

**ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA**

---

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE**

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE,  
AMBIENTALE E DEI MATERIALI**

**TESI DI LAUREA**

**in**

**Valorizzazione delle risorse primarie e secondarie**

**“Analisi ambientale e studio di un sistema di cogenerazione:  
confronto tra due soluzioni”**

**CANDIDATO**  
Marta Nicodemo

**RELATORE**  
Chiar.mo Prof:  
Alessandra Bonoli

Anno

**CORRELATORE**  
Chiar.mo Prof:  
Michele Bianchi

Accademico:2009/2010  
Sessione: III

## *Indice*

Introduzione.....	pag.1
Capitolo 1: La cogenerazione.....	pag.3
1.1 Il sistema di cogenerazione.....	pag.3
1.2 I vantaggi della cogenerazione.....	pag.6
1.2.1 Cogenerazione e ambiente.....	pag.12
1.2.2 Il Protocollo di Kyoto e la normativa italiana.....	pag.13
1.2.3 Cogenerazione e Ecodesign.....	pag.29
1.3 I combustibili utilizzati dagli impianti cogenerativi.....	pag.33
1.4 Le tipologie di impianti di cogenerazione.....	pag.40
1.5 L'efficienza di un impianto di cogenerazione.....	pag.46
1.6 Tipologie cogenerative a confronto.....	pag.47
Capitolo 2: Descrizione e analisi dei due impianti cogenerativi.....	pag.54
2.1 Lo studio in azienda.....	pag.54
2.2 Il ciclo combinato: motore Diesel e turbina a vapore.....	pag.55
2.3 Il sistema di trattamento dell'acqua demineralizzata.....	pag.59
2.4 Analisi del ciclo combinato motore Diesel e turbina a vapore.....	pag.61
2.4.1 Le emissioni.....	pag.61
2.4.2 Il rendimento.....	pag.73
2.4.3 I costi.....	pag.75
2.5 Il nuovo ciclo combinato: motore a gas e turbina a vapore.....	pag.79
2.6 Analisi del ciclo combinato motore a gas e turbina a vapore.....	pag.81
2.6.1 Le emissioni.....	pag.81
2.6.2 Il rendimento.....	pag.95

2.6.3 I costi.....	pag.97
Capitolo 3: Confronto e valutazioni finali dei due impianti.....	pag.102
3.1 Profilo tecnico-produttivo.....	pag.102
3.2 Profilo ambientale.....	pag.104
3.3 Profilo economico.....	pag.105
Conclusione.....	pag.107
Bibliografia.....	pag.108
Ringraziamenti.....	pag.109

## ***Introduzione***

*Questo studio vuole essere un'analisi specifica su una delle modalità più diffuse e attuali di produzione contemporanea di energia elettrica e termica: la cogenerazione.*

*Le esigenze dei clienti e il mutuo vantaggio di produttori e consumatori hanno reso la cogenerazione una delle tecnologie di produzione energetica più interessanti e proficue degli ultimi tempi, determinando una rapida diffusione delle diverse tipologie di impianto sia nel nostro paese che all'estero.*

*I benefici conseguiti grazie all'adozione di questo sistema produttivo sono molteplici e interessano diversi ambiti: ambientale, produttivo ed economico.*

*La minore produzione di sostanze inquinanti, sia per l'aria che per la salute umana, rendono la cogenerazione uno strumento alternativo e vantaggioso per ottenere energia.*

*Le industrie effettuano investimenti sempre più frequenti in questa tipologia produttiva per avere una duplice produzione energetica in grado di soddisfare la domanda e, al contempo, un ritorno economico tale da preferire questa soluzione impiantistica a quella tradizionale di produzione separata di energia. Inoltre gli investimenti vengono incoraggiati dalle favorevoli condizioni di mercato per l'acquisto di alcuni combustibili, per la fornitura e la vendita dell'energia e dagli incentivi statali.*

*Scopo di questo studio sarà, dunque, rilevare gli effetti introdotti da tale tecnologia, utilizzata presso l'azienda abruzzese "Trigno Energy", società del gruppo "Rolls Royce", attraverso il confronto tra due diverse tipologie cogenerative: il ciclo combinato costituito da un motore endotermico alimentato a gasolio ed una turbina a vapore e il*

*ciclo combinato costituito da un motore alternativo a gas ed una turbina a vapore.*

*Inizialmente si indagherà il panorama della cogenerazione nei suoi aspetti principali e nelle sue caratteristiche facendo riferimento, in campo ambientale, al protocollo di Kyoto e alla normativa italiana. In seguito si descriveranno i due sistemi oggetto di studio, si evidenzieranno le rispettive criticità, i combustibili impiegati e si confronteranno i valori di emissioni ambientali, rendimento e costo determinando la soluzione impiantistica più utile e conveniente e tali da giustificare l'adozione della nuova tecnologia motore a gas- turbina a vapore in sostituzione di quella costituita dal motore Diesel e dalla turbina a vapore.*

*L'aspetto ambientale, in particolare, sarà considerato ponendo attenzione alla riduzione delle emissioni dei gas emessi dagli impianti di cogenerazione studiati, la cui presenza impatta negativamente sull'inquinamento atmosferico.*

*La presenza di tali gas (CO, NOx, polveri e SOx), infatti, contribuisce ad aggravare il ben noto fenomeno dell' "effetto serra".*

*I concetti di sviluppo sostenibile e di impatto ambientale sono argomenti discussi e di grande rilevanza riguardo la produzione industriale, civile e il terziario.*

*Una scelta e un utilizzo migliore dei combustibili e una produzione razionale dell'energia, adottando sistemi di produzione energetica come la cogenerazione, diventano l'obiettivo comune per la riduzione delle emissioni dannose in atmosfera e lo sfruttamento più efficace ed efficiente delle attività umane.*

## *Capitolo 1: La cogenerazione*

### **1.1 Il sistema di cogenerazione**

Il termine cogenerazione sta ad indicare un'utilizzazione mista per fornire energia elettrica e termica. Questi impianti a doppia utilizzazione hanno avuto un notevole sviluppo nell'industria e hanno assunto diverse denominazioni a seconda del tipo di motore endotermico utilizzato. La cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), è la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e calore utile a partire da una singola fonte energetica, attuata in un unico sistema integrato (produzione in cascata). La cogenerazione, impiegando lo stesso combustibile per due utilizzi differenti, mira ad uno sfruttamento più efficiente e razionale dell'energia primaria, con conseguenti risparmi economici soprattutto nei processi produttivi caratterizzati da una forte contemporaneità di prelievi elettrici e termici. La ripartizione di questi sistemi per tipo di utenza, in Italia, è così suddivisa:

- industria: 43%
- depurazione: 32%
- terziario 28%

Generalmente i sistemi CHP sono formati da un motore primario (motore alternativo, turbina), un generatore, un sistema di recupero termico ed interconnessioni elettriche.

Il motore primario è un qualunque motore utilizzato per convertire il combustibile in energia meccanica, il generatore la converte in energia elettrica e il sistema di recupero termico, attraverso i funi di scarico ed il raffreddamento del motore, utilizza l'energia termica ottenuta per il riscaldamento o la produzione di vapore.

La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%; ciò comporta minori costi e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra, in particolare di monossido di carbonio (CO) e di ossidi di azoto (NOx), rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore.

La cogenerazione ha natura distribuita e si realizza mediante impianti che sono in grado di generare calore ed elettricità per grandi strutture (es. ospedali, alberghi ecc.) o piccoli centri urbani. La combustione nelle centrali a cogenerazione raggiunge risparmi fino al 40% nell'utilizzo delle fonti primarie di energia.

La seguente figura illustra schematicamente il confronto tra la produzione energetica separata e quella combinata; nel caso della produzione combinata il rendimento totale risulta più elevato, anche assumendo, cautelativamente, che il rendimento elettrico sia più basso.

### Produzione Separata

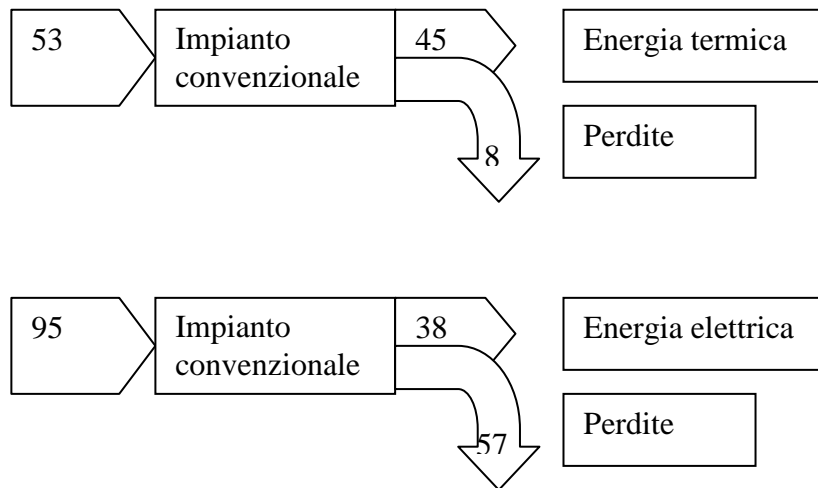
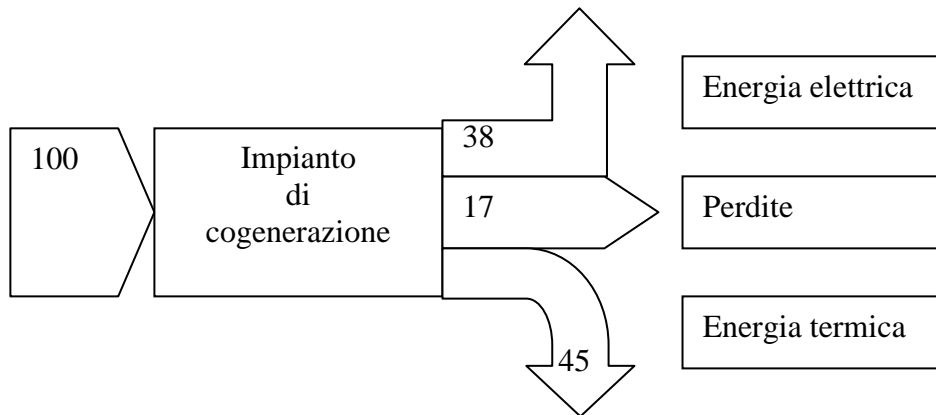


Figura 1.1

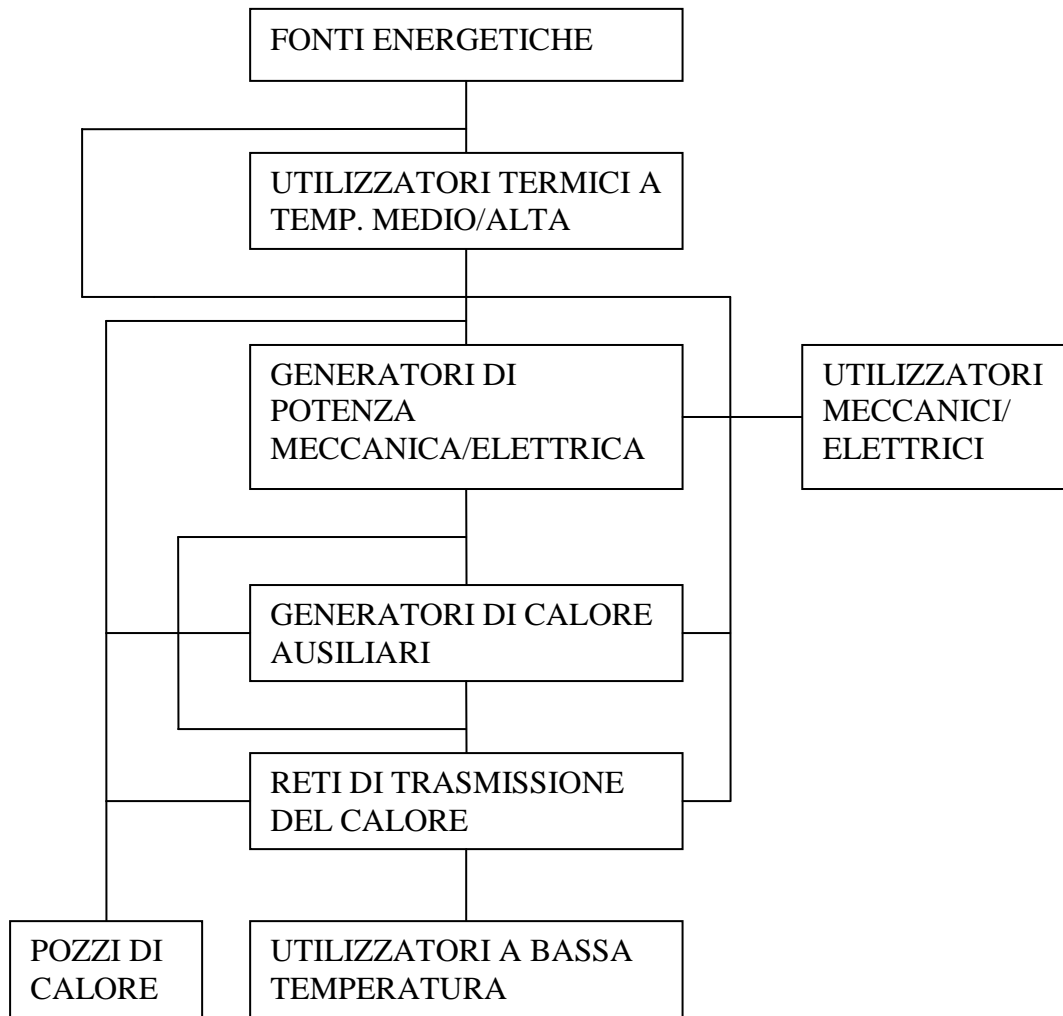
## Produzione in Cogenerazione



**Figura 1.2**

Come si nota dagli schemi, per ottenere le stesse quantità di energia elettrica e termica bisogna introdurre nell'impianto una quantità maggiore di carburante nella produzione separata rispetto a quella combinata che ne richiede circa il 35% in meno. Un tipico schema generale di riferimento del sistema di cogenerazione è quello di seguito riportato (**Figura 1.3**):





In esso si possono individuare:

- sorgenti energetiche
- utilizzatori termici di energia a temperatura medio/alta
- utilizzatori termici a temperatura medio/bassa
- utilizzatori di energia meccanica o elettrica
- pozzi di calore
- reti di trasmissione di calore (per i sistemi di teleriscaldamento)

## 1.2 I vantaggi della cogenerazione

Lo sfruttamento del sistema cogenerativo rispetto a quello tradizionale comporta diversi vantaggi che ne hanno determinato la diffusione, in particolare negli ultimi anni.

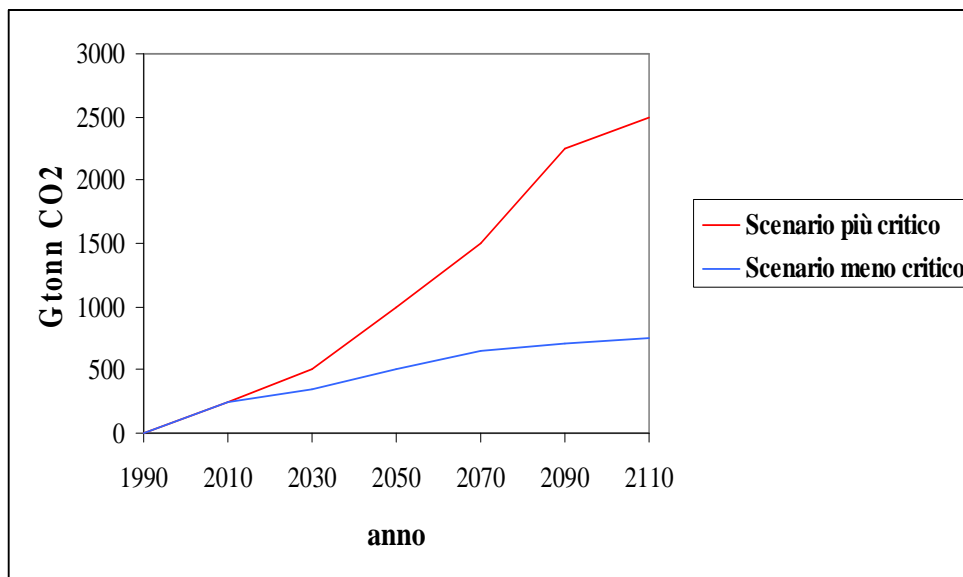
Grazie al minor consumo di combustibile rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica, la cogenerazione permette una significativa riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'inquinamento atmosferico (CO, NOx e SOx) e del riscaldamento della terra. In particolare i principali gas serra che provocano l'aumento della temperatura dell'aria e della superficie terrestre causando il fenomeno dell' "effetto serra" sono: il vapore d'acqua (H<sub>2</sub>O), l' anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il perossido di azoto (N<sub>2</sub>O) e il metano (CH<sub>4</sub>). Il potenziale dell' "effetto serra" di un determinato gas è misurato dalla quantità di CO<sub>2</sub>eq. Il parametro che definisce il potenziale di una sostanza come "gas serra" è il GWP (Global Warming Potential) assunto per convenzione uguale a 1 per la CO<sub>2</sub>. Il GWP è definito come l'effetto di riscaldamento su un certo orizzonte temporale prodotto da 1kg di sostanza rispetto a quello prodotto nello stesso tempo da 1kg di CO<sub>2</sub>. Nella tabella seguente sono riportati i fattori del potenziale "effetto serra" per i principali gas climalteranti:

<b>Emissioni climalteranti</b>	<b>GWP</b>
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	21
N <sub>2</sub> O	310

**Tabella 1.1**

Il metano, nonostante la sua concentrazione in atmosfera sia di molto inferiore a quella della CO<sub>2</sub>, è un fortissimo gas serra ed ha una capacità di assorbire le radiazioni nel campo dell'infrarosso 60 volte maggiore di quella della CO<sub>2</sub>. Anche il protossido di azoto è un gas serra molto potente e con un tempo di permanenza in atmosfera elevatissimo (120 anni), ma con bassa concentrazione. L'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha valutato quale potrebbe essere l'ammontare complessivo di gas serra nei prossimi decenni: sono stati presi in

considerazioni diversi scenari di previsione elaborando dati provenienti da diverse fonti (in base al tipo di politica adottata dalle varie nazioni). Si va da uno scenario più critico in cui si prevede che vi sia una crescita dei consumi energetici mondiali da imputarsi ai paesi emergenti (caratterizzati da un incremento industriale e demografico maggiore dei paesi delle economie più sviluppate) e un contemporaneo ricorso a fonti di approvvigionamento prevalentemente fossile, fino ad una previsione più ottimistica di uno scenario con tassi di crescita minimi del fabbisogno energetico ed un maggiore sfruttamento delle fonti rinnovabili. La figura seguente riporta i differenti scenari precedentemente descritti:



**Figura 1.4**

Mediante un impianto di cogenerazione, l'ambiente viene beneficiato con una significativa riduzione delle emissioni di gas inquinanti (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>), per ogni kW di energia prodotta, attraverso il controllo e il monitoraggio della loro produzione.

Il calore disperso dai sistemi di produzione convenzionali di energia rappresenta di per sé un fattore negativo di impatto ambientale che viene sensibilmente ridotto negli impianti di cogenerazione. Per tali ragioni l'impiego di impianti di cogenerazione è una componente chiave delle

strategie energetiche nazionali ed internazionali che si propongono di ricercare soluzioni energetiche che permettano uno sviluppo sostenibile per l'ambiente.

A questo fine sia la Comunità Europea che le normative nazionali e regionali prevedono anche specifici incentivi economici per la realizzazione di tali impianti.

Oltre al beneficio derivante dal miglior uso del combustibile rispetto alla generazione termoelettrica tradizionale, la presenza di un impianto di cogenerazione ben dimensionato consente di aumentare la sicurezza della fornitura elettrica e di migliorarne la qualità, proteggendo da interruzioni e cali di tensione.

La cogenerazione è una strategia di risparmio energetico con utilizzo dell'energia dispersa inutilmente nelle centrali termoelettriche, nei gruppi elettrogeni, nei rifiuti solidi urbani e nelle biomasse. Vi è uno spreco enorme nei Rifiuti Solidi Urbani: 300 kg/abitante-anno di R.S.U. e 450 kcal/abitante-anno, potenzialmente disponibili dal punto di vista termico ma di fatto non utilizzati.

Un altro vantaggio della cogenerazione è di tipo economico: un impianto cogenerativo correttamente dimensionato consente elevati risparmi energetici dell'ordine del 25-40% ed un pay-back dell'investimento dai 3 ai 6 anni.

La cogenerazione consente, inoltre, di ottenere rendimenti di I Principio  $\eta = (E_e + E_t) / E_c$  pari al 70-85%, valore notevole se confrontato col 50-60% del rendimento degli impianti per la sola produzione di elettricità.

Dal punto di vista normativo dei limiti assoluti di immissioni sonore, il documento più importante è il DCPM del 14/11/1997 ("Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"), un decreto emanato con esplicito riferimento all'ambiente esterno ed abitativo che stabilisce dei limiti di livello di pressione sonora da rispettare in funzione delle classi di destinazione d'uso del territorio. In seguito è stato concesso ad ogni

Comune di poter modificare e adattare i valori di riferimento allo stato del proprio inquinamento acustico.

La tabella seguente riporta il livello equivalente ponderato in scala A delle emissioni sonore ammesse nelle varie zone in cui è diviso il territorio Comunale:

<b>Classi di destinazione d'uso</b>	<b>Tempi di riferimento Diurno (6.00-22.00) Leq (dB(A))</b>	<b>Tempi di riferimento Notturno (22.00-6.00) Leq (dB(A))</b>
I. Aree particolarmente protette	50	40
II. Aree prevalentemente residenziali	55	45
III. Aree di tipo misto	60	50
IV. Aree di intensa attività umana	65	55
V. Aree prevalentemente industriali	70	60
VI. Aree esclusivamente industriali	70	70

**Tabella 1.2**

Riguardo all'impatto ambientale dei componenti dei sistemi CHP, anche se le macchine, i bruciatori ed i sistemi di ventilazione utilizzati negli impianti di cogenerazione possono raggiungere livelli di rumore fino a circa 100 dBA alla distanza di 1 metro, è possibile ottenere una diminuzione di tali livelli entro i 65 dBA con opportuni sistemi di isolamento delle macchine e di trattamento del rumore sui flussi di aria e/o dei gas emessi dalla combustione (gas esausti), in modo da renderli idonei all'uso anche in ospedali o zone residenziali.

Si riporta la tabella che riassume gli aspetti ambientali in termini di emissioni gassose e sonore per le diverse tecnologie cogenerative adottate:

<b>Tecnologia</b>	<b>Aspetti ambientali</b>
Motori endotermici	Maggiori problematiche per i motori diesel (emissioni atmosferiche, stoccaggio gasolio, rumore) Emissioni sonore: 70-120 dBA
Turbine a gas	Minori emissioni di NOx rispetto ai motori endotermici Emissioni sonore: 70-80 dBA
Celle a combustibile	Livello molto basso dei gas di scarico Emissioni sonore: <60 dBA

**Tabella 1.3**

L'apertura del mercato dell'energia dovrebbe portare nuovi attori e nuove forme finanziarie nel panorama della cogenerazione. Inoltre si possono individuare i seguenti potenziali utilizzatori: utenti proprietari e gestori dell'impianto con utilizzo interno dell'energia ed eventuale eccesso venduto in rete o produttori indipendenti che vendono l'energia termica a clienti locali ed elettricità alla rete.

Si possono evidenziare, quindi, i seguenti fattori di sviluppo del mercato:

- nuovi fornitori (ESCO, aziende di servizi, etc.)
- nuovi utenti (quartieri residenziali, singoli edifici, etc.)
- nuovi contratti di fornitura (tariffe del gas, tariffe energia di soccorso, vettoriamento)
- nuove concezioni di vendita (certificati bianchi, vendita diretta)
- nuovi schemi finanziari (Leasing, Servizio-Energia con riscatto)
- nuovi utilizzi impiantistici (trigenerazione)

In conclusione, nel dichiarare che un impianto cogenerativo consente un risparmio di energia primaria rispetto alle due produzioni separate si è assunto che l'energia prodotta dall'impianto stesso sia sempre utilizzata nella sua totalità. Nel momento in cui venisse a mancare la domanda di energia termica o elettrica da parte dell'impianto la convenienza potrebbe non essere più assicurata.

Se da un lato infatti l'eccesso di energia elettrica può essere riversato sulla rete, una produzione di energia termica in eccesso difficilmente

potrebbe essere utilizzata e in questo caso la cogenerazione potrebbe non risultare più giustificata. Per questa ragione un impianto cogenerativo trova convenienza soltanto in alcuni contesti dove sia costantemente necessaria, oltre che energia elettrica, anche una certa quantità di energia termica per processi industriali o scopi civili.

### **1.2.1 Cogenerazione e ambiente**

Secondo un'analisi dell'International Energy Agency (IEA), gran parte delle previsioni energetiche, basate sulle proiezioni economiche per i prossimi decenni, assicurano che gli approvvigionamenti di combustibili fossili saranno largamente sufficienti a coprire le richieste. In assenza di grandi innovazioni tecnologiche, i previsti e consistenti aumenti della domanda energetica saranno coperti da un sempre più intenso utilizzo di combustibili fossili mentre un modesto contributo sarà dato dall'energia nucleare e dallo sfruttamento delle energie rinnovabili non idroelettriche (fotovoltaico, eolico, biomasse ecc.).

La percentuale di penetrazione di queste nuove energie rinnovabili, riferite al totale, si colloca soltanto con un piccolo incremento nei prossimi trenta anni, dal 2% al 3%. Sempre secondo l'analisi dell'IEA, tra il 2000 ed il 2030 è prevedibile un raddoppio dei consumi mondiali di elettricità, principalmente a causa dell'aumento della domanda nei Paesi in via di sviluppo. Malgrado un incremento dell'uso di gas naturale, la principale fonte primaria per la produzione di elettricità rimarrà, almeno fino al 2030, il carbone le cui emissioni di CO<sub>2</sub>, a parità di energia elettrica prodotta, sono 2,5 volte maggiori di quelle prodotte dal gas naturale. Al fine di alterare questa previsione è necessario un forte impulso allo sviluppo di tecnologie innovative o all'introduzione di sistemi che ottimizzano l'utilizzo delle fonti fossili su larga scala. Pertanto l'utilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili e lo sfruttamento con più alti rendimenti delle fonti tradizionali è un tema di

rilevanza mondiale e determinante per l'economia di molti Paesi tra i quali l'Italia. Il nostro Paese, infatti, è privo di significativi giacimenti di petrolio greggio, di idonee quantità di gas naturale e quasi del tutto di carbone economicamente utilizzabile. La scelta attuale del “no al nucleare” contribuisce a rendere più difficile la situazione italiana in campo energetico. Grande attenzione e studi vanno quindi posti alla produzione distribuita in piccole ma numerose unità di energia elettrica, utilizzando fonti energetiche rinnovabili ma anche il gas naturale di cui una rete abbastanza capillare penetra nel territorio nazionale. Altrettanta attenzione va posta al risparmio energetico che può rimettere a disposizione ingenti quantità di energia soprattutto per l'utenza elettrica. Attualmente la cogenerazione è diventata indubbiamente una buona opportunità, conveniente anche per utenze medio-piccole per le seguenti motivazioni: continua evoluzione delle tecnologie e dei sistemi di controllo, condizioni favorevoli della fornitura di combustibili (in particolare di metano) per tale tecnologia grazie alle disposizioni di legge in materia di risparmio energetico (maggiori agevolazioni sono possibili qualora le fonti primarie siano rinnovabili), possibilità di trasferire in rete l'energia elettrica prodotta in esubero, ricavandone un corrispettivo. Le proprietà particolari della cogenerazione, sia sotto il profilo energetico che ambientale, sono ormai ampiamente riconosciute ed incentivate sia nell'ambito della Comunità Europea che nello stesso quadro legislativo italiano. I sistemi di cogenerazione sono riconosciuti e favorevolmente apprezzati dal Parlamento Europeo in quanto considerati di rilevante importanza ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto.

### **1.2.2 Il Protocollo di Kyoto e la normativa italiana**

Il 16 Febbraio 2005 è entrato in vigore il protocollo di Kyoto nei 141 paesi che hanno ratificato l'accordo del 1997 sullo stato del clima del



pianeta. Si tratta di un accordo internazionale in materia ambientale sui cambiamenti climatici, adottato a Kyoto, in Giappone, nel 1997, durante la Terza Conferenza delle Parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite. Alla conferenza di Kyoto sono stati definiti gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti fino al 2010, validi per i paesi industrializzati. In particolare si prevede la riduzione totale dei gas serra di un 5,2% entro il 2008-2012; per l'Europa è prevista una riduzione dell'8%.

La tabella seguente riporta le riduzioni previste per gli Stati Membri dell'Unione Europea, approvati dal Consiglio dei Ministri dell'Ambiente europeo nel giugno 1998 e i valori fissati a Kyoto per alcuni dei principali Paesi industrializzati:

<b>Paese firmatario</b>	<b>Riduzione CO<sub>2</sub> (%) prevista per il periodo 1990/2010</b>
Unione Europea*	-8,0
Austria**	-13
Belgio/Lussemburgo**	-7,5
Danimarca**	21,0
Finlandia**	0
Francia**	0
Germania**	-21,0
Grecia**	+25,0
Irlanda**	+13,0
Italia**	-6,5
Olanda**	-6,0
Portogallo**	+27,0
Spagna**	+15,0
Svezia**	+4,0
Gran Bretagna**	-12,5
O.E.C.D. eccetto U.E.*	-6,0
Australia*	+8,0
Giappone*	-6,0
Svizzera*	-8,0
Stati Uniti*	-7,0

**Tabella 1.4**

\* valori fissati a Kyoto.

\*\* per gli Stati Membri dell'Unione Europea, approvati dal Consiglio dei Ministri dell'Ambiente europeo nel giugno 1998, in seguito al Protocollo di Kyoto.

Il Protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005 a seguito della ratifica della Russia. Per l'entrata in vigore, il Protocollo doveva essere infatti ratificato da almeno 55 paesi, tra i quali un numero di Paesi industrializzati che nel 1990 avevano emesso almeno il 55% della CO<sub>2</sub> equivalente totale che rappresenta la misura di potenziale dell'effetto serra per un determinato gas ( Australia, Austria, Bielorussia, Belgio, Bulgaria, Canada, Croazia, Danimarca, Estonia, Federazione Russa, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Islanda, Irlanda, Italia, Giappone, Lettonia, Liechtenstein, Lituania, Lussemburgo, Monaco, Norvegia, Nuova Zelanda, Olanda, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Stati Uniti d'America, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Ungheria, Unione Europea).

L'Italia ha ratificato il Protocollo con la legge n. 120 del 1 giugno 2002. Il trattato, che rappresenta il primo strumento di attuazione della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, prevede il vincolo per i Paesi industrializzati di ridurre le emissioni dei gas serra del 5,2% nel periodo 2008 – 2012 rispetto alle emissioni del 1990. Il Protocollo non prevede impegni per i Paesi in Via di Sviluppo in osservanza del principio di equità.

Il meccanismo sanzionatorio definito all'interno del processo attuativo del Protocollo di Kyoto (decisione 27/CMP.1) si propone di facilitare, promuovere e rafforzare il rispetto degli impegni fissati dal Protocollo, assicurando al tempo stesso trasparenza e credibilità al sistema.

Essendo il primo strumento messo in atto per raggiungere gli obiettivi della Convenzione e viste anche le difficoltà nel raggiungere un accordo tra le Parti, si è scelta una linea strategica non orientata a sanzionare

economicamente gli Stati in maniera diretta ma a responsabilizzarli anche in vista dei periodi di impegno successivi.

Nel caso di mancato rispetto dell'impegno di riduzione delle emissioni, il Protocollo di Kyoto prevede dunque l'applicazione delle seguenti sanzioni:

- maggiorazione del 30% sulla quantità di emissioni che mancano al raggiungimento dell'obiettivo, addebitata in aggiunta agli obblighi che verranno stabiliti nel secondo periodo d'impegno
- viene previsto l'obbligo di adozione di un piano d'azione per il rispetto dei propri obiettivi
- può essere disposta la sospensione dalla partecipazione all'emissions trading, ossia al "mercato delle emissioni", uno strumento amministrativo per il controllo delle emissioni inquinanti e dei gas serra a livello internazionale che opera attraverso la quotazione monetaria delle emissioni stesse ed il commercio delle quote di emissione tra Stati diversi.

L'Italia si è impegnata a ridurre, entro il 2010, le emissioni di gas serra come la CO<sub>2</sub> del 6,5% rispetto ai livelli del 1990, che significa una riduzione di 100 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> con costi di circa 1 miliardo di Euro. A livello nazionale sono state individuate le misure più efficaci nei diversi settori produttivi.

In particolare dovranno essere promosse azioni nel settore della produzione di energia elettrica e termica da combustibili intrinsecamente più puliti (gas naturale) e da fonti rinnovabili (biomasse, biofuel ecc..).

La diffusione degli impianti cogenerativi ha dunque permesso e favorito un uso sostenibile delle risorse con conseguenti benefici per l'ambiente.

Già dal 1982, il Governo Italiano, con la legge 380/82, manifestava l'interesse per questo tipo di impianti, fornendo un segnale importante nella liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica. Con il DL N°20 del 8 febbraio 2007, viene recepita la Direttiva Comunitaria

2004/8/CE, la quale promuove la cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato dell'energia. Il Decreto conferma per tale sistema il regime di sostegno previsto già dal 1999 dal Decreto Bersani n.79 che, tra l'altro, prevedeva per la cogenerazione sia la priorità di dispacciamento (vale a dire la precedenza accordata da parte di Terna S.p.a., come gestore della rete di trasmissione, nella chiamata in produzione dell'impianto), sia l'esenzione dall'obbligo (previsto per produttori e importatori di energia elettrica) di immettere in rete una certa percentuale di energia elettrica da fonti rinnovabili o di acquistare in proporzione certificati verdi sul mercato.

Ogni quattro anni, a partire dal 2007, il Ministero dello Sviluppo Economico, insieme col Ministero dell'Ambiente, pubblica una relazione sull'applicazione del decreto che viene inviata per informazione alla Commissione Europea.

Lo schema di Decreto stabilisce poi che il GSE (Gestore del Sistema Elettrico) costituisca un efficiente banca dati sulla cogenerazione in Italia, sulla base di valori misurati e comunicati dai produttori. Entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto, il GSE trasmette al ministero dello Sviluppo economico, al Ministero dell'Ambiente, al Ministero delle Politiche agricole, alla Conferenza unificata e all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas un rapporto sulla capacità di installazione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento in Italia, cioè quanta potenza è possibile e conveniente installare, evidenziando separatamente il potenziale della piccola cogenerazione e della micro cogenerazione.

Secondo quanto previsto dallo schema di decreto, l'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento consente al produttore che ne fa richiesta di ottenere il rilascio della Garanzia di Origine. Una Garanzia che viene data dal Gestore del Sistema Elettrico, GSE SpA, secondo procedure approvate dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE). La garanzia permette di dimostrare che l'elettricità è

effettivamente prodotta dalla cogenerazione ad alto rendimento e ciò consente fra l'altro il riconoscimento reciproco di tale energia tra i vari Stati membri.

Gli effetti generali del Decreto saranno:

- risparmio energetico, conseguente al minor consumo di combustibile
- riduzione dell'impatto ambientale, grazie alla riduzione delle emissioni di gas effetto serra e alla sostituzione di modalità di produzione di calore poco efficienti e più inquinanti
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico, conseguente alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza.

La delibera 42/02 dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) stabilisce che per ottenere i benefici derivanti dalla normativa vigente, il GSE deve riconoscere la qualifica di cogenerazione attraverso la valutazione dei seguenti indici:

- IRE (Indice di Risparmio Energetico), il quale esprime il risparmio di energia primaria conseguito dal cogeneratore rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica, quindi è espresso dalla relazione:

$$IRE = \frac{Es - Ec}{Es} = 1 - \frac{Ec}{ES} = 1 - \frac{Ec}{Ees + Ets} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

dove:

$Ees+Ets$ = Energia primaria necessaria alla produzione separata di elettricità e calore per mezzo di impianti distinti, uno per la sola elettricità e l'altro per il solo calore mediante caldaia tradizionale.

$Ec$  = Energia primaria del combustibile, riferita al potere calorifico inferiore, necessaria all'impianto cogenerativo per la produzione di  $Ee$  e  $Et$ .

$E_e$  = Energia elettrica netta dell'impianto di cogenerazione

$E_t$  = Energia termica netta dell'impianto di cogenerazione

$\eta_{es}$  = Rendimento elettrico netto di riferimento della modalità di pura generazione elettrica

$\eta_{et}$  = Rendimento termico netto di riferimento della modalità di pura generazione di energia termica.

Nella delibera 42-02 [21] l'Autorità stabilisce il valore di IRE min affinché un impianto possa essere definito cogenerativo. Questo valore è pari a 0,05 per le sezioni esistenti prima dell'emissione della delibera e a 0,1 per le sezioni di nuova realizzazione, ovvero con data di entrata in servizio successiva alla delibera. Affinché un impianto soddisfi la condizione espressa dalla delibera il suo indice IRE dovrà rispettare la seguente disuguaglianza:

$$IRE \geq IRE \text{ min}$$

La scelta di adottare l'indice IRE come indicatore di riferimento è dipesa da più ragioni. In primo luogo è un indicatore molto diffuso e utilizzato e il suo valore dà un'idea immediata del possibile risparmio energetico ottenuto con la cogenerazione. In secondo luogo, grazie alla precisa definizione del rendimento di riferimento  $\eta_{es}$ , permette di valutare in maniera corretta il risparmio energetico tenendo conto del tipo di impianto, della taglia e del combustibile utilizzato, individuando situazioni di utilizzo non ottimale delle fonti energetiche.

• LT (Limite Termico), il quale esprime l'incidenza dell'energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore. Tale rapporto è dato dalla formula:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

Affinché un impianto sia reputato cogenerativo il suo limite termico dovrà essere superiore al valore LT min, stabilito dall'autorità pari a 0,15. Dovrà quindi essere:

$$LT \geq LT_{\min}$$

Un ulteriore indice che determina le condizioni per il riconoscimento della cogenerazione è l'indice PES (Primary Energy Saving, coincidente concettualmente con l'IRE) che indica il risparmio percentuale di combustibile: per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW il PES deve essere maggiore di zero, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW esso deve risultare maggiore del 10%.

La Direttiva 2004/8/CE ha come oggetto la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione in ambito europeo e, al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati, introduce le due seguenti definizioni:

- definizione di energia elettrica “qualificabile come cogenerativa”, cioè quella prodotta a partire dalla domanda di calore utile;
- definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

In tale contesto è previsto che gli Stati membri attivino il riconoscimento di una “garanzia di origine” solo all'energia elettrica quantificabile come cogenerativa e prodotta da sistemi CAR, così definita secondo un criterio basato sull'indice PES. Più esplicitamente il sistema gode della definizione CAR quando:

- la produzione combinata avviene mediante piccole unità di piccola cogenerazione (<1MW) e di micro cogenerazione (<50kW) che garantiscono un risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata
- la produzione combinata di energia elettrica e calore fornisce un risparmio dell'energia primaria di almeno il 10% rispetto alla produzione convenzionale.

Fra i molteplici benefici previsti dalla normativa vigente a favore dei sistemi CAR, quelli di più immediato interesse sono i seguenti:

- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta (art. 11, comma 4, del DL del 16 marzo 1999, n. 79)

- agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione (DL n. 504/95 aggiornato dal DL del 2 febbraio 2007, n. 26)
- accessibilità al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti CAR, con potenza nominale fino a 200 kW (delibera AEEG 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08)
- applicazione delle condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete, così come definito dall'Autorità con Deliberazione n. ARG/elt 99/08.

Inoltre, con il DL dell' 8 febbraio 2007, n.20, nuove disposizioni vengono poste nell'intento di favorire lo sviluppo della cogenerazione, fra cui:

- possibilità di accesso di tutti i sistemi CAR ai certificati bianchi (art. 6, commi 1,2,3,4,5)
- semplificazioni nelle procedure amministrative per l'autorizzazione alla costruzione ed alla gestione degli impianti di cogenerazione, con particolare riferimento alle unità di piccola e di micro cogenerazione (art. 8).

Ulteriori benefici ed agevolazioni riguardano la produzione di energia elettrica con l'utilizzo di combustibili derivati da fonti rinnovabili, ovvero oli di origine vegetale.

Per tali impianti, a seguito del riconoscimento da parte del GSE della qualificazione IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), è possibile usufruire dei certificati verdi, oppure del ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta, remunerata con una tariffa omnicomprensiva, il cui importo per kWh prodotto, è molto conveniente. Il Decreto Bersani imponeva un obbligo agli operatori che immettono in rete più di 100 GWh/anno che almeno il 2% dell'elettricità provenga da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva al 1/4/99.



Tale obbligo è stato incrementato dello 0,35% dal 2004 al 2006 e dello 0,75% dal 2007 al 2012. La Legge 99/09 trasferisce tale obbligo sui soggetti che concludono con Terna contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo.

Alla produzione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile entrati in esercizio prima del 2008, che abbiano ottenuto la qualifica IAFR, viene associato un certificato verde (CV) ogni MWh/anno prodotto (in caso di nuova costruzione, rifacimento o riattivazione).

I CV vengono emessi, ai fini dei riconoscimenti previsti dal Decreto Bersani, per:

- 8 anni per impianti alimentati da rifiuti non biodegradabili, qualificati ed entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2006 e impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento alimentati da fonte non rinnovabile;
- 12 anni in base all'art. 267 comma 4 lettera D del DL 152/06, per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio dal 1-4-99 al 31-12-07;
- 15 anni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 2008;

Sono riconosciuti ulteriori 4 anni al 60% agli impianti alimentati da biomasse da filiera entrati in funzione prima del 2008 o da rifiuti non biodegradabili entrati in esercizio da febbraio 2004 e dicembre 2006. Gli impianti a fonte rinnovabile entrati in esercizio dal 2008 a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, riceveranno per 15 anni CV pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per il coefficiente, riferito alla tipologia della fonte (vedi tabella seguente).

I soli impianti di potenza fino a 1MW, su richiesta del produttore possono accedere, in alternativa ai CV, a una tariffa fissa omnicomprensiva (che comprende cioè sia la componente incentivante

che l'acquisto dell'energia elettrica) per ogni kWh prodotto e immesso in rete. Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia ammessa alla tariffa fissa omnicomprensiva sono contenute nella delibera AEEG ARG/elt 1/09. Ogni 3 anni potranno essere rivisti, con Decreto Ministeriale, il coefficiente moltiplicativo e la tariffa fissa.

Gli impianti entrati in funzione dopo il 30 giugno 2009 riceveranno CV o tariffa omnicomprensiva solo se non beneficeranno di incentivi pubblici (nazionali, locali o comunitari) in conto energia, conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata, assegnati dopo il 31 dicembre 2007. I soli impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agro-alimentari, di allevamento e forestali, possono cumulare la tariffa fissa omnicomprensiva di 28c€/kWh con altri incentivi pubblici (nazionali, locali o comunitari) in conto energia, conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40% dell'investimento.

La tabella seguente riassume i valori del coefficiente moltiplicativo e della tariffa fissa per tipologia di energia utilizzata:

<b>Fonte</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>c€/kWh</b>
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	1,0	30
Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,0	n.a.
Eolica offshore	1,5	n.a.
Solare**	**	**
Geotermica	0,9	20
Moto ondoso e maremotrice	1,8	34
Idraulica	1,0	22
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3	n.a.
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n.73/2009 del Consiglio, del 19 Gennaio 2009	n.a.	28
Biomasse e biogas prodotti da allevamento, attività agricola e forestale da filiera corta*	*	n.a.
Biomasse e biogas del punto precedente, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo di energia termica in ambito agricolo	*	n.a.
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8	n.a.
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) del n.73/2009 del Consiglio, del 19 Gennaio 2009	n.a.	18

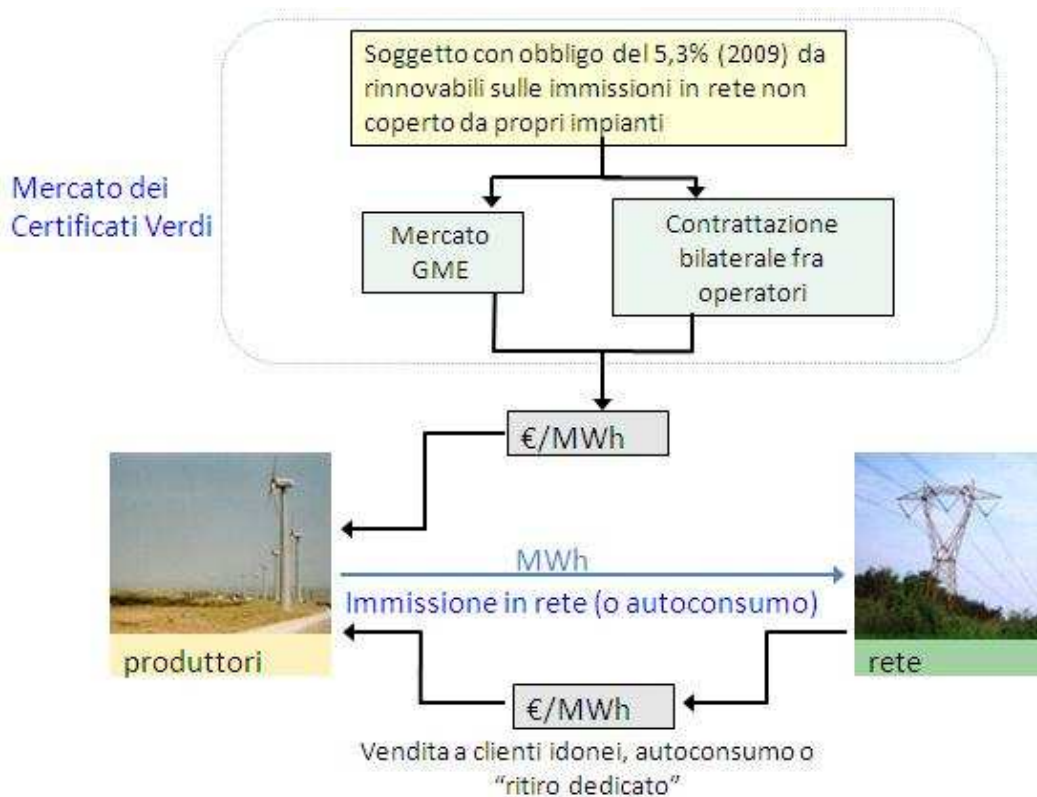
**Tabella 1.5**

\*E' fatto salvo quanto disposto dalla legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articolo 9 e 10 del Decreto Legislativo n.102 del 2005 oppure di filiere corte.

\*\*Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del Decreto Legislativo del 29 Dicembre 2003, n.387; non sono quindi più riconosciuti i CV.

Si segnala inoltre che il D.L. 78/09, come convertito dalla Legge 102/09, prevede il rilascio di CV per l'energia elettrica associata a calore utile prodotta da impianti di cogenerazione "connessi ad ambienti agricoli".

Lo schema di funzionamento del mercato dei certificati verdi è quello riportato nella figura sottostante: i produttori ricevono il provento derivante dalla vendita del CV in aggiunta al prezzo di vendita dell'energia generata (o alla valorizzazione dell'autoconsumo della stessa). I CV possono essere contrattati direttamente fra i proprietari degli impianti stessi e gli operatori interessati, oppure servendosi dell'apposito mercato creato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).



**Figura 1.5**

In base all'accordo del 10/06/06 tra il Ministero delle Attività produttive e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio della Repubblica italiana e il Ministero dell'Economia e del Commercio vengono reciprocamente riconosciuti le modalità di certificazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e dei relativi sistemi di incentivazione basati sul meccanismo di mercato dei certificati verdi. Verrà così ampliato il mercato dei CV.

Attualmente chi importa o produce energia elettrica da fonti non rinnovabili ha l'obbligo di immettere in rete una quota del totale di tale energia prodotta da fonti rinnovabili. In alternativa può acquistare sul mercato certificati verdi per una equivalente quota.

Questo Decreto Legislativo stabilisce che almeno l'80% di questo obbligo deve essere coperto con certificati verdi da fonti rinnovabili pure (solare, eolica, biomasse, maree ecc...). La rimanente quota, pari al massimo al 20%, può essere coperta da certificati verdi provenienti dalla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ma solo se realizzata da impianti entrati in esercizio nel periodo che va dall'approvazione della legge Marzano all'approvazione della legge finanziaria 2007, da impianti autorizzati in questo stesso periodo purché entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2008 e da impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2008, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima dell'entrata in vigore di questo provvedimento.

Il Decreto del 7 febbraio 2007 promuove, quindi, la cogenerazione ad alto rendimento: chi la sceglie avrà benefici sia in termini di semplificazioni, sia in termini di assegnazione di titoli che attestano il risparmio energetico, i cosiddetti certificati bianchi (TEE, Titoli di Efficienza Energetica, di dimensione unitaria di 1 TEP).

Al contrario dei certificati verdi, che rappresentano una data quantità di energia prodotta da fonte rinnovabile, il certificato bianco sta ad indicare quante tonnellate di petrolio (TEP) sono state risparmiate grazie a

determinati interventi tesi a rendere più efficiente il processo di produzione elettrica.

Lo Stato italiano obbliga i produttori di energia a conseguire un certo numero di certificati bianchi o, in alternativa, ad acquistarli.

Tali certificati hanno un valore di mercato e potranno essere utilizzati dagli operatori per recuperare più velocemente i costi di investimento. Il meccanismo è stato implementato attraverso i decreti MAP 20 luglio 2004 che hanno fissato l'obbligo per i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori a 100.000 clienti di effettuare installazioni di tecnologie efficienti presso gli utenti finali, allo scopo di raggiungere un prefissato valore di energia primaria. I distributori possono intervenire direttamente, avvalersi di società controllate o acquistare TEE rilasciate dalle società di servizi energetici (ESCO, Energy Service Company). Le modalità attraverso cui operano queste società è il cosiddetto finanziamento tramite terzi: esse forniscono all'utente servizi di diagnosi, finanziamento, progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ricevendo dall'utente un compenso periodico proporzionale al risparmio energetico ottenuto. La ESCO, nel caso non sia in grado di realizzare direttamente l'impianto, si può rivolgere a fornitori che si occupano della sua costruzione, installazione e collaudo. Inoltre può decidere di avvalersi di fornitori esterni anche per la manutenzione e la gestione. Le linee guida dell'AEEG definiscono le ESCO come "società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che alla data di avvio del progetto hanno come oggetto sociale, anche se non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi".

Lo schema legislativo prevede, inoltre, una riorganizzazione dei criteri per l'assegnamento dei certificati bianchi alla cogenerazione ad alto rendimento tale da indurre la diffusione. Tale riorganizzazione verrà attuata tramite l'emanazione di un decreto ministeriale promosso dal

Ministero dell'Ambiente, dal Ministero delle Politiche agricole e forestali e d'intesa con la Conferenza unificata. Attualmente una delle proposte per incentivare la cogenerazione ad alto rendimento potrebbe essere la maggiore durata/quantità dei certificati bianchi emessi a favore di chi produce in cogenerazione ad alto rendimento, consentendogli così di ottenere maggiori ricavi dalla vendita sul mercato dei certificati, tali da recuperare più velocemente i costi di investimento.

Sempre con questo Decreto Ministeriale sarà inoltre prevista l'estensione graduale del diritto di accesso ai certificati bianchi anche a soggetti diversi da quelli previsti dalla attuale disciplina che sono i distributori di energia elettrica e gas e loro controllate, oltre che le società operanti nel settore dei servizi energetici comprese le imprese artigiane.

Il meccanismo dei certificati bianchi è stato inteso come uno strumento di promozione all'uso razionale dell'energia, tale da suscitare grande attenzione sia a livello europeo che internazionale.

La Commissione Europea segue da vicino il processo di evoluzione del mercato italiano dei Titoli di Efficienza Energetica, nella convinzione che esso possa rappresentare un'efficace strumento, estendibile agli altri Paesi dell'Unione Europea.

Il Decreto Legge, infine, prevede anche il servizio di "scambio sul posto" per l'elettricità prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW. Lo "scambio sul posto" consente a un consumatore di energia elettrica che contemporaneamente produce energia tramite la cogenerazione di immettere in rete l'energia prodotta e non consumata. Un'azione che permette al soggetto di pagare solo la differenza tra l'energia consumata e quella immessa in rete. Nel caso in cui l'energia immessa in rete è superiore a quella consumata, il cliente ha, quindi, diritto ad un equivalente credito di energia elettrica da utilizzare successivamente.

### 1.2.3 Cogenerazione e Ecodesign

Nelle attuali strategie produttive è sempre più attuale il concetto di Ecodesign, intendendo con questo termine una progettazione del sistema produttivo che consiste in un migliore sfruttamento delle materie prime e dell'energia per ridurre l'impatto ambientale. L'utilizzo di tecniche di Ecodesign comporta l'adozione, da parte delle aziende, di strumenti di tecnologia innovativa e gestionale favorendo prodotti sostenibili, riutilizzabili e riciclabili. Per quanto riguarda i dispositivi connessi con la produzione di energia essi devono dimostrarsi "ecocompatibili" per il loro intero ciclo di vita, compresa l'ultima fase di riciclo e smaltimento. Con l'impiego della cogenerazione può realizzarsi un beneficio economico e ambientale agendo su vari fattori: si può ottimizzare lo schema di impianto, la tipologia dei componenti e la loro potenza. Grazie ad un corretto dimensionamento e una corretta conduzione si ottengono, infatti, impianti cogenerativi che rendono disponibile energia utile con un rendimento complessivo migliore rispetto alla generazione energetica separata. Inoltre, utilizzando combustibili che producono basse quantità di emissioni, l'ambiente viene beneficiato con la riduzione di gas inquinanti in atmosfera.

L'Unione Europea ha cominciato a disciplinare l'immissione sul mercato e la messa in servizio dei prodotti che consumano energia con la EUP (Ecodesign Directive for Energy-using Products), che prevede l'adozione di specifici criteri di progettazione, allo scopo di ridurre l'impatto ambientale e migliorarne l'efficienza energetica. Nel corso degli anni tale direttiva ha subito diverse e sostanziali modifiche. In occasione di nuove modifiche, volte ad ampliarne l'ambito di applicazione, è stata emanata la Direttiva 2009/125/CE del 21 ottobre 2009 con l'intento di uniformare la produzione europea in materia di eco compatibilità, garantendo così il buon esercizio della libera concorrenza e il corretto funzionamento delle regole del libero mercato.



Secondo quanto disposto dalla Direttiva, per prodotti che consumano energia si intendono:

- apparecchiature che hanno bisogno di energia per funzionare
- dispositivi per la generazione, il trasferimento e la misurazione di energia

- parti di apparecchiature che hanno bisogno di energia per funzionare e che sono destinate ad essere incorporate in un prodotto che consuma energia contemplato nella normativa

- prodotti che hanno un impatto diretto sul consumo di energia

La EUP richiede che i produttori di apparecchiature che consumano energia svolgano attività di Ecodesign. Devono cioè sviluppare prodotti adottando criteri orientati alla riduzione degli impatti ambientali lungo tutte le fasi del ciclo di vita del prodotto (attraverso l'analisi del ciclo di vita nota anche come LCA, Life Cycle Assessment).

Un forte impulso a predisporre di adeguate politiche energetiche in riferimento alla Direttiva sull'Ecodesign è stato impresso dai profondi mutamenti intervenuti nella normativa del settore energetico con l'evoluzione delle politiche di decentramento che hanno trasferito alle Regioni e agli Enti Locali le funzioni e le competenze in materia di ambiente e di energia. I Piani Energetici per l'uso razionale dell'energia nascono dall'analisi della struttura energetica di un ambito territoriale e rappresentano uno strumento indispensabile per dar vita ad una programmazione sul medio-lungo periodo degli interventi da realizzare per gestire la domanda e pianificare l'offerta di energia. La pianificazione energetica locale è intesa come un processo di ottimizzazione dei componenti relativi al fabbisogno di energia e deve tener conto dei diversi parametri economici e sociali che caratterizzano il territorio. Il ruolo di questi strumenti di pianificazione deve essere coerente con gli impegni assunti dalle nazioni di tutto il mondo, e quindi anche dell'Italia, verso la riduzione dei gas climalteranti e verso un consistente incremento nell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

L'obiettivo di carattere generale di un Piano Energetico é l'integrazione del fattore "energia" nella pianificazione del territorio, individuando le scelte strategiche per migliorare lo stato ambientale e promuovere l'uso razionale delle risorse nell'ottica di uno sviluppo sostenibile.

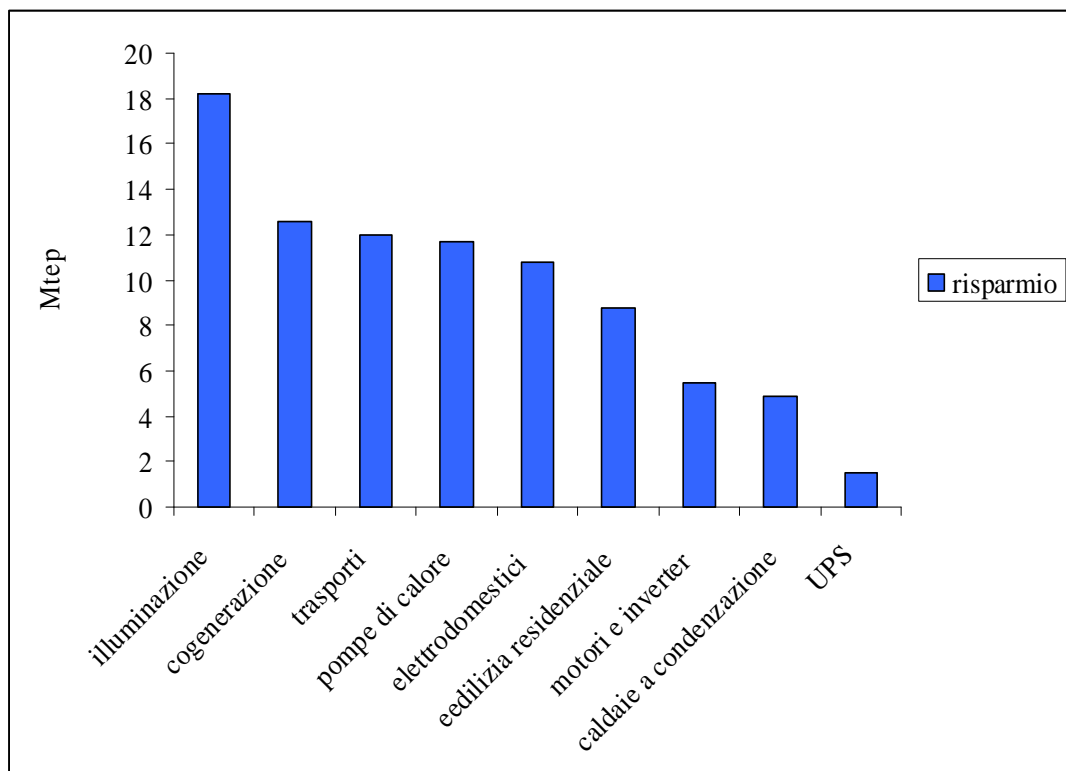
Un modello di tipo di Piano si articola in una serie di fasi operative:

- individuazione degli obiettivi tecnici ed economici da raggiungere
- individuazione e classificazione delle infrastrutture energetiche già presenti sul territorio
- analisi e quantificazione della domanda energetica del territorio
- analisi e quantificazione dell'offerta di energia
- censimento e mappatura delle fonti energetiche rinnovabili presenti sul territorio
- organizzazione e classificazione sistematica dei dati
- stesura e valutazione del bilancio energetico
- valutazioni economiche delle azioni di intervento da eseguire

I risultati finali del Piano energetico dovrebbero portare alla ricostruzione del sistema energetico, ambientale e territoriale per settori, usi finali e aree territoriali attraverso:

- una proiezione della stima del fabbisogno energetico basata sulla definizione il più possibile esauriente dell'evoluzione storica della situazione energetico-ambientale e sull'individuazione, se possibile, dei possibili scenari di sviluppo urbano (sotto il profilo economico, demografico, territoriale ecc...)
- una valutazione del potenziale di risparmio ottenibile sul versante della domanda energetica
- una valutazione dell'incremento di offerta di energia ottenibile attraverso le diverse fonti (incluse le fonti rinnovabili) con una valutazione del potenziale tecnico delle risorse rinnovabili sul territorio
- un bilancio delle emissioni

Per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale bisogna, quindi, operare sfruttando l'efficienza energetica dei processi e dei prodotti. Attraverso una corretta politica di incentivazione dell'efficienza energetica in Italia si potrebbe arrivare a conseguire un risparmio integrale di energia fossile di oltre 86 Mtep nel periodo 2010-2020 con una conseguente riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> pari ad oltre 207,6 milioni di tonnellate (secondo i dati forniti dall'AEEG). Il settore della cogenerazione risulta essere uno dei settori più promettenti per il risparmio energetico (12,6 Mtep) come si vede dal grafico:



**Figura 1.6**

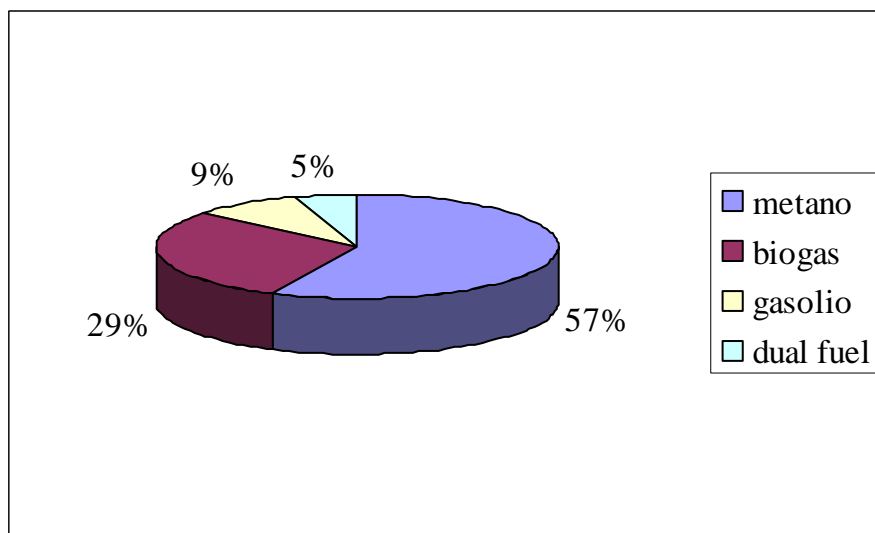
In particolare occorre considerare l'impatto potenzialmente ottenibile dalla cogenerazione ad alto rendimento quantificando il risparmio di energia primaria e la riduzione delle emissioni inquinanti e valutare tale impatto in termini di risorse necessarie al processo di cogenerazione e di rapporto tra costi e benefici ottenuti.

### 1.3 I combustibili utilizzati dagli impianti cogenerativi

Gli impianti di cogenerazione possono impiegare come combustibile:

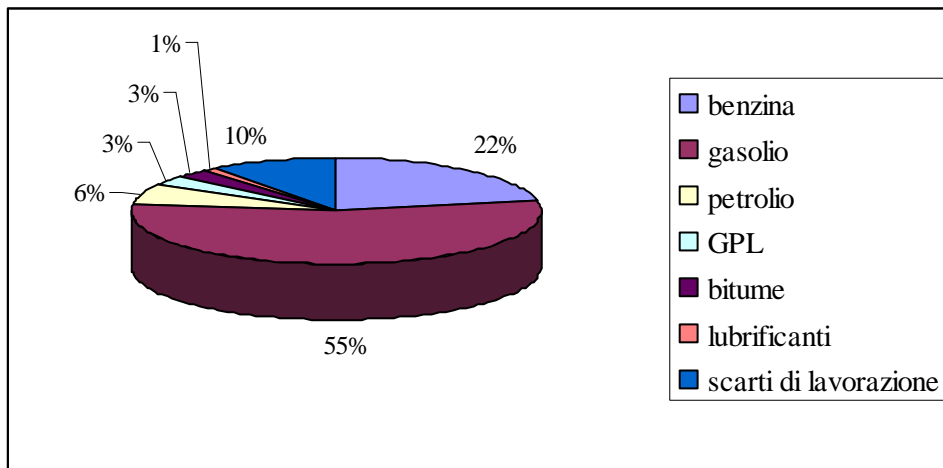
- gas naturale
- combustibili fossili (gasolio, benzina, olio)
- biogas proveniente da discariche o depuratori
- miscele

Il grafico seguente mostra la percentuale di utilizzo dei diversi combustibili degli impianti di cogenerazione:



**Figura 1.7**

Nella pratica comune, i combustibili fossili e il gas naturale, quest'ultimo per ragioni economiche ed ambientali, rappresentano la classe dominante; tuttavia di recente stanno trovando maggiore applicazione le biomasse, i RSU ed alcuni gas industriali. In particolare per quanto riguarda i combustibili fossili sopra citati, essi derivano dalla raffinazione del petrolio greggio, la cui massa in percentuale viene convertita in diversi prodotti come mostra il seguente grafico:



**Figura 1.8**

Si fa presente che gli oli combustibili vengono classificati, secondo il quantitativo di zolfo (S), in quattro classi distinte:

1)STZ: senza tenore di zolfo ( $S < 0,5\%$  in massa). Nel gasolio, in particolare, lo zolfo è presente solitamente in percentuali inferiori allo 0,1-0,3%.

2)BTZ: basso tenore di zolfo ( $0,5 < S < 1,3$  in massa)

3)MTZ: medio tenore di zolfo ( $1,3 < S < 2,5$  in massa)

4)ATZ: alto tenore di zolfo ( $S > 2,5\%$  in massa)

I combustibili possono essere classificati:

- in base allo stato fisico in solidi, liquidi e gassosi;
- in base alle caratteristiche di provenienza in "commerciali" e "residui".

Si definiscono combustibili "commerciali" i combustibili fossili che sono soggetti ad estrazione, trattamento, raffinazione e commercializzazione nei vari mercati mondiali.

I "residui" sono i sottoprodotti, prodotti secondari o gli scarti in uscita dai processi produttivi. I combustibili da fonti rinnovabili non sono di norma commercializzati, ma sono disponibili per l'acquisto solo in alcune specifiche località.

Tra i combustibili "commerciali" si annoverano:

- carbone
- oli combustibili pesanti ed extra pesanti

- gasolio
- GPL
- nafta
- gas naturale

Ai "residui" appartengono invece:

- combustibili solidi, come scarti provenienti dall'industria del legno, biomassa da residui colturali e forestali, i pneumatici e i rifiuti domestici
- combustibili liquidi come il "black liquor" estratto dalla polpa legnosa
- combustibili gassosi come il biogas estratto dai digestori anaerobici di materiale organico e i gas a valle dei processi produttivi (industria del ferro e dell'acciaio, impianti chimici, raffinerie).

La tabella seguente mostra il tipo di combustibile, il grado di sviluppo e di diffusione in base alle diverse tecnologie cogenerative:

<b>Tecnologia</b>	<b>Combustibile</b>	<b>Tecnologia (1)</b>	<b>Diffusione (2)</b>
Motori a combustione interna	gas naturale, gasolio biogas, biocarburanti oli vegetali	C C D	***** **** ***
Turbine a gas di taglia medio-piccola (1-10 MW)	gas naturale biogas	C D	*** **
Microturbine a gas	gas naturale biogas	C D	*** **
Impianti con turbine a vapore	combustibili fossili, rifiuti e biomasse di diversa natura	C	*****
Cicli Rankine a fluido organico	combustibili fossili biomasse	C	*****
Micro-cicli Rankine	combustibili fossili biomasse	D	—
Cicli combinati	gas naturale biogas	C D	** *
Motori Stirling	combustibili fossili biomasse	D	—
Celle a combustibile	idrogeno, metanolo, gas naturale, GPL	P	—
Termo-fotovoltaico	combustibili fossili biomasse	P	—

**Tabella 1.6**

(1) C = consolidata, D = disponibile, P = a livello di prototipo

(2) da una a cinque \* in base alla diffusione

Per confrontare i diversi contributi dei combustibili in termini di impatto ambientale si fa riferimento al TEP (tonnellate equivalenti di petrolio)

che rappresenta l'unità di misura del Sistema Internazionale per il calcolo del consumo di energia:

$$1 \text{ TEP} = 41.800.000 \text{ kJ} = 41,86 \text{ GJ.}$$

Di seguito si riportano, a titolo esemplificativo, i valori delle emissioni dei singoli combustibili in termini di CO<sub>2</sub>eq, responsabile dell'effetto serra, per il settore civile:

<b>Settore Civile</b>	<b>kg CO<sub>2</sub>eq/GJ</b>	<b>kg CO<sub>2</sub>eq/tep</b>
Carbone da legna	112	4687
Carbone	103	4314
Coke da cokeria	99	4163
Legna	115	4814
Gasolio	74	3087
Petrolio da riscaldamento	73	3056
Olio combustibile	73	3056
GPL	63	2631
Gas naturale	56	2343
Gas manifatturiero	56	2343
Gas di officina	64	2863
Energia elettrica primaria	0	0

**Tabella 1.7**

L'impatto ambientale delle fonti rinnovabili, in termini di produzione di CO<sub>2</sub>eq, è considerato nullo per tutte le fonti rinnovabili ad eccezione dei rifiuti. Si assume infatti che le fonti rinnovabili o non contribuiscono alla produzione di CO<sub>2</sub>eq (solare, eolico, idroelettrico, geotermico) oppure



che le trasformazioni in CO<sub>2</sub>eq conseguenti all'uso del combustibile vengono assorbite dai processi di reintegrazione naturale (biomasse). Particolarmente significativo è il confronto tra le emissioni di CO<sub>2</sub>, il principale gas responsabile dell'effetto serra: ogni unità di energia elettrica prodotta da ciclo combinato a metano riduce la quantità di anidride carbonica immessa in atmosfera del 75% rispetto a quella liberata dalla produzione di un'equivalente quantità di energia in una centrale ad olio combustibile o gasolio.

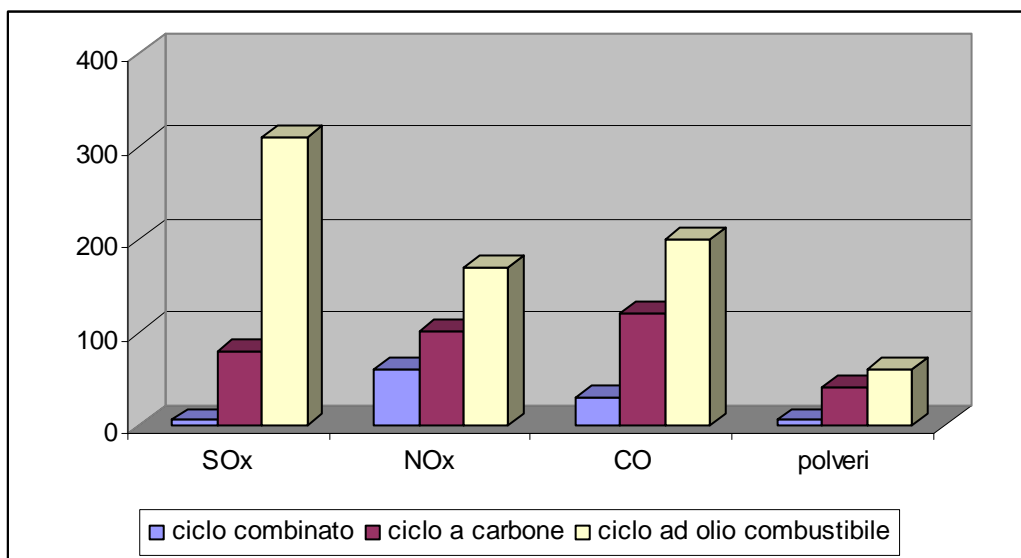
Lo stesso confronto riportato alle centrali ad olio combustibile di grossa taglia con rendimenti di trasformazione più elevati (37% circa), abbatterebbe le emissioni del 50%. Dall'analisi delle caratteristiche dei diversi tipi di combustibili utilizzati per la cogenerazione emerge che l'utilizzo del gas naturale comporta notevoli benefici ambientali rispetto all'uso del carbone, del gasolio e dell'olio pesante. L'emissione del particolato, infatti, risulta più elevata per gli impianti che fanno uso di carbone, seguiti da quelli che impiegano gasolio e, infine, da quelli che utilizzano gas naturale (l'entità dell'emissione decresce al diminuire del peso specifico del combustibile). Relativamente ai combustibili liquidi, l'entità del particolato emesso può essere ridotta ricorrendo a emulsioni stabili di tali combustibili con acqua.

Le emissioni di SO<sub>x</sub> risultano più elevate per l'olio combustibile, essendo maggiore in questo caso il contenuto di zolfo tollerato rispetto a gasolio per riscaldamento e gas naturale. Inoltre negli oli combustibili vi possono essere contenuti assai rilevanti di vanadio, zolfo e sodio nelle ceneri che hanno la tendenza a formare ossidi basso fondenti che pongono problemi e limiti al loro utilizzo.

La produzione di NO<sub>x</sub>, per quanto concerne la quota derivante dalla presenza di azoto nel combustibile impiegato, viene ridotta ricorrendo a combustibili con un basso livello di impurezze azotate (l'azoto presente nei combustibili è di solito un costituente delle molecole eterocicliche, sostanze presenti nei combustibili solidi e liquidi). Nel gas naturale non

sono solitamente contenuti quantitativi apprezzabili di azoto e le ceneri sono praticamente assenti.

Confrontando in particolare le tipologie cogenerative del ciclo convenzionale alimentato a carbone, di quello convenzionale alimentato ad olio combustibile e del ciclo combinato, costituito da un motore a gas e da una turbina a vapore, emerge come la terza soluzione sia la più auspicabile in termini di emissioni ambientali.



**Figura 1. 9**

Dall'istogramma si deduce, quindi, che il ciclo combinato rappresenta la tecnologia più pulita grazie al fatto che il tipo di motore utilizzato o la turbina richiede in ingresso combustibili nobili: il gas naturale infatti, essendo privo di zolfo, garantisce che i prodotti di combustione siano privi di ossidi di zolfo. Sono trascurabili anche le emissioni di polveri.

I risultati di uno studio in cui si è ipotizzata la sostituzione di una centrale termoelettrica operante in cogenerazione alimentata ad olio combustibile di media taglia con una centrale a ciclo combinato (in assetto di cogenerazione, per la produzione della stessa quantità di potenza termica, composta da un motore endotermico a gas e da una turbina a vapore), portano ad uno scenario in cui diminuiscono le

emissioni, per unità di energia elettrica prodotta, di CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, TOC (carbonio organico totale), polveri e metalli pesanti.

Rimane a carico del ciclo combinato a metano un'emissione specifica maggiore, anche se contenuta in termini quantitativi, di idrocarburi reattivi, tra cui in particolare la formaldeide: quest'ultima si forma a causa delle elevate temperature che si raggiungono nei motori.

Ulteriori vantaggi ambientali determinati dall'utilizzo di gas naturale riguardano il trattamento e la distribuzione. Infatti il trattamento che rende possibile l'impiego del gas naturale consiste semplicemente in operazioni di disidratazione e purificazione e non richiede alcuna trasformazione come invece avviene nel caso di derivati dal petrolio che sono sottoposti a distillazione.

Per quanto riguarda la distribuzione capillare di gas naturale, essa avviene tramite reti locali sotterranee (tubi interrati) mentre i combustibili liquidi sono distribuiti mediante trasporti su gomma. Inoltre il gas naturale, presentandosi allo stato gassoso a temperatura ambiente (20 gradi centigradi), in caso di perdite durante il trasporto, si disperde nell'aria e non sporca né inquina le acque e il suolo.

Oltre ai tradizionali combustibili fossili come carbone, metano o olio un impianto di cogenerazione può essere alimentato attraverso tecnologie che utilizzano fonti energetiche rinnovabili (fotovoltaico, idroelettrico, eolico), combustibili rinnovabili (biogas da biomasse e oli vegetali come olio di colza, di girasole o di palma) o combustibili alternativi (biogas da discarica, pellet o cippato).

#### **1.4 Le tipologie di impianti di cogenerazione**

Le tipologie impiantistiche principali sono le seguenti:

- motori alternativi a ciclo Otto o Diesel (MCI)
- turbine a gas (TG)

- turbine a vapore (TV)
- celle a combustibile (FC)
- cicli combinati (CCC)

Ognuna di esse presenta caratteristiche peculiari, che la rendono adatta a particolari classi di potenza, e un indice di prestazione  $I_e$  (indice elettrico), definito come il rapporto fra la potenza elettrica e quella termica generate.

Si riporta di seguito la tabella dei campi di applicazione rispetto alla potenza elettrica generata:

<b>Potenza elettrica</b>	<b>Tecnologia impiegata</b>
$P_e < 1 \text{ MW}$	MCI, FC, TG
$1 \text{ MW} < P_e < 10 \text{ MW}$	MCI, TG, TV
$P_e > 10 \text{ MW}$	TG, TV, CCC

**Tabella 1.8**

Il seguente grafico illustra, invece, la potenza elettrica espressa in MW corrispondente al diverso indice  $I_e$  di ogni tipologia impiantistica.

Le tecnologie di cogenerazione rappresentate dai cicli combinati e dalle turbine a vapore a condensazione e spillamento vengono definite “sistemi flessibili”, in quanto il relativo indice elettrico  $I_e$  può variare entro un range molto ampio.

I motori alternativi, le turbine a gas e le turbine a vapore in contropressione rappresentano invece i cosiddetti “sistemi rigidi”.

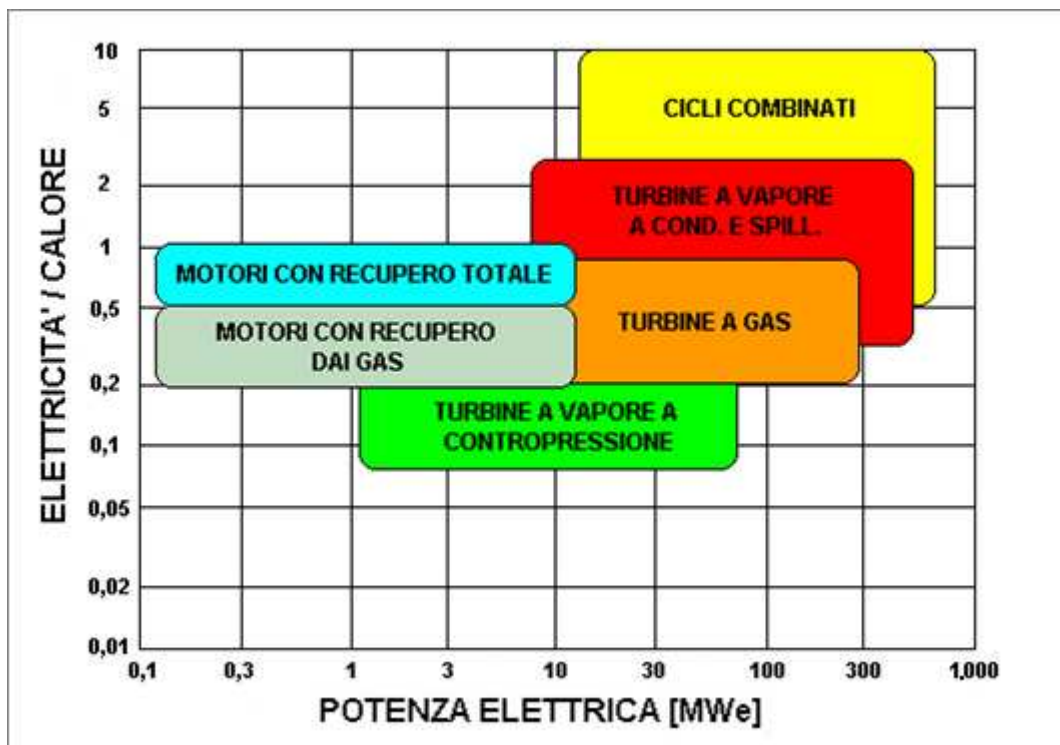


Figura 1.10

La tabella seguente riassume, infine, i parametri fondamentali per il confronto delle diverse tipologie di impianti cogenerativi considerando le percentuali di rendimento totale ( $\eta_{tot}$ ), rendimento elettrico ( $\eta_{el}$ ), rendimento termico ( $\eta_{th}$ ), il valore dell'indice elettrico  $I_e(\eta_{el}/\eta_{th})$ , il valore dell'investimento, i costi di manutenzione e i combustibili utilizzabili:

<b>Tipo di impianto</b>	<b>MCI (*)</b>	<b>TG</b>	<b>TV</b>	<b>FC</b>	<b>CCC</b>
$\eta_{tot}$ (%)	70-85	75-90	70-85	70-85	60-85
$\eta_{el}$ (%)	25-50	10-30	20-38	40-60	35-55
$\eta_{th}$ (%)	30-45	60-75	35-50	35-45	10-45
$I_e$ ( $\eta_{el} / \eta_{th}$ )	0,2-0,5	0,1-0,2	0,2-0,8	0,2-0,8	0,8-10,0
investimento (€/kW)	300-2000	500-1500	500-1300	800-3000	600-2000
costo manutenzione (€/kW)	0,0008-2	0,001-1,2	0,001-2,5	n.d.	0,001-2
combustibili (**)	M, G	tutti	M, G	H, M	M,G

**Tabella 1.9**

(\*) I valori di rendimento sono riferiti al recupero di tutto il calore disponibile; nel caso in cui si sfruttino solo i gas di scarico il rendimento complessivo cala del 15-30%.

(\*\*) M: gas naturale; G: gasolio; H: idrogeno e metano.

### ***I motori Diesel***

I motori Diesel sono impiegati solitamente quando non è disponibile il gas naturale, a causa delle maggiori problematiche ambientali e gestionali del gasolio rispetto al metano. I M.C.I. sono fondamentalmente caratterizzati da un limitato investimento iniziale e da un buon indice  $I_e$ , ma presentano alti costi di manutenzione e la necessità di effettuare la manutenzione straordinaria più frequentemente degli altri sistemi. Inoltre forniscono energia termica a due temperature distinte, di solito in due circuiti separati, legate al recupero dei gas di scarico (400-

450°C) e di acqua di raffreddamento ed olio di lubrificazione (sotto i 100°C). Pertanto deve essere valutata caso per caso la possibilità di recuperare tutto il calore disponibile e di raggiungere quindi la piena efficienza della cogenerazione. Tali motori endotermici presentano comunque il vantaggio di essere adatti a carichi variabili e sopportano meglio delle turbine arresti e partenze.

### ***Le turbine a gas***

Le turbine a gas al di sotto del MW di potenza sono generalmente indicate come microturbine e negli ultimi anni sono entrate in competizione con i motori endotermici per le piccole taglie, grazie ai minori oneri di manutenzione ed alle emissioni di NO<sub>x</sub> inferiori. Presentano rendimenti elettrici limitati (inferiori al 30%) e relativamente costanti al variare del carico, grazie al funzionamento a giri variabili. I costi ancora elevati e l'affidabilità ancora non verificata per tutte le marche rappresentano attualmente i maggiori ostacoli per questa tecnologia. Nelle taglie medie e grandi le T.G. sono una tecnologia affermata da tempo. Esse non offrono elevati rendimenti elettrici ma permettono la possibilità di recuperare calore ad alta temperatura dai gas di scarico (450°C), opzione particolarmente adatta ad alcuni processi industriali caratterizzati da una domanda costante di vapore o energia termica a media temperatura.

### ***Le turbine a vapore***

Le turbine a vapore sono adatte solo a taglie medie e grandi e hanno subito la forte concorrenza delle T.G., rispetto alle quali presentano un I<sub>e</sub> sfavorevole in un mercato che privilegia sempre più gli usi elettrici rispetto a quelli termici. Sono inoltre caratterizzate da elevati investimenti iniziali e da una maggiore complessità impiantistica e

gestionale per la presenza del generatore di vapore e del suo circuito. Sono comunque l'unica soluzione disponibile per l'utilizzo di combustibili diversi da gas naturale e gasolio e si impongono quindi con i combustibili solidi di varia natura e con quelli liquidi e gassosi "sporchi".

Le due tipologie impiantistiche base disponibili sono quelle a contropressione e quella a condensazione: per la cogenerazione si fa prevalentemente ricorso a quella a contropressione sfruttando la sua maggiore adattabilità ma ottenendo un modesto rendimento elettrico.

### ***Le celle a combustibile***

Le celle a combustibile, salvo il caso di quelle ad acido fosforico che non risultano però competitive in termini di costi, sono ancora in fase prototipale o dimostrativa. Si possono distinguere quattro tipi fondamentali di celle adattabili alla cogenerazione:

- ad elettrolita polimerico (PEFC)
- ad acido fosforico (PAFC)
- a carbonati fusi (MCFC)
- ad ossidi solidi (SOFC)

Si passa dai 70-100°C delle PEFC agli 800-1000°C delle SOFC. Le prime trovano largo campo di applicabilità nel settore automobilistico, sono adatte a piccole taglie (al di sotto del MW) e presentano tempi di avviamento rapidi, al contrario delle celle ad alta temperatura (MCFC e SOFC) rispetto alle quali sono però sensibili al monossido di carbonio. Per tale ragione le celle PEFC e PAFC richiedono l'uso di un dispositivo per la produzione di idrogeno puro a partire da una miscela di metanolo e acqua (sotto forma di vapore) mediante liberazione di anidride carbonica, detto reformer. La temperatura di funzionamento limita, inoltre, il recupero termico. Il grande vantaggio delle celle a combustibile risiede nell'essere dispositivi statici offrendo così



un'affidabilità maggiore ed oneri di manutenzione minori rispetto alle altre soluzioni. Esse presentano inoltre un rendimento elettrico molto elevato, silenziosità ed assenza di vibrazioni. I problemi fondamentali legati a questo tipo di tecnologia sono gli costi di produzione e alcuni problemi di resistenza alla corrosione e/o agli stress termici per le celle ad alta temperatura.

### ***I cicli combinati***

I cicli combinati derivano dall'unione di un motore endotermico o una turbina a gas con una turbina a vapore a contropressione per mezzo di un generatore di vapore a recupero. Il vantaggio essenziale dei cicli combinati è l'elevato rendimento elettrico che permettono di ottenere. Il rendimento elettrico maggiore si ha, però, adottando la combinazione tra motore endotermico e turbina a vapore. Si tratta di una soluzione adatta prevalentemente alle grandi taglie, che giustificano la maggior complessità impiantistica, e ad un funzionamento continuo. Negli ultimi tempi lo sviluppo tecnico sta portando verso un incremento dei rendimenti elettrici e verso una maggiore flessibilità nell'utilizzo di tali impianti per venire incontro alle esigenze dei mercati liberalizzati.

### **1.5 L'efficienza di un impianto di cogenerazione**

L'efficienza rappresenta il principale beneficio dei sistemi CHP rispetto agli altri sistemi. L'EPA (Environmental Protection Agency) definisce "efficienza semplice" di un singolo impianto il rapporto tra l'output elettrico netto e la quantità di combustibile consumato. Altro parametro per misurare l'efficienza semplice di un impianto è la "quantità di calore", definito come il rapporto tra i Btu (British Thermal Unit) di combustibile e i kWh prodotti.

Dato che i sistemi di cogenerazione producono sia energia elettrica sia calore, la loro efficienza totale è data dalla somma dell'output elettrico netto e termico diviso il combustibile impiegato. Sia l'efficienza semplice che quella totale vengono solitamente espresse in termini percentuali. L'EPA usa preferibilmente un'altra definizione di efficienza nota come "efficacia nell'utilizzazione di combustibile", rapporto tra l'output elettrico netto e il consumo di combustibile netto (che non tiene conto del combustibile usato per produrre energia termica utilizzabile, calcolato assumendo un'efficienza specifica della caldaia dell'80%). Il reciproco di questo rapporto è la "quantità netta di calore".

## **1.6 Tipologie cogenerative a confronto**

I possibili vantaggi della cogenerazione, sia in termini energetici che ambientali, sono tali che, nel caso si preveda la realizzazione di una centrale termoelettrica, sia analizzata la fattibilità tecnico-economica di recuperare calore con un processo cogenerativo oppure, in modo duale, che, ogni qualvolta si debba generare calore, si possa generare anche energia elettrica.

Gli impianti cogenerativi sono potenzialmente applicabili in una molteplicità di settori: industriale, civile e terziario. Il calore cogenerato può essere, per esempio, destinato ad alimentare reti di teleriscaldamento che utilizzano generalmente come fluido termovettore acqua calda, per fornire riscaldamento ambientale e acqua igienico-sanitaria a interi quartieri e città; tale pratica è molto diffusa in Europa settentrionale, dove la stagione di riscaldamento è più lunga. Le più significative e diffuse applicazioni cogenerative sono comunque quelle nel settore industriale.

Nei passati decenni la cogenerazione industriale si è basata prevalentemente su cicli a vapore: invece di generare vapore (o acqua calda) alle condizioni richieste dal processo produttivo (il più delle volte

a pressioni relativamente modeste), si sono adottati generatori di vapore ad alta temperatura e pressione, sfruttando il salto fra la pressione del vapore all'uscita del generatore di vapore e quella richiesta dal processo per produrre energia elettrica. Questo schema è stato applicato in molti processi industriali (per esempio nei settori tessile, cartario, chimico, petrolchimico, farmaceutico, alimentare, ecc.) caratterizzati da richieste termiche di entità rilevante spesso stabili nel tempo per un elevato numero di ore annue. Si fa presente che il ciclo è generalmente chiuso ma può non esserlo in alcuni casi: se si invia direttamente il vapore dal motore o dalla turbina al processo industriale, questo può restituire integralmente il condensato (ciclo chiuso), oppure no (ciclo aperto); se l'utenza vuole acqua calda il ciclo a vapore è chiuso e c'è sempre uno scambiatore.

Nell'approccio più tradizionale si è dimensionato e gestito l'impianto sulla richiesta termica, destinando l'energia elettrica cogenerata prioritariamente agli autoconsumi del processo industriale. Spesso ciò ha consentito di rendere lo stabilimento quasi autosufficiente dalla rete elettrica con scambi limitati alla cessione di eventuali eccedenze e/o al prelievo di energia per coprire le punte di richiesta. Inoltre confrontando il consumo specifico medio di un impianto di cogenerazione con quello di riferimento Enel (2062,5 kcal/kWh) ne consegue un risparmio energetico pari al 51,5% per turbine a gas con recupero completo dei gas di scarico e per i motori alternativi con recupero completo, tra il 12% e il 22% per i motori alternativi con recupero dei soli gas di scarico e tra il 22% e il 32% per i cicli combinati turbina a gas - turbina a vapore.

Oltre ai meriti energetici ed economici, la cogenerazione ha sempre offerto altri significativi vantaggi spesso strategicamente importanti per molti processi produttivi, quali la possibilità di operare in isola (cioè in assenza di connessione con la rete elettrica) in caso di black out della rete elettrica, e di migliorare la qualità del servizio elettrico.

Negli ultimi due decenni, si è verificato il particolare fenomeno della diffusione della cogenerazione industriale per le grandi centrali termoelettriche: a fianco della soluzione tradizionale (combustione esterna più ciclo a vapore), la cogenerazione industriale si è sempre più orientata su soluzioni a combustione interna, basate su motori alternativi per le piccole taglie (indicativamente <5-10 MW), su turbine a gas a semplice recupero (per taglie fino a 20-50 MW) e, soprattutto, sui cicli combinati gas/vapore, spesso realizzati con operazioni di ripotenziamento di centrali cogenerative a vapore già esistenti. Le motivazioni di questo cambiamento sono le stesse che hanno favorito la grande diffusione degli impianti a cicli combinati nella generazione di energia elettrica: disponibilità diffusa di gas naturale a prezzi competitivi con l'olio combustibile, progressi tecnologici dei motori a combustione interna in termini di prestazioni, costi specifici ed emissioni, elevate possibilità di risparmio energetico e di riduzione dei gas serra, aumentata sensibilità ecologica che tende a favorire soluzioni a basse emissioni specifiche.

La tecnologia cogenerativa è caratterizzata dalla produzione di una quantità di energia elettrica corrispondente a circa il 70% del fabbisogno del processo produttivo, in modo da avere un maggiore vantaggio economico rispetto alla produzione di una quantità eccedente di energia. Per la restante percentuale, che riguarda periodi di picco minimi e casuali, si ricorre all'acquisto di energia dalla rete elettrica (Enel).

A questo proposito il ricorso alla tipologia impiantistica del ciclo combinato costituito da un motore o una turbina a gas e da una turbina a vapore rappresenta la soluzione migliore e più vantaggiosa per ottenere un elevato rendimento termodinamico.

Si riporta di seguito lo schema di un esempio di ciclo combinato:

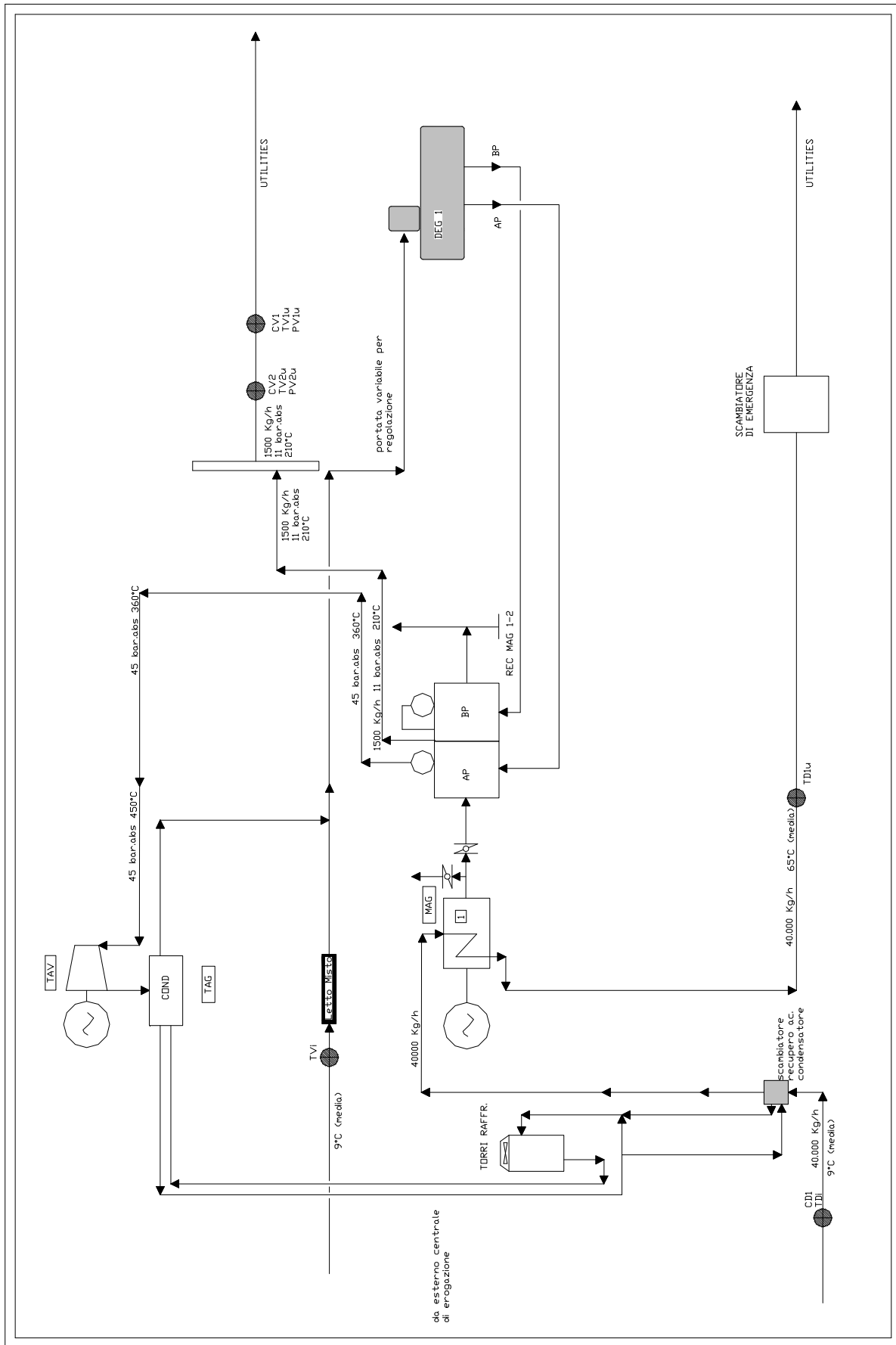
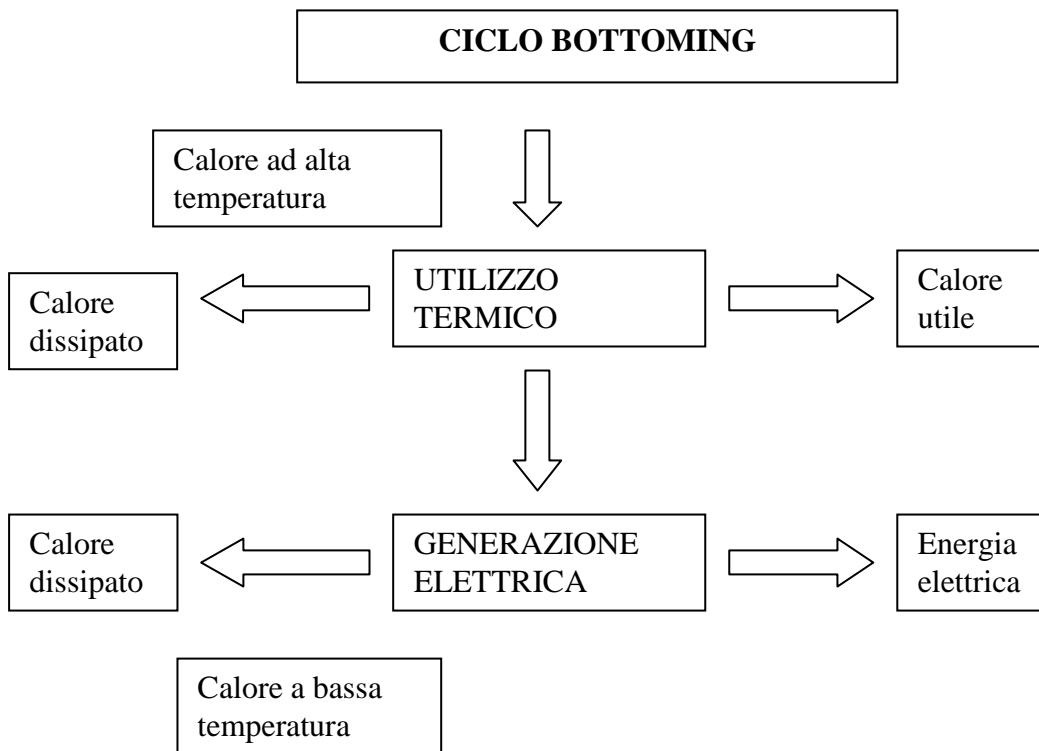
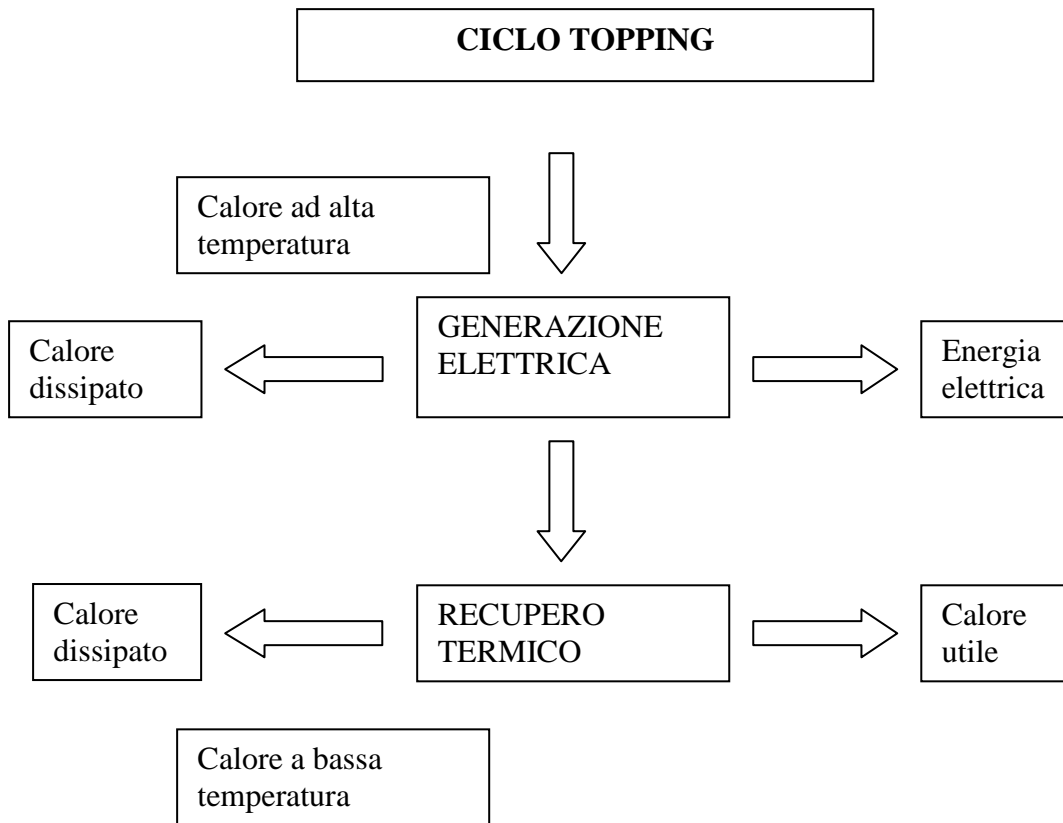


Figura 1.11

Tale ciclo combinato consiste nell'accoppiamento tra un motore a gas e una turbina a vapore, in cui il calore entrante nel ciclo a vapore è ottenuto per recupero termico effettuato sui fumi uscenti dal motore a gas. Si distinguono così un ciclo "topping" a gas, che opera alle temperature più elevate e un ciclo "bottoming" a vapore, che utilizza il calore scaricato ad un livello termodinamico inferiore. Nel sistema "topping" (**Figura 1.12**) il calore ad alta temperatura è utilizzato per alimentare un ciclo termodinamico per la generazione di energia elettrica, mentre parte di quello scaricato da quest'ultimo viene utilizzato come calore utile a temperatura medio-bassa. Nel sistema "bottoming" (**Figura 1.13**), invece, il processo di combustione è utilizzato direttamente per la generazione di calore ad alta temperatura, mentre quello scaricato dal processo termico viene utilizzato come input energetico per la produzione di energia elettrica.

Si riportano di seguito gli schemi dei due cicli differenti:



Nell'impiego del ciclo combinato descritto, come in tutti gli impianti cogenerativi, è necessario, inoltre, inserire un degasatore al fine di separare dall'acqua i gas disciolti (prevalentemente aria), provenienti dalle imperfette tenute nella parte in depressione dell'impianto. Tali gas comprometterebbero il funzionamento dell'impianto poiché la loro presenza contribuirebbe ad innescare fenomeni corrosivi nei tubi della caldaia esposti alle temperature più elevate. L'utilizzo del degasatore contribuisce anche ad aumentare il rendimento globale dell'impianto.

Come discusso precedentemente, l'effetto dell'impiego del metano nel ciclo combinato descritto fa sì che venga prodotta energia elettrica e termica ad un minore contenuto specifico di inquinanti e che si raggiungano rendimenti complessivi elevati.



## *Capitolo 2: Descrizione e analisi dei due impianti cogenerativi*

### **2.1 Lo studio in azienda**

Lo studio è stato condotto presso l'azienda abruzzese "Trigno Energy", società unipersonale del gruppo inglese "Rolls Royce", e ha avuto come oggetto il sistema di produzione energetico prendendo in esame il ciclo combinato costituito da un motore alternativo Diesel, alimentato a gasolio, e da una turbina a vapore.

Dallo studio del suddetto impianto si è valutata la possibilità di sostituire, all'interno del ciclo combinato, il motore alternativo Diesel con un motore alternativo a gas (metano).

E' stata effettuata l'analisi dei due impianti in termini di emissioni atmosferiche, rendimento e costi, monitorando il sistema di produzione di energia elettrica, ceduta ad un fornitore esterno, e di energia termica. Lo scopo dello studio è stato quello di ricavare i dati necessari per un'analisi quantitativa e qualitativa dei due sistemi di produzione energetici per determinare la convenienza dell'introduzione del motore a gas nell'impianto presente in azienda.

Infatti i vantaggi ottenuti in termini di emissioni, costi e rendimento energetico sono stati notevoli e tali da giustificare la scelta dell'impiego della tecnologia sostitutiva.

Il confronto dei dati delle due diverse tipologie di impianto cogenerativo ha permesso di inquadrare la diversità dei due sistemi e di metterne in luce i vantaggi e gli svantaggi ottenuti mediante il ricorso ad essi.

La rilevazione dei dati per l'analisi delle emissioni e del rendimento, in particolare, è stata ottenuta attraverso l'impiego del sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Tale sistema, attraverso gli apparati di acquisizione dati, permette la supervisione e il controllo del processo rendendo visibili i valori rilevati tramite strumenti informatici

posti nella sala controllo presente in azienda. I dati raccolti vengono poi inseriti in una banca dati per l'analisi delle informazioni relative al processo e al suo svolgimento.

## **2.2 Il ciclo combinato: motore Diesel e turbina a vapore**

Lo studio è iniziato con l'analisi strutturale del sistema cogenerativo esistente costituito dal ciclo combinato composto dal motore alternativo Diesel e dalla turbina a vapore.

Si riporta in allegato lo schema dell'impianto (Allegato 1).

L'impianto è costituito dalle seguenti componenti: il motore endotermico Diesel, un sistema per il recupero di calore dai vari cascami termici del motore (scambiatori), il generatore con i suoi sistemi elettrici ausiliari, la turbina a vapore, il generatore ad essa associato, il degasatore e un sistema di quadri di controllo e parallelo con la rete elettrica.

### ***Il motore Diesel***

Il motore Diesel ha una potenza pari a  $5 \text{ MW}_e$  ed è alimentato a gasolio, combustibile idoneo all'accensione per compressione: tale capacità del motore ad accendersi mediante compressione è detta potere detonante e dipende dal potere calorifico inferiore del combustibile. Nel motore Diesel l'aria è compressa nel cilindro ad elevata pressione e temperatura. Il combustibile è iniettato, mediante iniettori che introducono il carburante nel motore sotto forma di tante minuscole gocce comprese tra venti e cento micron di diametro per garantire una combustione ottimale. Al termine della fase di compressione, a causa dell'elevata velocità e della pressione (fino a 30 bar) che caratterizzano le particelle del combustibile, la combustione viene innescata per attrito tra il combustibile e gli iniettori del motore e si avvia in maniera spontanea (accensione spontanea o accensione per compressione).

Il motore Diesel è a quattro tempi: il pistone effettua quattro corse per compiere un ciclo. Inizialmente si ha la fase di aspirazione nella quale si introduce l'aria e il combustibile, segue la fase di compressione del fluido e l'inizio della combustione, successivamente si ha l'espansione volumetrica dei gas combusti e quindi termina la combustione, e infine vi è la fase di scarico, ossia di espulsione dei gas combusti prodotti. Quest'ultimo processo è caratterizzato da uno scarico "spontaneo", che avviene quando si apre la valvola di scarico e i gas ancora ad alta pressione iniziano a defluire attraverso essa, e uno scarico "forzato", che espelle i gas ancora presenti nel cilindro. Il motore permette il recupero di calore a due livelli di temperatura. I gas di scarico vengono rilasciati a temperature dell'ordine dei 450°C, mentre può essere recuperato calore a temperature comprese tra 80°C e 90°C dal liquido del circuito di raffreddamento delle camicie del motore. Per migliorare il rendimento globale del motore sia in termini di consumi che di prestazioni e di affidabilità (alcune componenti, infatti, sono sottoposte a sollecitazioni termiche minori) e per rendere ottimale il processo di combustione viene inserito, tra il turbocompressore e il collettore di aspirazione, uno scambiatore di calore detto "intercooler". L'intercooler richiede un circuito supplementare per il fluido rigenerante (usualmente acqua) con pompa di ricircolo. Il turbo-compressore sfrutta l'energia cinetica acquisita dai gas in uscita dal collettore di scarico per comprimere l'aria in aspirazione. Tuttavia la rapida compressione dell'aria ne aumenta la temperatura, diminuendone la densità e limitando dunque la quantità di aria aspirata dal motore. L'intercooler, mediante l'apposito circuito di raffreddamento, riduce la temperatura dell'aria aumentandone dunque la densità (l'aria fredda infatti occupa meno volume di quella calda) e incrementando, a parità di pressione, la quantità di comburente nella camera di combustione.

### ***Il generatore***

Il generatore elettrico annesso al motore è di tipo sincrono trifase con velocità di rotazione pari a 750 giri/minuto, caratterizzato da una tensione di 10.500 volt e da una frequenza di 50 Hz. Esso è in grado di garantire una potenza elettrica di 5.000 kW a  $\cos\varphi$  0,9 ( $\cos\varphi$ , o fattore di potenza, è il coseno dell'angolo  $\varphi$  di sfasamento tra la corrente e la tensione in un sistema elettrico a corrente alternata come quello in esame).

### ***La turbina a vapore***

Un altro componente dell'impianto è la turbina a vapore con ciclo a due stadi, di potenza pari a 3,5 MW<sub>e</sub>, velocità di rotazione pari a 10.000 giri/minuto e pressione di scarico pari a 0,12 bar. La quantità garantita di vapore per l'alimentazione è di 15.962 kg/h a 45 bar. Essa è costituita da due organi principali: il distributore, in cui l'energia potenziale termica viene trasformata in energia cinetica, e la girante dove l'energia cinetica e l'energia potenziale termica residua contenuta nel vapore vengono convertite in energia meccanica utilizzabile dall'albero. L'alternatore, quindi, converte l'energia meccanica in energia elettrica. L'acqua riscaldata in caldaia produce vapore ad alta pressione che passa nel condotto del distributore della turbina. Quest'ultimo termina con una serie di ugelli di diametro molto piccolo. Il vapore, uscendo, aumenta la sua velocità e si espande. Successivamente viene spinto dagli ugelli ad alta velocità contro le palette della turbina che, comunicando con l'albero, ne conferiscono un movimento rotatorio. Si produce quindi lavoro attraverso la trasformazione della sua energia cinetica. Uscito dalla turbina il vapore risulta raffreddato e a bassa pressione. A questo punto viene convogliato nel condensatore, costituito da una serie di tubicini attorno ai quali circola aria fredda. A contatto con esse, il vapore

condensa ottenendo acqua tiepida, inviata nuovamente alla caldaia, attraverso una pompa. In questo modo può ricominciare un nuovo ciclo e viene recuperata l'energia termica ancora disponibile. Tra la turbina e l'alternatore è posto, inoltre, un riduttore che riduce la velocità dell'albero della turbina a quella compatibile con la frequenza dell'alternatore.

### ***Il generatore***

Associato alla turbina vi è il generatore sincrono che ha velocità di rotazione pari a 1.500 giri/minuto, tensione pari a 10.500 volt e frequenza pari a 50 Hz.

### ***Il degasatore***

Infine vi è il degasatore che consiste in un serbatoio a pressione superiore a quella atmosferica in cui viene insufflata la portata di vapore spillata dalla turbina, mettendo in agitazione l'acqua di alimento. L'acqua viene quindi fatta cadere dall'alto in cascata su una successione di piatti forati (zona di riempimento), in maniera tale da aumentare la superficie di contatto tra i due fluidi. L'acqua all'interno del degasatore, che ha anche una funzione di accumulo, viene mantenuta alla temperatura di saturazione, dove la solubilità dei gas ( $O_2$  e  $CO_2$ ) è praticamente nulla, facilitandone quindi la separazione.

Tutte le sequenze di avviamento e spegnimento, il controllo dei principali parametri, i dispositivi di sicurezza sono gestiti da un microprocessore.

Il quadro di potenza contiene tutti i dispositivi di protezione macchina e di interfaccia con la rete elettrica pubblica in modo da consentire il corretto funzionamento sia in isola che in parallelo alla rete.

## **2.4 Il sistema di trattamento dell'acqua demineralizzata**

L'acqua demineralizzata in ingresso all'impianto presente in azienda viene sottoposta a specifici trattamenti per ottenere un livello di purezza e di qualità tale da rendere il funzionamento dell'impianto ottimale. Infatti parte dell'acqua demineralizzata, approvvigionata dalla rete dell'azienda, subisce un ulteriore trattamento in modo da essere utilizzata per la produzione di vapore da destinare alla turbina nella quale è richiesta un'acqua a bassa conducibilità e bassissimo tenore di silice.

L'azienda è dotata di un impianto di super-demineralizzazione dell'acqua a resine in letto misto in tre linee, progettato e costruito per funzionare nella seguente condizione ambientale: la temperatura ambiente dei locali deve essere compresa tra +3°C e +40°C. Questo processo di demineralizzazione è caratterizzato dall'uso delle resine cationiche forti ed anioniche forti miscelate nello stesso filtro "resine in letto misto" che consentono all'acqua di raggiungere all'effluente un valore di conducibilità inferiore a 0,5  $\mu\text{S}/\text{cm}$  e pertanto si può parlare di un'acqua ultra demineralizzata adatta per uso farmaceutico o per l'alimentazione delle turbine a vapore dove sono richiesti questi requisiti.

L'impianto di super-demineralizzazione dell'acqua è costituito da tre filtri contenitori delle resine in letto misto realizzati in acciaio a forma cilindrico verticale a fondi bombati e flangiati sul fasciame. Tali filtri sono completi di piastra inferiore porta ugelli di drenaggio resina, diffusore intermedio di drenaggio delle soluzioni rigeneranti, distributore superiore dell'acqua di alimento, oblò di ispezione del letto filtrante. Oltre ai tre filtri l'impianto è costituito da due tele di supporto ad essi e a tutte le apparecchiature necessarie realizzate in acciaio completo di staffe di sostegno di dimensioni: 2.600 mm (lunghezza), 1.900 mm (profondità), 1.500 mm (altezza) e da tre contatori lancia impulsi per la

determinazione del ciclo di lavoro di ciascun filtro. Ulteriori componenti di tale sistema sono: un gruppo di diluizione ed aspirazione della soluzione di acido cloridrico, un gruppo di diluizione ed aspirazione della soluzione di soda caustica, un gruppo di controllo dell'acqua effluente composto da: conduttivimetri per il controllo dell'acqua effluente di tipo digitale con microprocessore e display LCD retroilluminato con misurazione della compensazione automatica della temperatura, sonde di conducibilità con compensatore di temperatura, elettrodi al platino per pressioni fino a 7 bar.

Infine vi è un gruppo di trattamento eluati composto da: serbatoio in vetroresina da 5.000 litri per il contenimento e trattamento degli eluati e una pompa di ricircolo degli eluati. Il trattamento degli eluati si divide in due fasi principali: attivazione della pompa di riciclo e attivazione del set point del pH-metro collegato ad una pompa dosatrice di tipo elettronico per il dosaggio di acido cloridrico. Con il consenso del set point dello strumento, la pompa dosatrice funziona con un tempo di lavoro impostabile in secondi ed un tempo di sosta (secondi). Raggiunto il set point per un tempo stabile programmabile in minuti, si ha lo stop della pompa di riciclo e si apre l'elettrovalvola pilota per svuotare il serbatoio fino al livello di minimo.

Sullo stesso serbatoio di raccolta eluati vi è un regolatore di allarme di massimo livello che in caso di intervento blocca la rigenerazione in corso. Gli scarichi idrici vengono confluiti dall'azienda nella rete esterna per il trattamento delle acque consortili.

Vi sono dunque tre linee di lavoro (linea1, linea2, linea3) e ciascuna linea può essere in tre posizioni: 1) Lavoro, 2) Rigenerazione, 3) Attesa. Se lavora una linea soltanto e questa arriva a fine ciclo entra in servizio la linea in attesa che la segue nella numerazione. La durata di una linea in lavoro viene determinata dal valore in metri cubi impostati sul contatore d'acqua (ogni linea avrà il suo contatore lancia impulsi) o dal set point dei conduttivimetri dopo un tempo di ritardo impostabile. Per

ciascuna linea si dovranno impostare i metri cubi di ciclo e in lavoro il contatore lancia impulsi andrà a scalare dai metri cubi impostati. Quando una linea ha terminato il suo ciclo di lavoro si scambia con l'altra se è in posizione di "attesa", in caso contrario, se quest'ultima è in fase di rigenerazione, continua il lavoro fino alla fine della rigenerazione. Dopo lo scambio, la linea che ha lavorato inizia subito in automatico la rigenerazione delle resine e terminata si pone in "attesa" pronta a subentrare in lavoro all'altra linea.

Tutto il ciclo di funzionamento della macchina del sistema di trattamento dell'acqua è governato dal PLC (Controllore a Logica Programmabile), un computer industriale che, dopo aver letto tutti gli ingressi (analogici e digitali) presenti nell'impianto, li memorizza in una memoria (CPU) ed elabora le istruzioni di comando.

## **2.5 Analisi del ciclo combinato motore Diesel e turbina a vapore**

Dopo aver descritto la struttura dell'impianto esistente in azienda con le sue componenti e le sue caratteristiche di funzionamento si procede con l'analisi quantitativa e qualitativa delle emissioni atmosferiche, con il calcolo del rendimento e infine con il calcolo dei costi associati all'impianto.

### **2.5.1 Le emissioni**

#### ***Emissioni atmosferiche***

Le emissioni nel motore Diesel sono fortemente influenzate dalla caratteristica modalità di combustione. Infatti dal punto di vista degli inquinanti il principale problema del motore nasce dalla disomogeneità della combustione, tipica del regime diffusivo. Ciò porta ad avere picchi locali di temperatura anche molto elevati ed inoltre una distribuzione non



omogenea del rapporto aria/combustibile, parametro non controllabile in tale motore.

I composti inquinanti che si originano nel motore sono principalmente il CO, gli NO<sub>x</sub>, il particolato da carbonio elementare detto “soot” e quindi la quantità di CO<sub>2</sub>, gli HC e gli SO<sub>x</sub>. La formazione di CO e HC dipende dalla non completa combustione del combustibile, in particolare da fenomeni di estinzione della combustione che portano i valori del rapporto aria/combustibile a raggiungere il limite di infiammabilità provocando lo spegnimento della fiamma per la presenza di eccessi di aria. Tale fenomeno di spegnimento è detto “quenching” e si realizza perché il flusso di calore sottratto dalle pareti della camera di combustione alla massa di gas reagenti determina un rallentamento e in seguito un arresto delle reazioni di preossidazione che sono endotermiche (non richiedono, quindi, la presenza contemporanea di calore e specie attive quali l’ossigeno e il radicale ossidrilico OH).

Il CO viene però attenuato dai forti eccessi di aria con cui il motore deve operare mentre gli HC (che non sono in genere elevati) possono essere presenti per anomale distribuzioni del combustibile in camera di combustione e sporcamento degli iniettori.

La formazione di NO<sub>x</sub> avviene quando il rapporto di equivalenza critico è vicino alla stechiometrico e quando l’intervallo di tempo critico è quello in cui si riscontra il valore massimo della temperatura dei gas incombusti. Ne consegue che la prima parte del processo di combustione (in regime premiscelato) è particolarmente importante per il fatto che i reagenti vengono compressi e portati ad alte temperature, ciò aumenta la quantità di NO che si formano mentre procede la combustione. Dopo il picco di pressione le temperature dei gas combusti diminuiscono poiché ha inizio la fase di espansione e i gas ad alta temperatura si mescolano con aria e gas più freddi: ciò determina un “congelamento” delle reazioni di formazione degli NO termici. Dal momento che le caratteristiche di disomogeneità della combustione nel motore rendono difficile il

controllo puntuale del rapporto aria/combustibile e che le reazioni di formazione degli NO sono sensibili a tale rapporto locale, non è possibile controllare le reazioni di formazione dell'NO. Tale inquinante quindi è presente in concentrazioni significative anche nei gas di scarico del motore. Per quanto riguarda la formazione dello "soot", esso è dovuto al forte innalzamento di temperature che le molecole di combustibile possono subire in prossimità della superficie delle goccioline senza avere però a disposizione le molecole di ossigeno necessarie per avviare i processi di preossidazione. Il fenomeno si realizza soprattutto nelle regioni più interne del getto iniettato in camera, dove il valore locale del rapporto aria/combustibile è bassissimo o nullo (ovvero non è presente ossigeno). Oltre al particolato carbonioso, il motore è anche responsabile dell'emissione del particolato ultra fine, che si origina dal carbonio di tipo organico (cioè dall'aggregazione di molecole di idrocarburi, in particolare aromatici, quando le temperature dei gas diminuiscono).

Infine va ricordato il problema della formazione di SO<sub>x</sub> che derivano unicamente dall'impiego di gasolio contenente zolfo.

Si riportano di seguito i due grafici che riportano l'andamento delle curve di emissioni percentuali di O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO in volume, di emissioni di HC, NO<sub>x</sub> in ppm e di emissioni di fumo in unità Hartridge, rispetto al carico, del motore a ciclo Diesel:

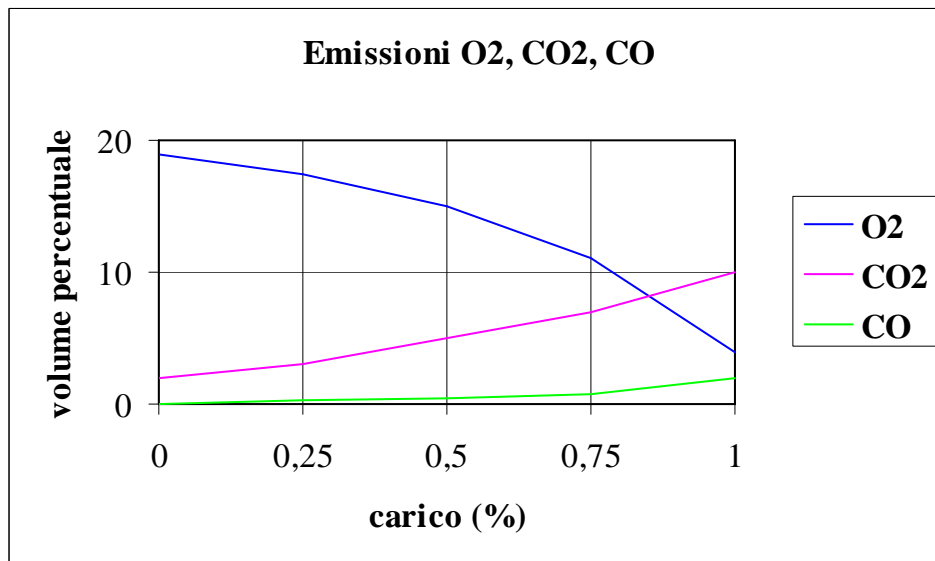


Figura 2.1

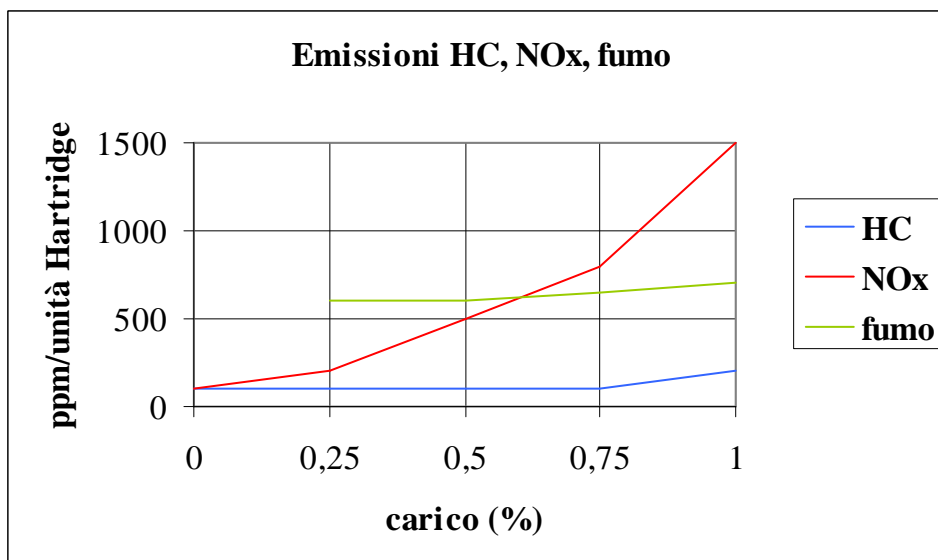


Figura 2.2

Si procede con il calcolo dei valori di emissione di CO, NOx, e polveri del ciclo combinato.

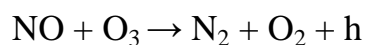
Il sistema di monitoraggio di tali gas è dunque di tipo continuo ed i metodi di misura utilizzati sono la media aritmetica con frequenza semestrale, per quanto riguarda il contenuto di CO e NOx, e la misura tramite campioni sottoposti a prova per le quantità di polveri. Il monitoraggio è relativo ad un periodo di 24 h/g per 320 g/a.

La registrazione dei controlli effettuati avviene attraverso il sistema informatico per l'ossido di carbonio e gli ossidi di azoto, mentre quella delle polveri necessita di certificati di analisi in laboratorio.

Per misurare il contenuto di CO presente si utilizza un apparecchio a raggi infrarossi non dispersivo (NDIR). Tale analizzatore è costituito da due sorgenti di raggi infrarossi (S1 e S2) aventi uguale intensità, da due celle cilindriche (C1 e C2) con le basi trasparenti ai raggi infrarossi delle quali la prima (C1) contiene aria pura le cui molecole non assorbono i raggi infrarossi, la seconda (C2) il gas da analizzare; da due camere R1 e R2 con il cielo trasparente ai raggi infrarossi, separate da una membrana elastica M e riempite con il gas del quale si vuole determinare la concentrazione (CO). La membrana M è affacciata ad un elettrodo E; M e E costituiscono le armature di un condensatore. Dopo l'azzeramento, ottenuto facendo passare in C2 aria pura, si fa defluire in essa la miscela gassosa di CO contenente il gas di cui sono riempite le camere R1 e R2. Mentre R2 riceve solo una parte dell'energia emessa da S2, R1 riceve tutta quella emessa da S1. Il gas contenuto in R1, ricevendo una quantità di energia maggiore, si riscalda di più del gas contenuto in R2; di conseguenza in R1 si raggiunge una pressione maggiore che in R2. La membrana elastica M viene così deformata e un circuito elettronico misura la conseguente variazione di capacità del condensatore M-E, variazione che è proporzionale all'assorbimento di energia in C2 e quindi alla concentrazione di gas da misurare.

Il sistema di misura adottato per la rilevazione di NO<sub>x</sub>, invece, è basato su un analizzatore che utilizza la tecnica della chemiluminescenza.

Si utilizza la reazione chemiluminescente tra NO e O<sub>3</sub>:



Quando le molecole elettronicamente eccitate di NO<sub>2</sub> ritornano al loro stato iniziale primitivo non eccitato si manifesta l'emissione di luce (h).

In pratica il gas da analizzare, contenente una certa concentrazione di NO, viene messo a contatto, in un reattore, con O<sub>3</sub> prodotto da un ozonizzatore nel quale l'ossigeno dell'aria esterna viene convertito in O<sub>3</sub> mediante una lampada ultravioletta. La chemiluminescenza che ne

deriva è rilevata da un fotomoltiplicatore la cui risposta varia linearmente con la concentrazione di NO.

Per la misura della quantità di polveri vengono impiegati, infine, degli analizzatori a filtro.

Si fa presente, inoltre, che l'azienda è collegata, tramite sistema informatico, all'ARTA (Agenzia Regionale per la Tutela dell'Ambiente) per il monitoraggio costante della produzione di emissioni.

Dall'analisi delle emissioni dei gas in uscita dall'impianto si osservano le seguenti quantità prodotte:

<b>Emissione</b>	<b>Quantità (mg/ Nm<sup>3</sup>)</b>
CO	650
NO <sub>x</sub>	980
Polveri	130

**Tabella 2.1**

Questi valori sono accettabili in quanto rispettano i limiti consentiti dal Decreto legge 152/06 che stabilisce le quantità massime e minime di tali gas che un motore endotermico può produrre (tali limiti sono riferiti alla temperatura di 0°Centigradi, alla pressione di 0,1013 MPa e ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 5%).

Procedendo nell'analisi delle emissioni si calcola il quantitativo di CO<sub>2</sub> proveniente dalla combustione del gasolio moltiplicando il contenuto di energia del combustibile utilizzato per un fattore di emissione e per un fattore di ossidazione (fonte: Ministero dell'Ambiente):

Emissioni di CO<sub>2</sub> = Dati attività x Fattore di emissione x Fattore di ossidazione

I dati relativi all'attività sono espressi come contenuto netto di energia del combustibile consumato [GJ o tep] durante il periodo di riferimento.

Per calcolare il contenuto di energia del consumo di combustibile si utilizza la formula seguente:

Contenuto di energia del consumo di combustibile [GJ o tep] =  
combustibile consumato [t o m<sup>3</sup>] x potere calorifico netto del  
combustibile [GJ/t o tep/m<sup>3</sup>]

Si fa presente che il combustibile consumato viene misurato secondo diversi livelli.

#### Livello 1

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 7,5$  % per il processo di misura.

#### Livello 2a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 5,0$  % per il processo di misura.

#### Livello 2b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 4,5$  % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

Combustibile C = Combustibile P + (Combustibile S – Combustibile E)  
– Combustibile O

dove:

Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento

Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento

Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento

Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento

Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

#### Livello 3a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 2,5$  % per il processo di misura.

#### Livello 3b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 2,0$  % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

Combustibile C = Combustibile P + (Combustibile S – Combustibile E) – Combustibile O

dove:

Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento

Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento

Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento

Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento

Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

Analogamente al consumo di combustibile, la sua misura si ottiene secondo vari livelli:

#### Livello 4a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 1,5$  % per il processo di misura.

#### Livello 4b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a  $\pm 1,0$  % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

$$\text{Combustibile C} = \text{Combustibile P} + (\text{Combustibile S} - \text{Combustibile E}) - \text{Combustibile O}$$

dove:

Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento

Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento

Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento

Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento

Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

Si procede, quindi, al calcolo dei dati necessari per la rilevazione della quantità di CO<sub>2</sub> emessa dall'impianto.

La quantità di gasolio consumata dal motore Diesel a pieno carico è di 0,958 t/h e il potere calorifico del gasolio è assunto pari a 42,62 GJ/t, ossia 1,08 tep/t.

Il contenuto di energia del consumo del combustibile è dunque di:

$$0,958 \text{ t/h} \times 1,08 \text{ tep/t} = 1,03464 \text{ tep/h.}$$



Il fattore di emissione adottato per il gasolio è di 3,173 tCO<sub>2</sub>/tep, mentre il fattore di ossidazione valido per il combustibile è pari a 0.99 (fonte: Inventario UNFCC).

Si calcola quindi la quantità annua di CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione del gasolio considerando una periodo di funzionamento dell'impianto di 24 h/g per 320 g/a:

$$1,03464 \text{ tep/h} \times 3,173 \text{ tCO}_2/\text{tep} \times 0,99 = 3,25 \text{ tCO}_2/\text{h} \rightarrow \mathbf{24.960 \text{ tCO}_2/\text{anno}}$$

### ***Emissioni sonore***

Per completare l'analisi delle emissioni del ciclo combinato si considerano le emissioni sonore dell'impianto:

Classe acustica	Limite livello sonoro (diurno e notturno)
VI. Aree esclusivamente industriali	70 dBA

**Tabella 2.2**

Per abbattere e contenere le emissioni sonore generate dall'impianto vengono impiegati metodi differenti:

- utilizzo di marmitte e di pannelli sandwich per fonoisolare il motore a gas che porta il livello sonoro del motore a 65 dBA
- ricorso ad una speciale struttura package per la turbina a vapore che porta il livello sonoro a 61 dBA

### ***Emissioni del sistema di trattamento dell'acqua demi***

In riferimento al sistema di trattamento dell'acqua demi (presente con le stesse caratteristiche anche nell'impianto costituito dal nuovo motore a gas e dalla turbina a vapore descritto in seguito) si fa presente che i materiali con cui è costruito l'impianto del letto misto a tre linee non

generano pericoli o rischi per gli operatori. Possono invece costituire pericolo per l'ambiente, se non vengono trattati correttamente, i seguenti materiali:

- residui delle lavorazioni e/o delle operazioni di manutenzione
- lubrificanti esausti
- residui di reagenti chimici in uso per il funzionamento dell'impianto
- parti usurate e sostituite

Tali materiali devono essere raccolti e smaltiti nel rispetto delle leggi vigenti.

L'impianto contiene sostanze o componenti pericolosi per la salute dell'uomo o per l'ambiente, dunque per le operazioni di demolizione bisogna affidarsi a ditte specializzate. Inoltre, dato l'alto livello di capacità operative richieste, il personale deve essere specializzato e qualificato, consapevole dei possibili rischi, e deve conoscere perfettamente il funzionamento dell'impianto e le sue caratteristiche.

### ***Rifiuti***

L'analisi delle sostanze prodotte dall'impianto procede con la rilevazione dei rifiuti.

Vengono di seguito riportati e descritti i rifiuti che il nuovo impianto produrrebbe in base al rispettivo codice identificativo CER (Catalogo Europeo dei Rifiuti). Il Catalogo Europeo che distingue, inoltre, le sostanze pericolose da quelle non pericolose, è stato introdotto con Decisione comunitaria della Commissione n. 2000/532/CE con modifiche e integrazioni apportate dalle successive Decisioni della Commissione n. 2001/118/CE e 2001/119/CE e la Decisione del Consiglio n. 2001/573/CE:

<b>Codice CER</b>	<b>Descrizione rifiuto</b>	<b>Impianti/fasi di provenienza</b>	<b>Modalità di stoccaggio</b>
130105*	Emulsioni di acqua e oli esausti non clorurati	Motore e turbina	Serbatoio**
130204*	Scarti di olio per motore, clorurati	Motore	Autocisterna
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	Motore e turbina	Contenitori metallici
170405	Ferro e acciaio	Motore e turbina	Contenitori metallici
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Manutenzione motore e turbina	Contenitori metallici
160107*	Filtri olio	Motore e turbina	Contenitori metallici
150101	Imballaggi in carta e cartone	Componenti motore e turbina	Sfusi/reggiati
200139	Plastica	Componenti motore e turbina	Contenitori metallici
080317*	Toner per stampanti esauriti	Macchine d'ufficio	Contenitori metallici
160604	Batterie alcaline	Torçe illuminanti di emergenza	Contenitori metallici
160214	Apparecchiature fuori uso	Macchine d'ufficio	Contenitori metallici

**Tabella 2.3**

\*Codici CER per le sostanze pericolose.

\*\*Il serbatoio è in acciaio inox e ha una capacità di 5 m<sup>3</sup>. Esso è dotato, inoltre, di un contenitore perimetrale della capacità superiore a 5 m<sup>3</sup> per la raccolta di eventuali efflussi.

Le modalità di controllo e di analisi dei rifiuti si basano su certificati di analisi presso il laboratorio e la frequenza con cui vengono effettuati i controlli è settimanale.

Le modalità di registrazione dei controlli effettuati avviene, invece, per mezzo di un formulario e di un registro di carico/scarico.

## 2.5.2 Il rendimento

Si procede nell'analisi dell'impianto determinando il rendimento del motore Diesel, della turbina a vapore e quello totale del ciclo combinato.

### *Il rendimento del motore Diesel*

Per il motore Diesel si procede al calcolo del rendimento con la formula:

$$\eta_{\text{elettrico}} = P_{\text{el}} / (\text{C.C.} \times \text{P.C.I.})$$

dove:

$P_{\text{el}}$  = potenza elettrica del motore Diesel (kWh)

C.C = consumo di combustibile ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

P.C.I. = potere calorifico inferiore del gasolio (tep/h)

Il consumo del combustibile è pari a 0,958 t/h e il potere calorifico inferiore del gasolio è di 1,08 tep/t, quindi:

$$5.000 \text{ kWh} / (0,958 \text{ t/h} \times 1,08 \text{ tep/t}) = 5.000 \text{ kWh} / 1,03464 \text{ tep/h}$$

Si utilizza l'equivalenza 1 tep/h = 11.628 kWh (fonte: Circolare del ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 2/03/1992 N°192/F).

Quindi 1,03464 tep/h = 12.031 kWh e si ottiene un rendimento pari a:

$$5.000 \text{ kWh} / 12.031 \text{ kWh} = 0,42 \rightarrow \eta_{\text{elettrico}} = \mathbf{42\%}$$

### *Il rendimento della turbina a vapore*

La turbina a vapore ha un rendimento pari al 70% e una quantità di calore introdotta (Q) di 2.450 kWh.

Per giustificare la scelta dell'utilizzo della turbina da 3,5 MWh si utilizza la formula:

$$\eta_{\text{elettrico}} = Q/P_{\text{el}} \rightarrow 0,70 = 2.450 \text{ kWh}/P \rightarrow P = 3.500 \text{ kWh}$$

### ***Il rendimento totale***

Il rendimento elettrico totale del ciclo combinato è pari a :

$$\eta_{\text{totale}} = (5.000 \text{ kWh} + 3.500 \text{ kWh}) / 12.031 \text{ kWh} = 0,71 \rightarrow \eta_{\text{totale}} = \mathbf{71\%}$$

### ***Calcolo degli indici IRE e LT***

Considerando il periodo di riferimento (320 g/anno x 24 h/g = 7.680 h/anno) si ottengono i seguenti valori di produzione dal motore:

- 35.182 MWh/anno di energia elettrica, di cui 33.667 MWh/anno rappresenterebbe l'energia prodotta e ceduta al fornitore esterno all'azienda misurata per mezzo di contatori fiscali di energia attiva da installare immediatamente a valle dei generatori elettrici con certificati di collaudo UTF. Ai fini UTF i cogeneratori sono assimilati a "Gruppi elettrogeni per il servizio ordinario" e pertanto devono essere denunciati all'UTF ai sensi dell'articolo 52, comma 3 del DL 504/95 meglio noto come TUA (Testo Unico sulle Accise).
- 19.970 MWh/anno di energia termica di cui 18.566 MWh/anno rappresenterebbe la quota ceduta a terzi misurata con misuratori di calore costituiti da due termosonde e un misuratore di portata con centralina elettronica installati tra i recuperatori di calore e i circuiti utilizzatori.

La produzione energetica della turbina a vapore sarebbe, invece, pari a:

- 20.470 MWh/anno di energia elettrica di cui 19.588 MWh/anno rappresenterebbe la quota ceduta al fornitore esterno.

Con i dati a disposizione si può calcolare l'indice di risparmio energetico IRE con la formula:

$$IRE = \frac{Es - Ec}{Es} = 1 - \frac{Ec}{ES} = 1 - \frac{Ec}{Ees + Ets} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

dove:

$E_c$  = Energia primaria del combustibile calcolata con il prodotto:

$0,958 \text{ t/h} \times 1,08 \text{ tep/t} \times 11,628 \text{ kWh/tep} \times 24 \text{ h/g} \times 320 \text{ g/a} = 92.396 \text{ MWh/anno}$

$E_e$  = Energia elettrica netta prodotta dall'impianto pari a:

$35,182 \text{ MWh/anno} + 20,470 \text{ MWh/anno} = 55,652 \text{ MWh/anno}$

$E_t$  = Energia termica netta prodotta dall'impianto =  $19,970 \text{ MWh/anno}$

$\eta_{es}$  = Rendimento elettrico di riferimento della modalità di pura generazione di energia elettrica =  $0,4$  (valore stabilito dall' AEEG in funzione della potenza dell'impianto e del combustibile impiegato)

$\eta_{ts}$  = Rendimento termico di riferimento della modalità di pura generazione di energia termica =  $0,9$  (valore stabilito dall' AEEG in funzione dell'utilizzo per le applicazioni industriali)

$IRE = 0,43 > 0,1$  (IRE min)

Infine si determina il limite termico con la formula:

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et}$$

$LT = 0,26 > 0,15$  (LT min)

### 2.5.3 I costi

L'analisi dei costi associati all'impianto riguarda quello di produzione dell'energia, dato dal costo del combustibile e da quello di manutenzione, e quelli di investimento ed esercizio.

### ***Il costo di produzione dell'energia***

Inizialmente si valuta il costo del gasolio considerando la potenza e il consumo di combustibile nel ciclo combinato considerando che 0,958 t di gasolio corrispondono a 1.161 litri (fattore di conversione: 0,825):

$$1.161 \text{ litri/h} / (5.000 \text{ kWh} + 3.500 \text{ kWh}) = 0,14 \text{ litri/kW}$$

Si calcola il costo del gasolio considerando un prezzo medio del combustibile di 1,08 €/litro, un'accisa, cioè l'imposta indiretta applicata alla produzione energetica, di 0,403 €/litro (fonte Statistiche dell'Energia, Ministero dello Sviluppo Economico) e un valore di defiscalizzazione pari 0,29 €/litro fino ad una quota di 0,250 litri di gasolio (secondo il DM 504/95, regolamentato con la circolare del 15/09/06 e la circolare N° 5/D del 12/03/2010) :

costo defiscalizzato

$$0,14 \text{ litri/kW} \times (1,08 \text{ €/litro} - 0,29 \text{ €/litro}) = 0,1 \text{ €/kW}$$

### ***Il costo di manutenzione***

Il costo di manutenzione del motore Diesel è pari a 7 €/h:

Il costo di manutenzione della turbina a vapore è pari invece a 3,5 €/h.

Il costo totale di manutenzione è di 0,00123 €/kW.

### ***Il costo di investimento***

Il costo di investimento del motore ammonta a 1.750.000 €.

Il costo di investimento della turbina, invece, è pari a 1.550.000 €.

Il costo totale di investimento è quindi pari a:

$$1.750.000 \text{ €} + 1.550.000 \text{ €} = 3.300.000 \text{ €}$$

Il costo totale dell'impianto dato dalla somma del costo di produzione dell'energia, del costo di manutenzione e di quello di investimento è di 3.300.945 €.

### ***La valutazione economica del motore Diesel***

Per valutare la convenienza economica dell'investimento del motore Diesel si considera una vita utile di 12,76 anni considerando un tempo di funzionamento del motore di 98.000 ore ripartite su 24 h/g per 320 g/a:

$$98.000 \text{ h} / (24 \text{ h/g} \times 320 \text{ g/a}) = 12,76 \text{ anni}$$

Per la valutazione della convenienza economica dell'acquisto del motore si utilizza il metodo del VAN (Valore Attuale Netto, espresso come Net Positive Value nella letteratura anglosassone) che tiene conto dei flussi di cassa attualizzati:

$$\text{VAN} = - C_0 + (\sum C_n / (1+i)^n)$$

I dati a disposizione per il calcolo (riferiti solo al motore Diesel) sono:

$$C_0 = \text{investimento iniziale} = 1.750.000 \text{ €}$$

$$n = \text{tempo di riferimento} = 12 \text{ anni}$$

$$i = \text{tasso di inflazione} = 7,5\%$$

$C_n$  rappresenta il valore dei flussi di cassi generati nel corso dei 12 anni tenendo conto del costo del gas e del costo di manutenzione del motore.

Si ipotizza, inoltre, che l'investimento iniziale sia ammortizzabile in 12 anni a quote costanti.

I ricavi annuali vengono determinati considerando un margine di costo del gasolio di 0,014 €/litro (secondo i dati forniti dal Ministero dell'Economia) costante per tutti gli anni:

$$\text{prezzo} = \text{costo} + \text{margine di costo (1,4\%)} = 0,18 \text{ €/kW}$$

$$\text{ricavi} = 0,2 \text{ €/kW} \times (33.667.000 \text{ kW} + 18.566.000 \text{ kW}) = 10.446.600 \text{ €}$$

I costi annuali relativi al motore Diesel sono pari, invece, a:

$$0,18 \times (35.182.000 \text{ kW} + 19.970.000 \text{ kW}) = 9.927.360 \text{ €}$$

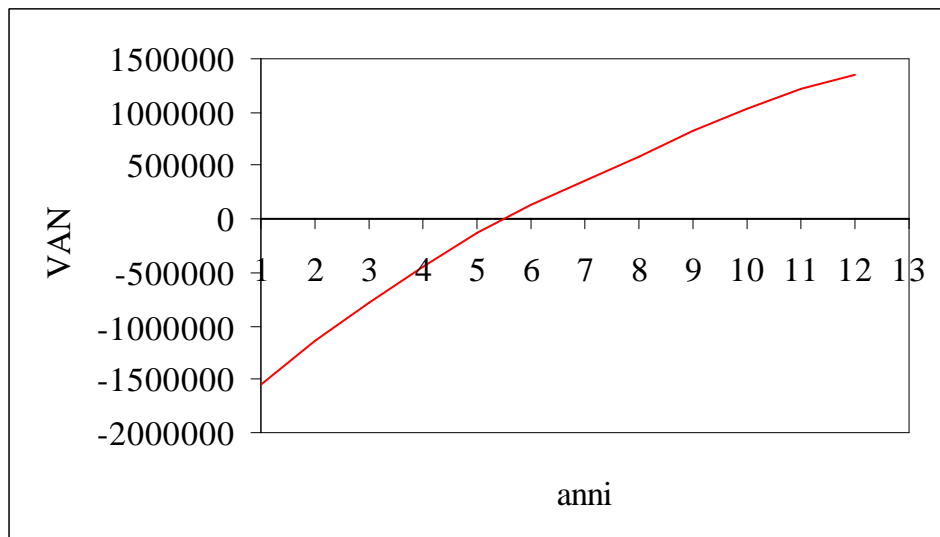


Viene considerata anche la quota annuale di ammortamento pari a 145.833 €.

Applicando il metodo del VAN si ottiene un valore positivo pari a 1.865.746 €.

Per calcolare il tempo di ritorno dell'investimento del motore si utilizza il metodo del TRA (Tempo di Ritorno Attualizzato, oppure Discount Pay Back nella dizione anglosassone).

Si può definire il TRA come il tempo necessario perché il VAN si annulli che nel caso in esame è di 5 anni e mezzo come si vede dal grafico:



**Figura 2.3**

### **2.3 Il nuovo ciclo combinato: motore a gas e turbina a vapore**

All'interno del ciclo combinato precedentemente descritto si valuta la possibilità di sostituire al motore endotermico Diesel un motore alimentato a metano.

La struttura dell'impianto viene modificata come si vede in allegato (Allegato 2).

Il nuovo gruppo è composto da un motore alternativo a gas, il generatore, una serie di recuperatori di calore, la turbina a vapore, il generatore annesso ad essa, il degasatore e il sistema di controllo e parallelo con la rete elettrica.

#### ***Il motore a gas***

La differenza strutturale di questo impianto è rappresentata dall'introduzione del motore endotermico a metano al posto di quello Diesel: esso è a quattro tempi ma, diversamente dal motore a gasolio, è a ciclo Otto. Il motore è detto ad accensione comandata in quanto il modo con cui si avvia e si sviluppa la combustione è differente dai motori ad accensione per compressione. Infatti, nella miscela aria-combustibile che si può formare all'interno (introducendo il combustibile direttamente in camera di combustione) o all'esterno del cilindro, la combustione viene avviata mediante una scintilla che scocca tra gli elettrodi di una candela: si realizza in questo modo una combustione premiscelata (nei motori ad accensione per compressione, invece, il miscelamento tra aria e combustibile viene realizzato nel cilindro contemporaneamente al processo di combustione che avviene inizialmente in regime premiscelato, per poi svilupparsi e concludersi in regime diffusivo). Il motore è alimentato a metano, il principale componente del gas naturale ed è un eccellente combustibile poiché produce il maggior quantitativo di calore per massa unitaria. Il

funzionamento a regime del motore a gas prevede una serie di fasi successive durante le quali il lavoro necessario per la compressione dell'aria viene sottratto al lavoro delle fasi attive di combustione e di espansione. L'avviamento del motore avviene con l'aria compressa. Quando il motore è fermo, quindi, bisogna fornire dall'esterno l'energia necessaria per le prime compressioni, onde portare l'aria ad una temperatura sufficiente per l'accensione del combustibile e l'avvio della combustione. Inoltre nell'avviamento da fermo occorre vincere tutte le resistenze al moto di origine meccanica, come l'attrito di primo distacco.

### ***Il generatore***

Il generatore annesso al motore a gas è di tipo sincrono, con velocità di rotazione pari a 750 giri/minuto, tensione pari a 10.500 kW , frequenza di 50 Hz e potenza pari a 5 MW<sub>e</sub>.

### ***La turbina a vapore***

La turbina a vapore impiegata presenta le seguenti caratteristiche: velocità di rotazione pari a 10.000 giri/minuto, ciclo a due stadi, quantità garantita di vapore per l'alimentazione pari a 15.000 kg/ora e pressione di scarico pari a 0,12 bar.

### ***Il generatore***

Il generatore collegato alla turbina è di tipo sincrono, con velocità di rotazione pari a 1.500 giri/minuto, tensione pari a 1.500 volt, frequenza di 50 Hz ed è in grado di garantire una potenza elettrica a  $\cos\phi$  0,9 di 3,5 MW.

## *Il degasatore*

L'impianto è infine completato dal degasatore per mezzo del quale avviene la rimozione dell'O<sub>2</sub> e della CO<sub>2</sub>. L'acqua di alimentazione viene investita dal flusso di vapore proveniente dalla turbina e lo scambio tra i fluidi in controcorrente favorisce lo stripping di O<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> che vengono eliminati attraverso lo sfiato.

## **2.6 Analisi del ciclo combinato motore a gas e turbina a vapore**

La realizzazione del nuovo impianto deve necessariamente passare per uno studio di fattibilità in grado di indagare sia gli aspetti energetici che gli aspetti economici.

La scelta di sostituire il motore Diesel con quello a gas è basata sulla considerazione di diversi fattori:

- le utenze elettriche e termiche, quindi il quantitativo di energia elettrico fornito e la quantità di energia termica destinata al processo aziendale
- la fonte energetica
- le caratteristiche del motore
- le modalità di gestione del processo (i sistemi di rilevazione dei dati e di abbattimento/contenimento delle emissioni)

### **2.6.1 Le emissioni**

#### *Emissioni atmosferiche*

L'analisi della soluzione proposta, sostituendo il motore a gas al motore Diesel esistente nel ciclo combinato, ha portato alla rilevazione di sostanziali differenze per quanto riguarda la quantità di emissioni in atmosfera. La scelta di sostituire al motore alimentato a gasolio il motore

a gas nasce dalla convenienza di utilizzo del metano: esso rappresenta il principale componente del gas naturale (84%) e determina una minore produzione di sostanze inquinanti in atmosfera.

Come per il motore Diesel, i principali processi di formazione degli inquinanti hanno luogo durante la combustione che si sovrappone ed avviene durante le fasi di compressione ed espansione. I principali inquinanti che si formano nel motore sono il CO, gli NO<sub>x</sub> (in particolare il monossido NO), gli HC e i radicali ossigenati (aldeidi, chetoni, perossidi, ecc...), il particolato ultrafine ed iperfine (che origina dal carbonio organico). Più trascurabile appare la formazione del particolato di maggiori dimensioni che si origina dal carbonio elementare (soot).

La formazione di CO avviene prevalentemente a causa dell'improvviso raffreddamento dei prodotti della combustione, prima che possano realizzarsi le condizioni di completa ossidazione del carbonio. Si tratta di fenomeni di "quenching" che avvengono soprattutto in determinate regioni della camera di combustione, in particolare sulle pareti laterali del cilindro e in prossimità delle valvole e degli anelli di tenuta della camera di combustione. Oltre che per questo fenomeno, la formazione del CO può avvenire anche sul fronte di fiamma se la combustione risulta eccessivamente ricca. L'eccesso di combustibile, infatti, non consente il completamento delle reazioni di ossidazione per mancanza di ossigeno con conseguente produzione di ossido di carbonio. Infine la presenza di quantità di CO nel motore è causata dalla velocità eccessiva della combustione. L'ossidazione completa del CO che porta alla formazione di CO<sub>2</sub> deve realizzarsi in tempi piuttosto limitati e confrontabili con la durata del processo di combustione nel motore (prima che si apra la valvola di scarico ed i gas vengano convogliati allo scarico raffreddandosi significativamente). Poiché il processo di combustione si sovrappone all'espansione, ciò determina un calo delle temperature dei gas in camera che ostacola il completamento delle reazioni di ossidazione del CO<sub>2</sub>. Si parla in questo caso di

“congelamento delle concentrazioni” di CO. Le emissioni di HC dipendono anch'esse dalla combustione non corretta e non completa e sono quindi influenzate dagli stessi parametri che determinano la formazione del CO.

Relativamente alle reazioni di formazione degli NO<sub>x</sub> nel motore a gas, esse avvengono principalmente nella zona di fronte fiamma che separa i reagenti dai prodotti.

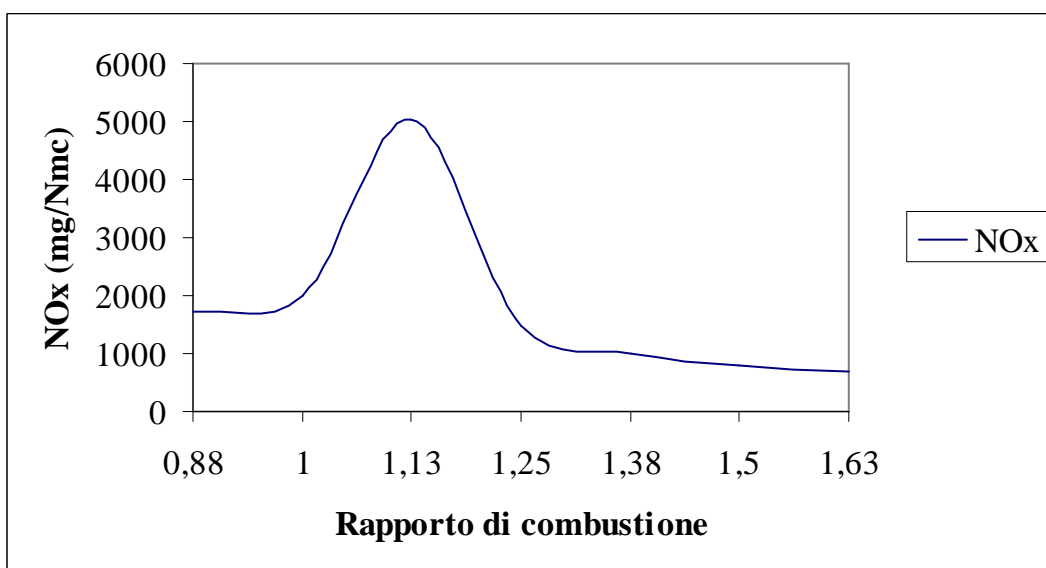
La formazione degli ossidi di azoto nei gas di scarico dipende principalmente dal rapporto aria/combustibile, dalla frazione di gas combusti presenti nel cilindro dovuta sia al ricircolo che alla presenza di gas residui che permangono nel cilindro dal ciclo precedente, e dalla fase dell'accensione (ovvero l'angolo di anticipo all'accensione). Anticipando l'accensione, infatti, la combustione inizia prima del ciclo e ciò determina un' aumento del picco di pressione che comporta temperature di picco analogamente elevate con conseguente formazione di maggiori quantità di NO. Le vecchie generazioni di motori a ciclo Otto operavano con un rapporto di compressione aria/combustibile che favorisse lo sviluppo della massima potenza. Tale rapporto, chiamato stechiometrico, rappresenta la dosatura teorica ideale per ottenere la combustione completa. Quando invece un motore opera con un rapporto aria/combustibile superiore a quello stechiometrico si dice che lavora in eccesso di aria. Per individuare immediatamente l'effettivo sbilanciamento del rapporto di combustione effettivo rispetto alla stechiometrico è stato introdotto un parametro, denominato  $\lambda$ , così definito:

$$\lambda = (\text{aria/combustibile effettivo})/(\text{aria/combustibile stechiometrico}).$$

Negli ultimi anni, però, si sono sempre più diffusi una tipologia di motori che lavorano con un rapporto di combustione maggiore di quello stechiometrico ( $\lambda > 1$ ). In questi motori il livello di ossigeno presente nella camera di combustione è maggiore di quello realmente necessario: ciò fa aumentare la concentrazione di ossigeno nei fumi di scarico.

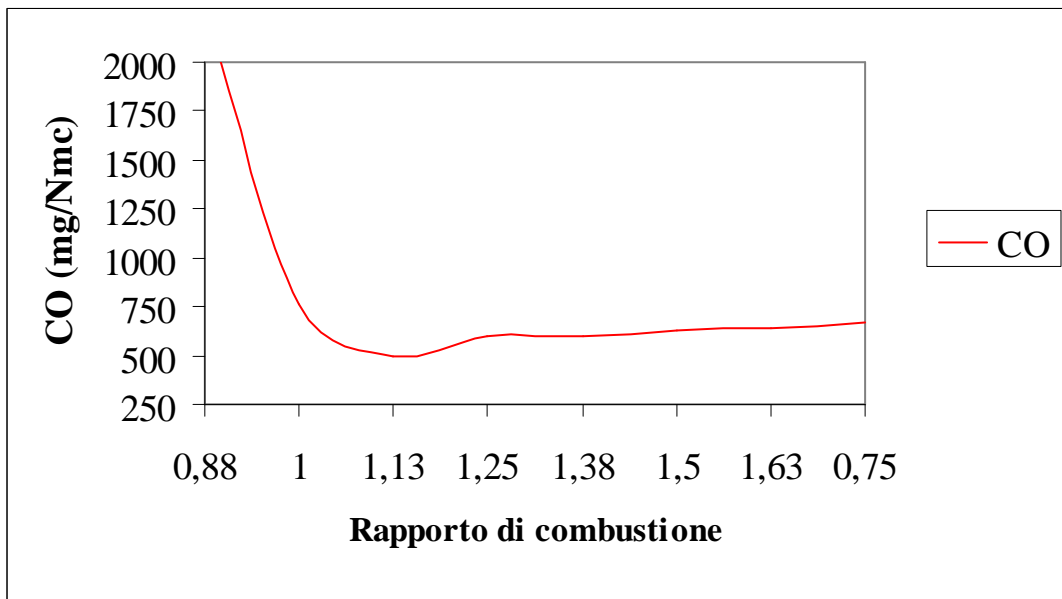
All'aumentare del rapporto  $\lambda$  aumenta la presenza di ossigeno nella miscela e diminuisce la temperatura di combustione, riducendo fortemente l'emissione di NOx.

Il grafico seguente mostra l'andamento degli NOx in funzione del rapporto  $\lambda$ . La curva presenta un picco per valori  $\lambda = 1,1$  (punto di lavoro dei motori stechiometrici nei quali è comunque sempre necessario fornire un lieve eccesso di aria), per diminuire fortemente all'aumentare dell'eccesso di aria:



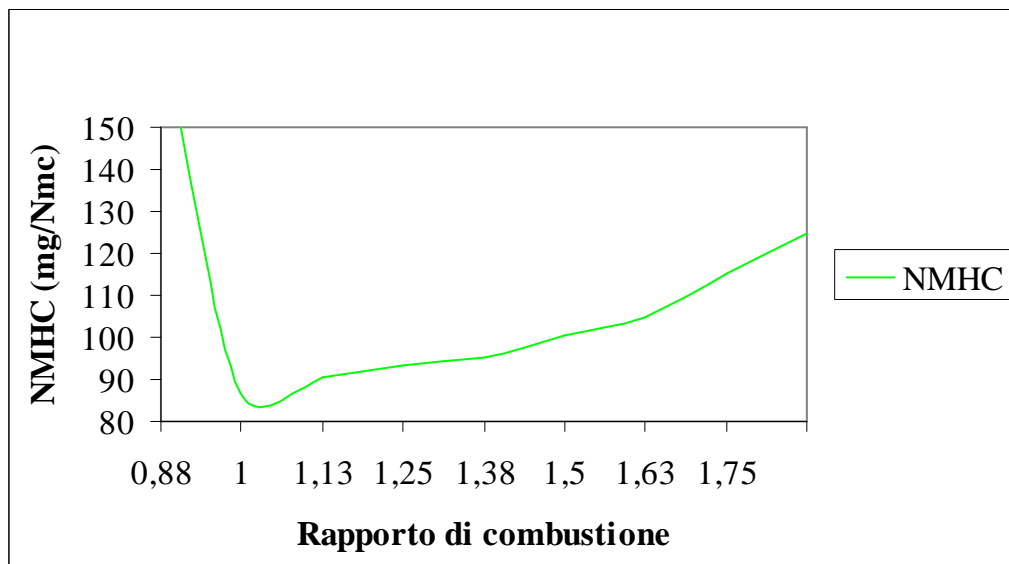
**Figura 2.4**

Relativamente al CO, l'aumento dell'eccesso di aria nella miscela riduce la formazione di CO che si forma per incompleta combustione del carburante: l'abbondanza di molecole di ossigeno nella miscela riduce al minimo la formazione di zone, all'interno della camera di combustione, con rapporto  $\lambda < 1$ . E' interessante notare come la curva presenti un minimo per valori appena superiori al rapporto stechiometrico, per poi aumentare leggermente. Questo fatto è spiegabile con la minor infiammabilità della miscela al diminuire della temperatura di combustione con conseguente aumento di formazione di incombusti:



**Figura 2.5**

Infine l'ultimo grafico riporta l'andamento delle emissioni di idrocarburi non metanici (NHMC) che dipende dal rapporto di combustione ed aumenta all'aumentare di  $\lambda$ :



**Figura 2.6**

Si procede, quindi, all'analisi delle emissioni del nuovo motore a gas. Dalla valutazione quantitativa delle emissioni nominali del nuovo motore, resa possibile grazie all'impiego dell'apparecchiatura NDIR per la misura di CO e delle polveri e dell'apparecchiatura a



chemiluminescenza per la misura degli NO<sub>x</sub> , si sono rilevati i seguenti valori considerando una percentuale di ossigeno presente del 5%:

<b>Emissioni</b>	<b>Quantità (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>
CO	550
NO <sub>x</sub>	250
NMHC	<130

**Tabella 2.4**

Tali valori sono accettabili in quanto rispettano i limiti del DM 152/06.

Con l'introduzione del nuovo motore a gas si assiste ad una riduzione significativa delle emissioni in atmosfera rispetto al motore Diesel grazie ai sistemi di abbattimento adottati. Si fa presente che all'atto dell'avviamento, in luogo dell'espansione, si potrebbe verificare nei cilindri una fase di ammissione, o introduzione, di aria a pressione all'incirca costante (fase molto simile a quella delle vecchie motrici alternative a vapore); il lieve anticipo alla chiusura della valvola di avviamento, rispetto all'apertura delle luci o della valvola di scarico, provoca anche una piccola espansione che deve comunque essere assai contenuta per non raffreddare i cilindri con conseguenti problemi per l'accensione del combustibile. Il tempo di accensione non supera complessivamente 5 minuti e l'arresto, di pari durata, avviene prima togliendo il parallelo con la rete e successivamente togliendo il combustibile. In questo lasso di tempo è possibile che nelle condizioni di CMTA (Carico Minimo Tecnico Ambientale) si possano avere valori di concentrazione di CO e NO<sub>x</sub> superiori del 30% a quelli di regime.

Grazie agli strumenti di rilevazione informatici e al software impiegato (sistema SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition) e, per la portata di gas di 40.700 m<sup>3</sup>/h, una durata emissiva di 24 ore al giorno per 320 giorni all'anno, una temperatura pari a 170°C, si sono riscontrati i seguenti valori di emissione (riferiti ad un tenore di ossigeno del 15%):

<b>Emissioni</b>	<b>Quantità (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>Flusso di massa (kg/h)</b>
CO	19	0,045
NO <sub>x</sub>	44	0,7
Polveri	<65	0,08

**Tabella 2.5**

Si fa presente che la misura delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO è di tipo continuo con frequenza semestrale.

Come si può osservare le quantità di CO e NO<sub>x</sub> prodotte sono decisamente inferiori a quelle nominali e vengono costantemente misurate dagli strumenti di rilevazione con i quali l'ARTA è collegata per il monitoraggio della produzione.

Questa notevole diminuzione delle emissioni è resa possibile grazie all'impiego di due sistemi di abbattimento differenti: la marmitta catalitica per l'ossido di carbonio e il sistema Leanox per l'ossido di azoto.

La marmitta catalitica, tecnicamente chiamata convertitore catalitico, è un dispositivo che va ad agire sull'impianto di scarico del motore e funge da catalizzatore. Essa è costituita da un tubo centrale perforato le cui pareti sono rivestite di materiali catalitici a base di platino e rhodium. Il rivestimento assorbe il CO e provoca l'ossidazione delle sue molecole con conseguente formazione di acqua e anidride carbonica.

Il sistema Leanox, invece, è un processo di combustione magra (combustione povera di ossigeno) che opera mantenendo un valore di  $\lambda$  in camera di combustione compreso tra 1,6 e 1,9. La concentrazione di NO<sub>x</sub> nei gas esausti aumenta al diminuire di  $\lambda$ : grazie a tale sistema il problema del contenuto degli ossidi di azoto viene risolto all'origine, limitandone la formazione in camera di combustione. La combustione magra è gestita e controllata dalla centralina di gestione del motore

(Woodward) che riceve un segnale di stato delle emissioni da uno specifico SME (Sistema di Monitoraggio delle Emissioni). Nel caso di malfunzionamento (di qualsiasi genere esso sia) della centralina Woodward il motore viene mandato in blocco immediato. Gli SME saranno soggetti a manutenzione preventiva semestrale eseguita dal costruttore con garanzia di intervento in casi di malfunzionamento entro 3 giorni lavorativi. In caso di malfunzionamento dello SME, si ricorrerà a misure alternative di controllo in discontinuo delle emissioni tramite laboratorio certificato. Qualora l'avaria non venga ripristinata entro 5 giorni dalla data di comunicazione all'autorità competente, il laboratorio incaricato provvederà ad effettuare una misura in discontinuo con cadenza giornaliera su tutti i punti di emissione funzionanti.

Si evidenzia, inoltre, che è stata monitorata costantemente la correlazione intercorrente tra consumo di combustibile e concentrazione stechiometrica delle emissioni per il nuovo motore nella centrale di cogenerazione mediante raccolta dati ed archiviazione informatica.

A tal proposito si riportano a titolo esemplificativo le concentrazioni di CO e NO<sub>x</sub> del motore in funzione delle portate medie del gas considerando una durata di 24 ore e nel caso specifico in cui il metano abbia un p.c.i. di 33.000 kJ/sm<sup>3</sup>:

<b>Tempo di rilievo (h)</b>	<b>Consumo totale medio di gas (sm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>CO (15% di O<sub>2</sub>) (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>	<b>NO<sub>x</sub> (15% di O<sub>2</sub>) (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>
0 – 12	1230	0,014	0,019
13 – 24	1200	0,013	0,0215

**Tabella 2.6**

Questi rapporti sono orientativi, in quanto notevolmente influenzati dal potere calorifero del gas che varia frequentemente e consistentemente, poiché la Snam (la Società che presidia le attività del settore del gas in Italia) non ne garantisce la costanza del valore nel tempo.

Si riportano, perciò, anche le concentrazioni di CO e NO<sub>x</sub> in funzione delle portate medie di gas nel caso specifico in cui il metano abbia, diversamente dal caso precedente, un p.c.i. di 36.000 kJ/sm<sup>3</sup>.

<b>Tempo di rilievo (h)</b>	<b>Consumo totale medio di gas (sm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>CO (15% di O<sub>2</sub>) (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>	<b>NO<sub>x</sub> (15% di O<sub>2</sub>) (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>
0 – 12	1104,5	0,0055	0,0155
13 – 24	1087,4	0,0055	0,0155

**Tabella 2.7**

In relazione al p.c.i. del metano di 36.000 kJ/sm<sup>3</sup> si riportano le quantità di CO e NO<sub>x</sub> emessi dal motore in base ai diversi valori di portata del gas:

<b>Portata gas (sm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>CO (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>	<b>NOx (come NO<sub>2</sub>) (mg h/sm<sup>3</sup>)</b>
1.121,5	0,0045	0,024
1.120,5	0,004	0,0225
1.080,5	0,004	0,023
1.065,5	0,0045	0,0215
1.126	0,0045	0,020
1.098,5	0,0065	0,0225
1.105	0,0065	0,0205
1.135	0,0085	0,0175
1.105	0,006	0,0205
1.101,5	0,006	0,0225
1.100	0,0055	0,023
1.099,5	0,006	0,021
1.092	0,006	0,020
1.102	0,006	0,020
1.026	0,007	0,0215
1.012	0,0065	0,021
1.102	0,0065	0,0195
1.103	0,0065	0,0185
1.104,5	0,0065	0,018
1.105	0,006	0,0185
1.104	0,0065	0,0185
1.103,5	0,006	0,019
1.107	0,006	0,018

**Tabella 2.8**

E' stata rilevata, inoltre, la produzione di CO e NOx per ogni ora del giorno 1.07.2010, su un motore identico a quello proposto alla Trigno Energy, in base alla temperatura media mensile e alla portata, che si otterrebbe dall'utilizzo del nuovo motore:

Ora	Data	Temp. Ambiente (°C)	Portata gas di scarico (sm <sup>3</sup> /h)	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	NOx (mg/Nm <sup>3</sup> )
1.00	1.07.2010	28,4	1.200	20,7	35,65
2.00	1.07.2010	26,9	1.200	21,5	37,35
3.00	1.07.2010	28,3	1.200	22,4	38,3
4.00	1.07.2010	26,9	1.200	21,95	39,95
5.00	1.07.2010	27,3	1.200	24,1	40,3
6.00	1.07.2010	27,3	1.200	25,25	40,35
7.00	1.07.2010	27,4	1.200	26	38,8
8.00	1.07.2010	27,6	1.200	26,35	39,45
9.00	1.07.2010	28,2	1.200	26,6	39,25
10.00	1.07.2010	29,7	1.200	27,5	39,05
11.00	1.07.2010	31,4	1.200	27,05	41,3
12.00	1.07.2010	30,9	1.190	26,25	45,1
13.00	1.07.2010	33,0	1.210	27	44,25
14.00	1.07.2010	33,4	1.200	27,2	38,65
15.00	1.07.2010	35,1	1.170	26,6	36,5
16.00	1.07.2010	33,8	1.090	15,3	50,8
17.00	1.07.2010	33,7	1.160	20,3	44,8
18.00	1.07.2010	33,4	1.190	25,25	40,75
19.00	1.07.2010	32,9	1.190	24,95	40,8
20.00	1.07.2010	31,0	1.200	23,3	46
21.00	1.07.2010	28,1	1.200	23,5	41,75
22.00	1.07.2010	27,0	1.040	20	40
23.00	1.07.2010	26,7	1.150	18,3	45,9
0.00	1.07.2010	25,7	1.110	14,55	53,5
media				23,25	41,5

**Tabella 2.9**

Tali dati sperimentali sono significativi: il nuovo motore è in grado di produrre una quantità limitata di emissioni inquinanti giornaliere.

La raccolta dati relativa alle emissioni ha mostrato, infine, come varierebbero le quantità di gas emessi dal motore nel corso dell'anno 2010, considerando i valori medi mensili:

<b>Data</b>	<b>CO (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>NOx (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>Portata gas di scarico (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>kg CO</b>	<b>kg NOx</b>
gennaio	1,7	36,5	10.175	47,87	1027,815
febbraio	1,8	33,3	10.175	42,5	786,25
marzo	2,25	30,9	10.175	66,4	912,095
aprile	2	37,6	10.175	42,125	773,195
maggio	2	35,9	10.175	57,02	1023,52
giugno	2,2	32,6	10.175	62,13	920,645
luglio	2,2	36,7	10.175	61,77	1030,46
settembre	2,15	33,2	10.175	61,19	944,855
ottobre	2,7	34,5	10.175	80,795	1032,4
novembre	3,05	38,4	10.175	87,685	1103,98
dicembre	3,15	7,9	10.175	85,415	1027,71
<b>TOTALE</b>				<b>694,87</b>	<b>10.582,925</b>

**Tabella 2.10**

Dopo la stima delle quantità di gas emessi dal motore si valuta inoltre, come per l'impianto costituito dal motore Diesel e dalla turbina a vapore, il quantitativo di emissione di CO<sub>2</sub> dovuto alla combustione del metano con la formula:

Emissione CO<sub>2</sub> = Dati attività x Fattore di emissione x Fattore di ossidazione

Si calcola quindi il contenuto energetico secondo il tempo di riferimento (h):

Dati attività = consumo del combustibile x p.c.i.

Il consumo del combustibile è pari a 1.171 m<sup>3</sup>/h, mentre il p.c.i. è di 0,00082 tep/m<sup>3</sup> (0,82 tep/1000 m<sup>3</sup>):

Dati attività (tep/h) = 1.171 m<sup>3</sup>/h x 0,00082 tep/m<sup>3</sup> = 0,96022 tep/h

Il fattore di emissione per il metano è di 2,35 tCO<sub>2</sub>/tep, mentre il fattore di ossidazione adottato è di 0,995 (fonte: Inventario UNFCC).

Si calcola la quantità di CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione del metano considerando un tempo di funzionamento del motore pari a 24 h/g per 320 g/a:

0,96022 tep/h x 2,35 tCO<sub>2</sub>/tep x 0,995 = 2,25 tCO<sub>2</sub>/h → **17.280 tCO<sub>2</sub>/anno**

Il valore ottenuto è notevolmente inferiore rispetto a quello calcolato per l'impianto costituito dal motore Diesel e dalla turbina a vapore.

### ***Emissioni sonore***

Vengono presi in considerazione i sistemi di abbattimento o contenimento delle emissioni sonore per il controllo del rumore lungo le vie di propagazione considerando un limite del livello sonoro dell'impianto di 70 dBA:

- utilizzo di marmitte e di pannelli sandwich per fonoisolare il motore a gas che porterebbero il livello sonoro del motore a 62 dBA
- ricorso ad una struttura package per la turbina a vapore che porterebbe il livello sonoro a 61 dBA

<b>Classe acustica</b>	<b>Limite livello sonoro (dBA)</b>
VI. Aree esclusivamente industriali	70 dBA

**Tabella 2.11**



## **Rifiuti**

Vengono di seguito riportati e descritti i rifiuti prodotti dal nuovo impianto in base al rispettivo codice identificativo CER:

<b>Codice CER</b>	<b>Descrizione rifiuto</b>	<b>Impianti/fasi di provenienza</b>	<b>Modalità di stoccaggio</b>
130105*	Emulsioni di acqua e oli esausti non clorurati	Motore e turbina	Serbatoio**
130204*	Scarti di olio per motore, clorurati	Motore	Autocisterna
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	Motore e turbina	Contenitori metallici
170405	Ferro e acciaio	Motore e turbina	Contenitori metallici
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Manutenzione motore e turbina	Contenitori metallici
160107*	Filtri olio	Motore e turbina	Contenitori metallici
150101	Imballaggi in carta e cartone	Componenti motore e turbina	Sfusi/reggiati
200139	Plastica	Componenti motore e turbina	Contenitori metallici
080317*	Toner per stampanti esauriti	Macchine d'ufficio	Contenitori metallici
160604	Batterie alcaline	Torçe illuminanti di emergenza	Contenitori metallici
160214	Apparecchiature fuori uso	Macchine d'ufficio	Contenitori metallici

**Tabella 2.12**

\*Codici CER per le sostanze pericolose.

\*\*Il serbatoio è in acciaio inox e ha una capacità di 5 m<sup>3</sup>. Esso è dotato, inoltre, di un contenitore perimetrale della capacità superiore a 5 m<sup>3</sup> per la raccolta di eventuali efflussi.

Le modalità di controllo e di analisi dei rifiuti si basano su certificati di analisi presso il laboratorio e la frequenza con cui vengono effettuati i controlli è settimanale.

Le modalità di registrazione dei controlli effettuati avviene, invece, per mezzo di un formulario e di un registro di carico/scarico.

### **2.6.2 Il rendimento**

Si procede nell'analisi del nuovo impianto con il calcolo del rendimento del motore a gas, della turbina e del rendimento complessivo del nuovo ciclo combinato.

#### ***Il rendimento del motore a gas***

Per la valutazione del rendimento elettrico del motore a gas si utilizza la seguente formula:

$$\eta_{\text{elettrico}} = P_{\text{el}} / (\text{C.C.} \times \text{P.C.I.})$$

dove:

$P_{\text{el}}$  = potenza elettrica del motore a gas (kWh)

C.C. = consumo di combustibile ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

P.C.I. = potere calorifico inferiore del metano (tep/h)

Il consumo del combustibile è pari a  $1.171 \text{ m}^3/\text{h}$  e il potere calorifico inferiore del metano è di  $0,00082 \text{ tep}/\text{m}^3$ , quindi:

$$5.000 \text{ kWh} / (1.171 \text{ m}^3/\text{h} \times 0,00082 \text{ tep}/\text{m}^3) = 5.000 \text{ kWh} / 0,96022 \text{ tep/h}$$

Si utilizza l'equivalenza  $1 \text{ tep/h} = 11.628 \text{ kWh}$  (fonte: Circolare del ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 2/03/1992 N°192/F).

Quindi  $0,96022 \text{ tep/h} = 11.165 \text{ kWh}$  e si ottiene un rendimento pari a:

$$5.000 \text{ kWh} / 11.165 \text{ kWh} = 0,45 \rightarrow \eta_{\text{elettrico}} = \mathbf{45\%}$$

### ***Il rendimento della turbina a vapore***

Il rendimento della turbina, considerando una quantità di energia termica in entrata pari a 2.450 kWh e una potenza elettrica di 3.500 kWh è di:

$$\eta_{\text{elettrico}} = Q/P = 2.450 \text{ kWh}/3.500 \text{ kWh} = 0,70 \rightarrow \eta_{\text{elettrico}} = \mathbf{70\%}$$

### ***Il rendimento totale***

Il rendimento elettrico totale del ciclo combinato è pari a:

$$\eta_{\text{totale}} = (5.000 \text{ kWh} + 3.500 \text{ kWh})/11.165 \text{ kWh} = 0,76 \rightarrow \eta_{\text{totale}} = \mathbf{76\%}$$

### ***Calcolo degli indici IRE e LT***

Considerando il periodo di riferimento (320 g/anno x 24 h/g = 7.680 h/anno) si otterrebbero inoltre i seguenti valori di produzione dal motore:

- 37.696 MWh/anno di energia elettrica, di cui 36.072 MWh/anno rappresenterebbe l'energia prodotta e ceduta al fornitore esterno all'azienda misurata per mezzo di contatori fiscali di energia attiva da installare immediatamente a valle dei generatori elettrici con certificati di collaudo UTF.

- 21.397 MWh/anno di energia termica di cui 19.452 MWh/anno rappresenterebbe la quota ceduta a terzi misurata con misuratori di calore costituiti da due termosonde e un misuratore di portata con centralina elettronica installati tra i recuperatori di calore e i circuiti utilizzatori.

La produzione energetica della turbina a vapore sarebbe, invece, pari a:

- 20.470 MWh/anno di energia elettrica di cui 19.588 MWh/anno rappresenterebbe la quota ceduta al fornitore esterno.

Con i dati a disposizione si può calcolare l'indice di risparmio energetico IRE con la formula:

$$IRE = \frac{Es - Ec}{Es} = 1 - \frac{Ec}{ES} = 1 - \frac{Ec}{Ees + Ets} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

dove:

$E_c$  = Energia primaria del combustibile calcolata con il prodotto:

$$1.171 \text{ m}^3/\text{h} \times 0,00082 \text{ tep/m}^3 \times 11.628 \text{ kWh/tep} \times 24 \text{ h/g} \times 320 \text{ g/a} = 85.750 \text{ MWh/anno}$$

$E_e$  = Energia elettrica netta prodotta dall'impianto pari a:

$$37.696 \text{ MWh/anno} + 20.470 \text{ MWh/anno} = 58.166 \text{ MWh/anno}$$

$E_t$  = Energia termica netta prodotta dall'impianto = 21.397 MWh/anno

$\eta_{es}$  = Rendimento elettrico di riferimento della modalità di pura generazione di energia elettrica = 0,4 (valore stabilito dall' AEEG in funzione della potenza dell'impianto e del combustibile impiegato)

$\eta_{ts}$  = Rendimento termico di riferimento della modalità di pura generazione di energia termica = 0,9 (valore stabilito dall' AEEG in funzione dell'utilizzo per le applicazioni industriali)

$$IRE = 0,5 > 0,1 \text{ (IRE min)}$$

Infine si determina il limite termico con la formula:

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et}$$

$$LT = 0,27 > 0,15 \text{ (LT min)}$$

### 2.6.3 I costi

Si procede con il calcolo del costo di produzione dell'energia elettrica, quello di manutenzione e quello di investimento del nuovo impianto.

### ***Il costo di produzione dell'energia***

Per quanto riguarda il costo del combustibile utilizzato, esso è stato determinato a partire dai dati tecnici dell'impianto, cioè dalla potenza elettrica di 5.000 kW (motore) e di 3.500 kW (turbina) e dal consumo di 1.171 m<sup>3</sup>/h di metano.

Grazie alla normativa in tema di cogenerazione, il consumo di metano può essere defiscalizzato. Il costo attuale del metano è di circa 0,64 €/m<sup>3</sup>. La defiscalizzazione attuale è di circa 0,161 €/m<sup>3</sup> fino alla quota di 0,25 m<sup>3</sup> /h mentre l'aliquota di accisa, stabilita dalla Finanziaria 2009, è dello 0,007% (fonte: Statistiche dell'Energia, Ministero dello Sviluppo Economico).

Il consumo del combustibile nell'impianto corrisponde a:

1.171 m<sup>3</sup>/h / (5.000 kWh + 3.500 kWh) = 0,14 m<sup>3</sup> di metano per ogni kW prodotto. Calcolando il costo del metano utilizzato dal motore per ogni kW prodotto, si ottiene:

costo defiscalizzato

$$0,14 \text{ m}^3/\text{kW} \times (0,64 \text{ €/m}^3 - 0,161 \text{ €/m}^3) = 0,067 \text{ €/kWh}$$

### ***Il costo di manutenzione***

Viene considerato il costo di manutenzione che interesserà il motore pari a 4,4 €/h.

Il costo di manutenzione della turbina a vapore è pari invece a 3,5 €/h.

Il costo di manutenzione totale è di: 0,00093 €/kW.

### ***Il costo di investimento***

Infine si considera il costo di investimento del nuovo motore che ammonta a 1.600.000 €.

Il costo di investimento della turbina è pari a 1.550.000 €.

Il costo totale di investimento è pari, quindi, a:

$$1.600.000 \text{ €} + 1.550.000 \text{ €} = 3.150.000 \text{ €}$$

Il costo totale del nuovo impianto considerando il costo di produzione dell'energia, quello di manutenzione e quello di investimento è di 3.150.577 €.

Tale valore è minore rispetto al costo totale dell'impianto esistente in azienda e genera un risparmio di:

$$3.300.945 \text{ €} - 3.150.577 \text{ €} = 150.368 \text{ €}$$

### ***La valutazione della convenienza economica del motore a gas***

La valutazione della convenienza economica del nuovo motore comincia con la stima della sua vita utile. Considerando un funzionamento medio dell'impianto di 98.000 ore, ripartite su 24 ore al giorno di funzionamento per 320 giorni all'anno si ottiene una vita utile del motore di:

$$98.000 \text{ h} / (24 \text{ h/g} \times 320 \text{ g/a}) = 12,76 \text{ anni}$$

Per la valutazione della convenienza economica dell'acquisto del motore si utilizza il metodo del VAN (Valore Attuale Netto, espresso come Net Positive Value nella letteratura anglosassone) che tiene conto dei flussi di cassa attualizzati:

$$\text{VAN} = - C_0 + (\sum C_n / (1+i)^n)$$

I dati a disposizione per il calcolo (riferiti solo al motore a gas) sono:

$$C_0 = \text{investimento iniziale} = 1.600.000 \text{ €}$$

$$n = \text{tempo di riferimento} = 12 \text{ anni}$$

$$i = \text{tasso di inflazione} = 7,5\%$$

$C_n$  rappresenta il valore dei flussi di cassa generati nel corso dei 12 anni tenendo conto del costo del gas e del costo di manutenzione del motore.

Si ipotizza, inoltre, che l'investimento iniziale sia ammortizzabile in 12 anni a quote costanti.

I ricavi annuali vengono determinati considerando un margine di costo del gas del 20% (secondo i dati forniti dal Ministero dell'Economia) costante per tutti gli anni:

$$\text{prezzo} = \text{costo} + \text{margine di costo (20\%)} = 0,13 \text{ €/kW}$$

$$\text{ricavi} = 0,13 \text{ €/kW} \times (36.072.000 \text{ kW/anno} + 19.452.000 \text{ kW/anno}) = 7.218.120 \text{ €/anno}$$

I costi annuali comprensivi del costo di produzione dell'energia e del costo di manutenzione sono pari a:

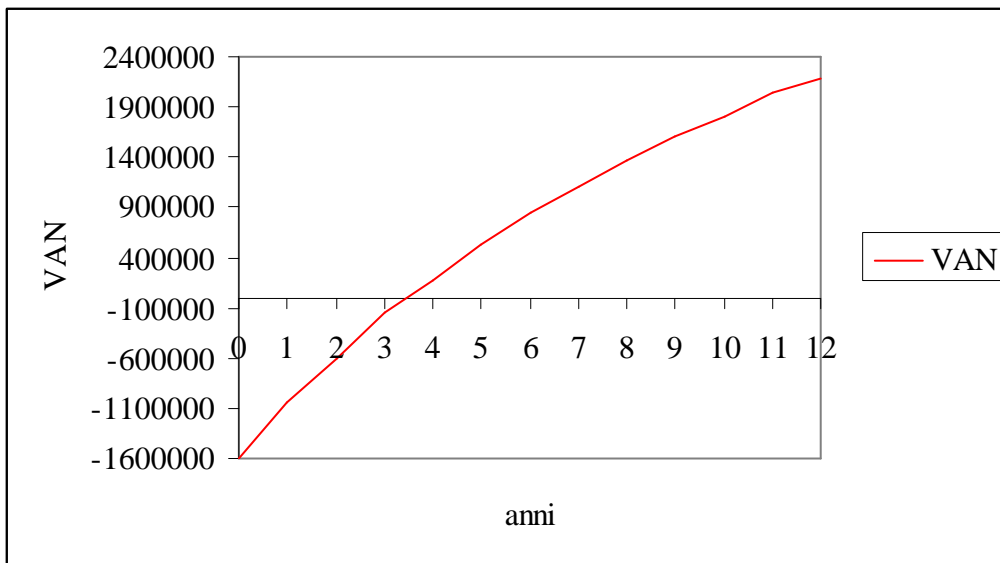
$$0,11 \text{ €/kW} \times (37.696.000 \text{ kW/anno} + 21.397.000 \text{ kW/anno}) = 6.500.230 \text{ €/anno}$$

Nel calcolare i flussi di cassa annuali si tiene conto anche dell'ammortamento del motore che ammonta a 133.333 €/anno.

Il VAN che si ottiene applicando la formula è positivo ed è pari a circa 2.363.238 €: si può concludere, quindi, che l'investimento è conveniente per l'azienda.

Il VAN rappresenta l'utile netto attualizzato che l'azienda realizzerebbe alla fine della vita dell'impianto. A questo valore può essere applicato il metodo del TRA (Tempo di Ritorno Attualizzato, oppure Discount Pay Back nella dizione anglosassone) per calcolare il periodo impiegato dall'azienda per riottenere la somma investita.

Si può definire il TRA come il tempo necessario perché il VAN si annulli che nel caso in esame è pari a 3 anni e mezzo:



**Figura 2.7**



### ***Capitolo 3: Confronto e valutazioni finali dei due impianti***

Il capitolo precedente ha evidenziato le diverse caratteristiche dei due impianti cogenerativi oggetto di studio e ha mostrato come la sostituzione del motore Diesel con quello a gas, all'interno del ciclo combinato presente in azienda, possa portare ad uno scenario differente sia in termini di emissioni gassose sia in termini di rendimento e costi.

Questo capitolo è dedicato al confronto qualitativo e quantitativo dei due impianti analizzati evidenziando, tramite tabelle riassuntive, prima le differenti caratteristiche tecniche e successivamente quelle ambientali ed economiche.

#### ***3.1 Profilo tecnico-produttivo***

<b><i>IMPIANTO 1: ciclo combinato motore Diesel - turbina a vapore</i></b>	
Tipo di impiego	Energia elettrica e termica
Tipo di combustibile	Gasolio
Consumo di combustibile	0,958 t/h
Tipo di motore alternativo	Motore Diesel
Tipo di generatore motore	Alternatore e Scambiatore
Potenza del motore	5.000 kW
Rendimento del motore	42%
Tipo di generatore turbina	Alternatore
Potenza della turbina	3.500 kW
Rendimento della turbina	70%
Rendimento totale ciclo combinato	71%
Energia elettrica prodotta*	55.652.000 kW
Energia termica prodotta*	19.970.000 kW
Indice IRE*	0,43
Indice LT*	0,26

**Tabella 3.1**

\*considerando un periodo di funzionamento di 24 h/g per 320 g/a.

<b><i>IMPIANTO 2: ciclo combinato motore a gas - turbina a vapore</i></b>	
Tipo di impiego	Energia elettrica e termica
Tipo di combustibile	Metano
Consumo di combustibile	1.171 m <sup>3</sup> /h
Tipo di motore alternativo	Motore a gas
Tipo di generatore motore	Alternatore e Scambiatore
Potenza del motore	5.000 kW
Rendimento del motore	45%
Tipo di generatore turbina	Alternatore
Potenza della turbina	3.500 kW
Rendimento della turbina	70%
Rendimento totale ciclo combinato	76%
Energia elettrica prodotta*	58.166.000 kW
Energia termica prodotta	21.397.000 kW
Indice IRE*	0,5
Indice LT*	0,27

**Tabella 3.2**

\* considerando un periodo di funzionamento di 24 h/g per 320 g/a.

Il confronto dei valori delle due tabelle mostra come il ciclo combinato costituito dal motore a gas e dalla turbina a vapore porti ad ottenere un rendimento complessivo più elevato (76%), grazie al rendimento maggiore che si ottiene con l'introduzione del nuovo motore. L'aumento del rendimento è dovuto alla tipologia di motore impiegato che utilizza come combustibile il metano. A differenza del gasolio, infatti, il metano ha un potere calorifico inferiore più basso che incide sul calcolo del rendimento insieme al consumo del combustibile impiegato.

Inoltre è maggiore anche la produzione di energia elettrica e termica dell'impianto sostitutivo e quindi è maggiore anche la quantità di energia ceduta al fornitore esterno e recuperata dal processo.

Per quanto riguarda i valori degli indici IRE e LT la differenza sostanziale è data dall'indice di risparmio energetico ottenuto con l'utilizzo del nuovo motore che è leggermente più alto dell'indice IRE dell'impianto costituito dal ciclo combinato motore Diesel- turbina a vapore.

### 3.2 Profilo ambientale

<b><i>IMPIANTO 1: ciclo combinato motore Diesel - turbina a vapore</i></b>	
CO	650 mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	980 mg/Nm <sup>3</sup>
Polveri	130 mg/Nm <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> dalla combustione del gasolio	24.960 tCO <sub>2</sub> /anno
Emissioni sonore motore Diesel	65 dBA
Emissioni sonore turbina a vapore	61 dBA

**Tabella 3.3**

<b><i>IMPIANTO 2: ciclo combinato motore a gas - turbina a vapore</i></b>	
CO	550 mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	250 mg/Nm <sup>3</sup>
Polveri	<130 mg/Nm <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> dalla combustione del metano	17.280 tCO <sub>2</sub> /anno
Emissioni sonore motore a gas	62 dBA
Emissioni sonore turbina a vapore	61 dBA

**Tabella 3.4**

Sotto il profilo ambientale il motore a gas produce un quantitativo totale minore di emissioni inquinanti nominali che verrebbero ulteriormente ridotte grazie ai sistemi di abbattimento e contenimento proposti per il nuovo impianto (sistema Leanox per NOx e utilizzo della marmitta catalitica per CO).

Il contenuto di polveri nominale è minore nel motore a gas e diminuisce anche esso grazie alle opportune tecniche di contenimento e abbattimento.

Con l'impiego del nuovo motore si ottengono, quindi, valori di emissione molto contenuti:

- ✓ **19 mg/Nm<sup>3</sup> di CO**
- ✓ **44 mg/Nm<sup>3</sup> di NOx**
- ✓ **<65 mg/Nm<sup>3</sup> di polveri**

Anche il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> relative alla combustione dei due diversi combustibili mostra come il quantitativo sia minore per il motore a gas nel periodo di funzionamento considerato con conseguenti benefici per l'ambiente.

La minore produzione di sostanze inquinanti, infatti, è un dato importante nella valutazione della fattibilità del nuovo impianto relativamente al problema sempre più grave dell'inquinamento atmosferico e al raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

### **3.3 Profilo economico**

<b><i>IMPIANTO 1: ciclo combinato motore Diesel - turbina a vapore</i></b>	
Costo produzione dell'energia	0,11 €/kW
Costo di manutenzione	0,00123 €/kW
Costo di investimento	3.300.000 €
Pay back time motore	5,5 anni

**Tabella 3.5**

<b><i>IMPIANTO 2: ciclo combinato motore a gas - turbina a vapore</i></b>	
Costo di produzione dell'energia	0,067 €/kW
Costo di manutenzione	0,00093 €/kW
Costo di investimento	3.150.000 €
Pay back time motore	3,5 anni
Risparmio	150.368 €

**Tabella 3.6**

Dalle tabelle è possibile vedere come l'introduzione del nuovo motore a gas comporti notevoli benefici anche a livello economico.

I costi totali dati dal costo alla produzione di energia, dal costo di manutenzione e dal costo di investimento del nuovo impianto sono minori rispetto all'impianto in azienda. Confrontando i costi di entrambi gli impianti esistente si otterrebbe, quindi, un risparmio di 150.370 € grazie alla sostituzione del motore Diesel con quello a gas nel ciclo combinato esistente in azienda.

Inoltre il metodo del VAN utilizzato per la valutazione della convenienza economica dei due diversi motori degli impianti è positivo per entrambi ma, applicando ad esso il metodo del TRA, si riscontra che per il motore a gas il pay back time è minore.

Il confronto tra i due impianti permette di concludere, quindi, la convenienza economica dell'acquisto del nuovo motore.

In conclusione la sostituzione del motore Diesel con quello a gas, nell'impianto cogenerativo aziendale, determina vantaggi in ambito:

- ✓ **ambientale**
- ✓ **produttivo**
- ✓ **economico**

## **Conclusione**

*L'analisi delle due soluzioni di impianto ha portato alla conclusione della convenienza della sostituzione del motore Diesel, all'interno del ciclo combinato presente in azienda, con il nuovo motore a gas sotto tutti i profili considerati (ambientale, produttivo ed economico).*

*L'utilizzo del motore a gas rappresenta la soluzione più adatta per ottimizzare la produzione e rendere più efficiente il processo.*

*Utilizzare un combustibile a basso impatto ambientale come il metano, infatti, e adottare le opportune tecniche di contenimento ed abbattimento delle emissioni rende il processo produttivo migliore contribuendo a limitare l'inquinamento atmosferico e i fenomeni ad esso associati come l' "effetto serra".*

*L'impiego delle tipologie impiantistiche della cogenerazione rappresenta una delle modalità più interessanti di produzione di energia ma lo studio di fattibilità di ogni impianto deve essere accurato.*

*La qualità e la quantità della produzione degli impianti cogenerativi deve essere valutata in modo tale da non trascurare nessun ambito con particolare attenzione alla produzione dei gas inquinanti emessi con le attività industriali.*

## ***Bibliografia***

M. Bianchi, A. De Pascale, A. Gambarotta, A. Peretto:  
“Sistemi Energetici, *Impatto ambientale*”  
(Pitagora Editrice Bologna)

G. N. di Montenegro, M. Bianchi, A. Peretto:  
“Sistemi Energetici *e loro componenti*”  
(Pitagora Editrice Bologna)

M. Vio:  
“Impianti di cogenerazione”  
(Editoriale Delfino)

G. Bidini, S. Stecco:  
“Motori a combustione interna”  
(Pitagora Editrice Bologna)

D. Giacosa:  
“Motori endotermici”  
(Ulrico Hoepli Editore Milano)

SOCEI ENGINEERING SRL:  
“Progetto Impianto CCC”

