ricavare utili informazioni dall'esercizio dell'impianto ed è di valido supporto alla diffusione della tecnologia della cogenerazione, specie nel campo delle piccole taglie.

Attualmente, nel C.R. Casaccia, il riscaldamento invernale è assicurato da una rete di teleriscaldamento e da tre caldaie convenzionali alimentate a gas naturale per una potenza termica complessiva di 21 MWt. La richiesta media di calore è di circa 6 MWt con punte massime di 12 MWt.

Nel 1994, il consumo di gas naturale, , si è attestato sui 2,5 milioni di Nm<sup>3</sup> , corrispondenti ad una spesa complessiva di 950 Mlit, mentre i consumi di energia elettrica, sono risultati di circa 19.000 MWh, pari ad un costo di 3.100 Mlit.

Si vede come i consumi energetici, e di conseguenza la spesa relativa, non siano affatto trascurabili e quindi tali da giustificare ampiamente la realizzazione di un impianto atto alla loro razionalizzazione.

Inoltre, in Casaccia esistono le condizioni favorevoli all'installazione di un impianto di cogenerazione in quanto:

- è già esistente la rete di teleriscaldamento;
- la richiesta termica ed elettrica hanno un buon grado di contemporaneità e regolarità (presenza di consumi elettrici e termici anche nei periodi notturni e festivi).

Unico punto a sfavore, comune d'altra parte a molti impianti di teleriscaldamento, è che la richiesta di energia termica è limitata al periodo invernale (circa 5 mesi l'anno), elemento che comunque potrà essere superato in futuro utilizzando il calore cogenerato nei mesi estivi per il condizionamento degli edifici tramite gruppi ad assorbimento.

L'analisi degli assorbimenti energetici caratteristici del C.R. Casaccia ha indicato che la soluzione ottimale è un impianto cogenerativo basato su una turbina a gas in ciclo semplice della potenza elettrica di circa 2 MW e termica di 7 MW (il che equivale al servizio di una delle caldaie esistenti).

Un dimensionamento di tal genere permette la produzione di gran parte dell'energia termica ed elettrica annualmente consumate dal Centro.

In particolare, il valore della potenza elettrica è stato fissato per evitare vendite di energia elettrica all'ENEL, prevedendo invece scambi di energia con la rete nelle diverse fasce orarie.

Inoltre, la bontà della scelta tecnologica accanto ad un'accurata ottimizzazione dell'esercizio, hanno consentito di raggiungere ottimi livelli teorici per l'indice energetico (oltre lo 0,65).

Lo schema funzionale della soluzione impiantistica individuata, assieme ai i principali parametri termofluidodinamici, calcolati con il codice IPSE, sono riportati in figura 17.

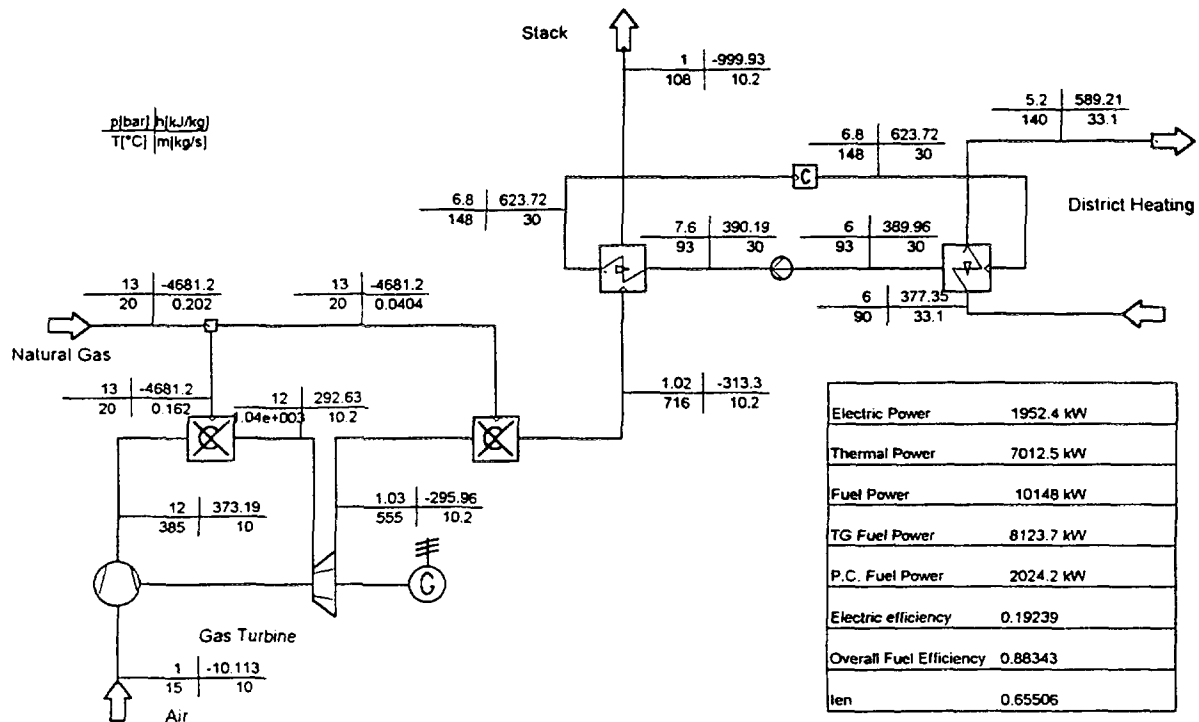


Fig. 17 - Schema della soluzione di ciclo individuata per l'impianto di cogenerazione del C.R. Casaccia

Come già detto in precedenza il progetto di massima ha individuato nel ciclo semplice con turbina a gas la soluzione impiantistica ottimale; nelle analisi effettuate sono state considerate tuttavia anche soluzioni con motori alternativi caratterizzati da elevata efficienza elettrica.

La scelta di utilizzare la turbina a gas quale motore primo risponde, oltre ad un trend generale a livello mondiale per le nuove realizzazioni di cogenerazione, anche alle maggiori possibilità di ricerca e sviluppo che tale macchina presenta nei confronti dei motori alternativi e che si possono sintetizzare in:

- sviluppo di camere combustione a secco a bassa emissione di inquinanti;
- sviluppo di materiali resistenti ad alte temperature;
- sviluppo di tecniche di raffreddamento sofisticate.

Le relative soluzioni tecnologiche, messe a punto per le macchine di grossa taglia, sono ora in fase di graduale trasferimento sulle turbogas di minori dimensioni ai fini del

miglioramento delle loro prestazioni energetiche ed ambientali e quindi di una loro maggiore diffusione e competitività nei riguardi dei motori alternativi.

Con la realizzazione dell'impianto per il C.R. Casaccia è previsto un vasto programma di R&ST che si svolgerà sia parallelamente alla sua costruzione sia, soprattutto, successivamente.

Infatti, compatibilmente con le esigenze di produzione energetica del Centro, l'impianto di cogenerazione dovrà svolgere anche la funzione di prova e caratterizzazione di componenti e sistemi innovativi.

Ciò comporta fra l'altro l'inserimento, oltre che di strumentazione aggiuntiva necessaria per tenere sotto controllo tutti i parametri dell'impianto, anche di strumentazione particolarmente avanzata e tipica degli impianti sperimentali.

In combinazione ed integrazione delle attività prime dette, verrà inoltre predisposto un adeguato sistema di monitoraggio per la raccolta e l'analisi in tempo reale dei segnali e per costituire una banca dati sulle prestazioni ed i parametri di esercizio in varie condizioni di funzionamento, utile anche per l'interpretazione delle condizioni off-design e degli shut-down.

Sarà poi di fondamentale importanza, anche nell'ottica di ridurre i costi di esercizio, corredare l'impianto con un avanzato sistema di automazione e supervisione che elimini completamente la necessità di operatori in turno e consenta, in modo automatico e remotizzato, l'esecuzione di tutte le manovre fondamentali (avviamenti, regolazioni del carico, gestione delle emergenze).

L'impianto inoltre è stato predisposto (a livello concettuale e di lay-out) per effettuare sperimentazioni su componenti innovativi (all'uopo sono stati previsti adeguati spazi sul percorso fumi) e per sviluppare e/o migliorare i sistemi di abbattimento inquinanti.

Infine, con lo scopo di migliorare ulteriormente le prestazioni energetiche, l'impianto è stato concepito per poter essere integrato in futuro con moduli o cicli aggiuntivi tra cui:

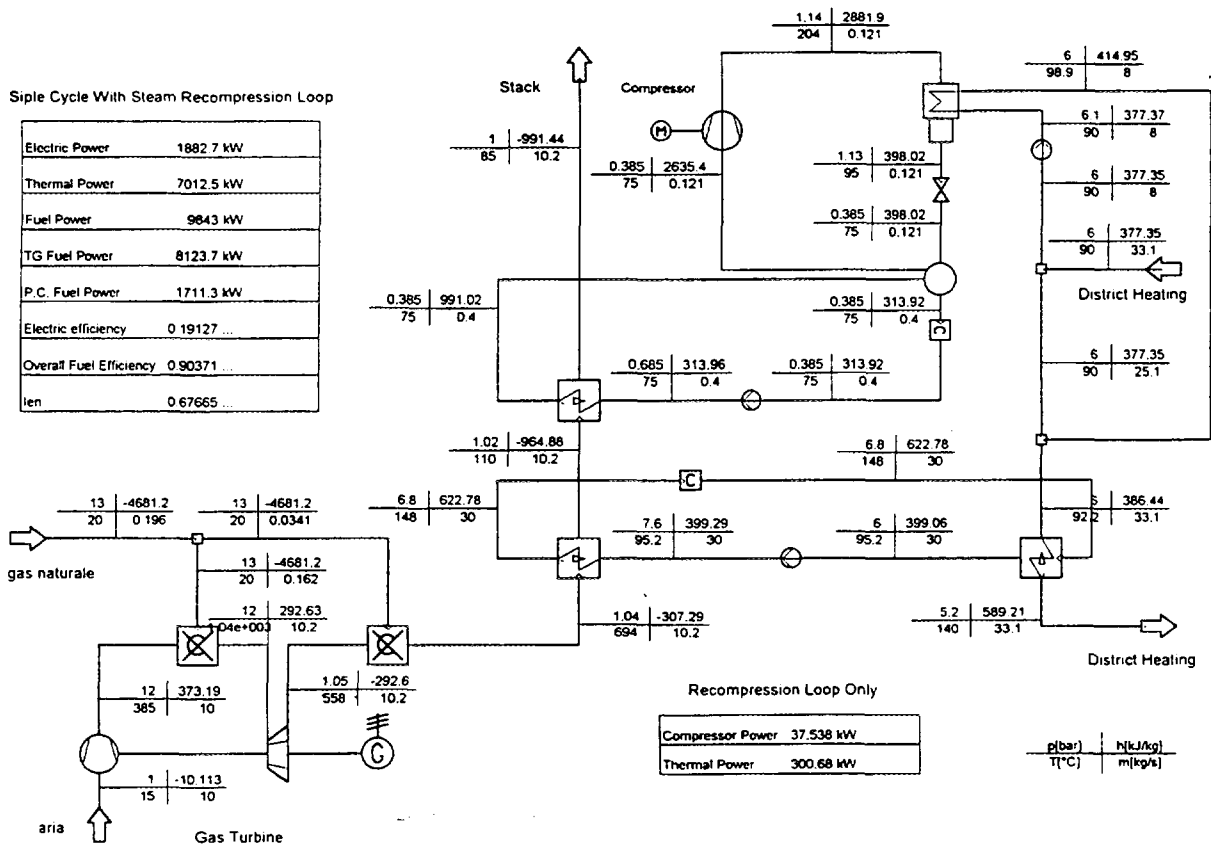
- modulo per il raffreddamento dell'aria in aspirazione dalla turbina a gas per mantenere costanti le prestazioni anche al variare della temperatura ambiente;
- ciclo di ricompressione del vapore per incrementare il recupero termico (vedi figura 18);
- ciclo a fluido organico per aumentare l'energia elettrica prodotta;

- moduli di refrigerazione con pompe di calore ad assorbimento in modo da poter utilizzare il calore anche nel periodo estivo per il condizionamento degli edifici del Centro.

Per la realizzazione dell'impianto si ricorrerà ad un appalto con la formula della licitazione privata.

La spesa prevista per la fornitura "chiavi in mano" dell'impianto (comprese le opere di interconnessione con l'esistente impiantistica del Centro) è di 5.100 Mlit, IVA esclusa.

Circa il 43% dei fondi provengono dall'accordo di programma MICA-ENEA.



**Fig. 18 - Schema dell'impianto di cogenerazione del C.R. Casaccia integrato con un ciclo di ricompressione del vapore: l'indice di utilizzo del combustibile aumenta del 2,3% rispetto al caso base (ciclo semplice di figura 17)**

### **13. BIBLIOGRAFIA**

1. T. VAN DER DOES (Cogen Europe), A.H. KIPPERMAN e P. POOLMAN (NOVEM): "The development of cogeneration: policies and technical development in Europe". Atti del 16° congresso "World Energy Council", Tokyo 8-13 Ottobre 1995.
2. M. BROWN (Cogen Europe): "Cogeneration in Europe: towards a new vision for electricity production". Atti del 3° convegno "Cogeneration in Europe", Berlino 30-31 Maggio 1996.
3. B. SAGA (I.E.A.): "The effect of energy market liberalisation on cogeneration in Europe". Atti del 3° convegno "Cogeneration in Europe", Berlino 30-31 Maggio 1996.
4. S. DALAMANGAS (Directorate General for Energy - European Commission): "A keynote address to the 3rd annual Cogeneration in Europe conference". Atti del 3° convegno "Cogeneration in Europe", Berlino 30-31 Maggio 1996.
5. E. MACCHI (Dipartimento di Energetica - Politecnico di Milano): "Fondamenti termodinamici, tendenze tecnologiche, problematiche, normative e benefici ambientali della cogenerazione". Atti del convegno "Potenzialità e prospettive della produzione combinata di energia elettrica e termica in Sardegna", Cagliari 20 Maggio 1994.
6. G. PACATI (ENEL S.p.A.): "Il ruolo del concessionario del servizio elettrico nello sviluppo della produzione combinata di energia elettrica e termica". Atti del convegno "Potenzialità e prospettive della produzione combinata di energia elettrica e termica in Sardegna", Cagliari 20 Maggio 1994.
7. V. CINCOTTI, F. DI MARIO, A. IACOBAZZI, R. VELLONE: "Sistemi con celle a combustibile per la generazione di energia elettrica e cogenerazione. Sistemi attuale e prospettive. Atti del 7° convegno nazionale "Gruppi combinati prospettive tecniche ed economiche", Milano 21-22 Ottobre 1993.
8. N. MORTIMER (Sheffield Hallam University): "Greenhouse effect: consequences of using industrial combined heat and power". Atti del convegno CADDET "Industrial CHP", Santa Margherita Ligure 28-29 Marzo 1995.
9. T. BERNTSSON (Chalmers University of Technology - Göteborg): "Consequences for the use in CHP plants of the ongoing gas turbine development". Atti del convegno CADDET "Industrial CHP", Santa Margherita Ligure 28-29 Marzo 1995.

- 10.W. M. MEBANE, M. ZORZIN (ENEA - Dipartimento Energia): "Energy audits and incentives for cogeneration in Italy". Atti del convegno CADDET "Industrial CHP", Santa Margherita Ligure 28-29 Marzo 1995.
- 11.R. DEL BRAVO (ABB SAE Sadelmi S.p.A.): "I termini del contratto di fornitura chiavi in mano dell'impianto". Atti del convegno "Opportunità finanziarie per le tecnologie energetiche", Roma 24-25 Giugno 1993.
- 12.M. MAURO (Crediop S.p.A.): "Intermediari creditizi e tecniche finanziarie innovative nel settore energetico". Atti del convegno "Opportunità finanziarie per le tecnologie energetiche", Roma 24-25 Giugno 1993.
- 13.M. DE RENZIO (Sinerga): "L'aspetto progettuale della cogenerazione". Atti del convegno FIRE "Esperienze, problematiche e primi risultati dopo un anno di applicazione del Provvedimento CIP 6/92", Sant'Agello di Sorrento 1-2 Aprile 1993.
- 14.G. TOMASSETTI (ENEA - FIRE): "Elementi per una storia della cogenerazione in Italia". Atti dell'8° convegno nazionale "Tecnologie e sistemi energetici complessi Sergio Stecco", Bologna 15-16 Giugno 1995.
- 15.G. TOMASSETTI (ENEA - FIRE): "Diffusione e prospettive della cogenerazione in Italia" rivista ENEA Risparmio Energetico Dicembre 1995.
- 16.E. MINGHETTI (ENEA - Dipartimento Energia): "La turbina a gas: le tecnologie attuali e gli sviluppi futuri", documento ENEA - EINE 96010 1AQ3B Maggio 1996.
- 17.M. AVITABILE, E. MINGHETTI (ENEA - Dipartimento Energia): "Studio per l'individuazione della tecnologia e delle specifiche generali per l'impianto di cogenerazione del C.R. Casaccia", documento ENEA - EILI 95066 Novembre 1995.
- 18.M. AVITABILE, E. MINGHETTI, G. PALAZZI (ENEA - Dipartimento Energia): "Technical and economical analysis of small size advanced CHP plant for a research centre". Atti del convegno "The 6th international energy conference - ENERGEX 96", Pechino 3-7 Giugno 1996.
- 19.Fonti dati statistici:
- "Produzione e consumo di energia elettrica in Italia" Pubblicazione ENEL 1995.
  - "The global gas turbine market in 1994" Turbomachinery Handbook 1995.
  - "Impianti di cogenerazione con turbine a gas in Italia". Elenco GITE Energia Pino Torinese.

Edito dall'**ENEA**  
Unità Comunicazione e Informazione  
Lungotevere Grande Ammiraglio Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

*Stampa: COM - Centro Stampa Tecnografico - C. R. Frascati*  
Finito di stampare nel mese di marzo 1997