

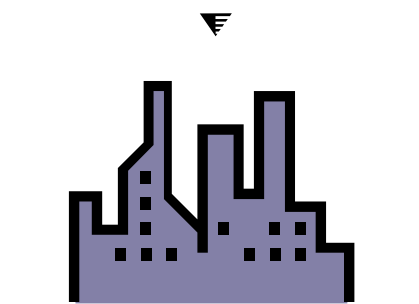


CELSIUS

## ***SOLUZIONI IMPIANTISTICHE PER IL RISPARMIO ENERGETICO NELL'INDUSTRIA CARTARIA***

Autore: Francesca Venturelli

C.R.E.A. Centro Studi sul Risparmio Energetico e sulla Qualità Ambientale



Tutor Accademico: Prof. A. Paglianti;  
Tutor Aziendale: Prof. W. Grassi, Dott. Ing. G. Scatizzi

## INDICE

INTRODUZIONE E SCOPO DELLA TESI	pag 3
Capitolo 1 - LE EMISSIONI INQUINANTI	“ 4
1.1    LO STATO DELL’AMBIENTE	“ 4
1.2    EMISSIONI 1990 e 2000, ed EMISSIONI TENDENZIALI 2010	“ 5
1.3    IL RUOLO DELL’INDUSTRIA CARTARIA ED I RELATIVI CONSUMI	“ 9
Capitolo 2 - LA DIRETTIVA EMISSION TRADING	“ 12
2.1 INTRODUZIONE	“ 12
2.2 SVILUPPI NELL’IMPLEMENTAZIONE DEL PROTOCOLLO DI KYOTO NELL’UNIONE EUROPEA (EU)	“ 12
2.3 LA DIRETTIVA EUROPEA 2003/87/EC (EU-ETS) (DIRETTIVA EMISSION TRADING)	“ 12
2.4 I SETTORI COPERTI NELL’ALLEGATO I DELL’EU-ETS	“ 14
2.5 GESTIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI	“ 14
2.6 OBBLIGHI IMPOSTI DALLA DIRETTIVA	“ 15
2.7 VERIFICA ANNUALE DELLE EMISSIONI	“ 15
2.8 IL REGISTRO NAZIONALE EMISSIONS TRADING	“ 15
2.9 PIANO DELLE EMISSIONI IN ITALIA	“ 16
2.10 EMISSION TRADING E RISPARMIO ENERGETICO DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 13 ottobre 2003	“ 18
Capitolo 3 - LE POSSIBILITA’ DI RISPARMIO ENERGETICO PERL’INDUSTRIA CARTARIA	“ 25
3.1. LA COGENERAZIONE	“ 25
3.2 CENTRALI A CICLO COMBINATO	“ 30
3.3 LE POSSIBILITA’ DI RISPARMIO ENERGETICO PER L’INDUSTRIA CARTARIA: UN CASO DI STUDIO	“ 37
CONCLUSIONI	“ 45
BIBLIOGRAFIA	“ 48

## INTRODUZIONE E SCOPO DELLA TESI

Negli ultimi decenni la “gestione dell’energia” ha assunto un peso sempre maggiore per l’industria cartaria italiana. Con questa espressione ci si riferisce a tutta una serie di meccanismi e valutazioni economiche, gestionali, strategiche, burocratiche che oggi sono richieste ad un’industria fortemente coinvolta nella produzione di energia.

Da una parte i combustibili fossili hanno prezzi sempre crescenti che pesano notevolmente fra i costi dell’azienda, dall’altra le recenti normative in materia di tutela ambientale impongono un limite (ma la tendenza è verso una riduzione) alle emissioni inquinanti derivanti dalle centrali termoelettriche.

In un contesto di questo tipo l’azienda cartaria si trova fra l’esigenza propria di un incremento della produzione, l’abbattimento dei costi energetici ed il rispetto degli adempimenti normativi.

Il presente studio di tesi offre un contributo concreto, attraverso un’analisi dettagliata del ciclo di produzione e di utilizzo dell’energia (fase denominata diagnosi energetica), al fine di individuare soluzioni di risparmio energetico attraverso modifiche degli impianti esistenti in grado di garantire un risparmio energetico. Questi margini di risparmio energetico appaiono, anche in prima approssimazione, così ampi, da essere non solo vantaggiosi, ma tali da finanziare, in pochi anni, a fronte di un risparmio concreto sul combustibile, le modifiche intraprese a carico dell’impianto, senza considerare i benefici ottenibili dalla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

La presente tesi, partendo dall’analisi dell’impatto dell’industria sulle emissioni in atmosfera, dopo una introduzione agli obblighi normativi imposti dalle recenti normative sul controllo delle emissioni industriali, mostra le soluzioni impiantistiche attuabili in tempi brevi su un ciclo di cogenerazione di una moderna industria cartaria, al fine di ottenere sensibili risparmi in termini di consumi di combustibile.

## **Capitolo 1**

### **LE EMISSIONI INQUINANTI**

#### **1.1 LO STATO DELL'AMBIENTE**

La maggior parte dei climatologi, geologi, biologi ecc., oggi, pare ormai che converga sulla convinzione che l'incremento dell'effetto serra che si sta riscontrando negli ultimi decenni, sia dovuto ad un incremento, nell'atmosfera, della concentrazione di alcuni gas, fra i quali il più monitorato è senza dubbio l'anidride carbonica. Tale incremento è stato la conseguenza di un notevole sviluppo che si è verificato negli ultimi decenni, che ha innescato un processo secondo il quale la richiesta di energia per i trasporti, l'industria ed il settore civile è sempre in aumento.

Se da parte di alcuni si riscontra la preoccupazione per l'innalzamento della temperatura media del pianeta, conseguenza dell'incremento dell'effetto serra, dal quale discendono lo scioglimento dei ghiacciai, variazioni climatiche ecc.; da parte di altri la preoccupazione è rivolta principalmente alla troppo stretta dipendenza dell'Occidente da combustibili fossili, prossimi ad un esaurimento, o comunque proprietà quasi esclusiva di paesi arabi, con i quali i rapporti economici non erano del tutto semplici anche prima di tristi attentati terroristici.

Entrambe le parti hanno pertanto concordato che la strategia migliore, più immediata, da intraprendere per arginare sia il problema ambientale che quello dello sfruttamento delle risorse, sia quella di contenere i consumi dei combustibili al fine di ridurre le emissioni. Dopo un iter che ha coinvolto numerosi paesi e che si è protratto per alcuni anni, si è giunti alla redazione di un documento, il Protocollo di Kyoto, dal quale sono discese anche azioni aventi carattere legislativo.

Il Protocollo di Kyoto è un documento redatto e approvato nel corso della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici tenutasi in Giappone nel 1997. Nel Protocollo sono indicati, per i Paesi dell'Allegato I, gli impegni di riduzione e di limitazione quantificata delle emissioni di gas serra (anidride carbonica, gas metano, protossido di azoto, esafluoruro di zolfo, idrofluorocarburi e perfluorocarburi).

Parti	Obiettivi di riduzione o di limitazione quantificata delle emissioni(percentuale dell'anno o del periodo base)
Italia	92

Tabella 1.1 - Annesso B (Protocollo Di Kyoto,1997)

Il dato riportato nella Tabella 1.1 si legge in questo modo: L'E.U. deve ridurre le emissioni di una percentuale pari all'8% rispetto ai livelli del 1990 (livello di produzione 1990: 100; livello di emissione nel periodo 2008-2012: la differenza in termini percentuali ovvero  $100-92 = 8\%$ ).

Nella precedente tabella è riportato, per brevità, solo il dato che interessa il nostro paese.

Il nostro Paese appartiene al gruppo delle Nazioni incluse nell'Annesso B del Protocollo di Kyoto (1997). L'obiettivo di riduzione dei gas serra indicato nel suddetto Protocollo è fissato ad una percentuale dell'8% (ovvero la stessa percentuale indicata per tutti i Paesi appartenenti all'Unione Europea).

In sede comunitaria, nel Giugno 1998, sono state stabilite le percentuali di riduzione a carico dei diversi Paesi. Per l'Italia, è stata fissata una percentuale del 6.5%.

## 1.2 EMISSIONI 1990 e 2000, ed EMISSIONI TENDENZIALI 2010

L'Italia deve ridurre le emissioni di gas serra, entro il 2008-2012, del 6,5%, rispetto al 1990, ovvero le emissioni dovranno passare dai 521 Mt del 1990 a 487 Mt, e dunque il "gap" da colmare è di 34 Mt.

Tuttavia, considerato che nel 2000 le emissioni erano 546 Mt (Tabella 1.2), e che le emissioni tendenziali al 2010, ovvero prevedibili a legislazione vigente, corrispondono a 580 Mt, il "gap" effettivo risulta di 93 Mt.

	1990 (a)	2000 (b)	2010 (c)
<b>DA USI DI FONTI ENERGETICHE, di cui:</b>	<b>424,9</b>	<b>452,3</b>	<b>484,1</b>
- Industrie energetiche	147,4	160,8	170,4
- termoelettrico	124,9	140	150,1
- raffinazione (consumi diretti)	18,0	17,4	19,2
altro	4,5	3,4	1,1
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9	80,2
- Trasporti	103,5	124,7	142,2
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2	72,1	74,1
- Agricoltura	9,0	9,0	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	9,3	7,8	7,6
<b>DA ALTRE FONTI</b>	<b>96,1</b>	<b>94,5</b>	<b>95,6</b>
Processi industriali (industria mineraria, chimica,)	35,9	33,9	30,4
Agricoltura	43,4	42,6	41,0
Rifiuti	13,7	14,2	7,5
Altro (solventi, fluorurati)	3,1	3,8	16,7
<b>TOTALE</b>	<b>521,0</b>	<b>546,8</b>	<b>579,8</b>

Tabella 1.2 – Emissioni di CO<sub>2</sub> suddivise per settore nel 1990, 2000 ed emissioni tendenziali del 2010

Al preciso scopo di favorire una riduzione delle emissioni di gas antropogenici, il Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) ha, nel Novembre 1998, individuato le azioni nazionali per ottenere tale riduzione delle emissioni. Nella Tabella 1.3 seguente, estratta dalla delibera CIPE e pubblicata nella G.U. n. 33 del 10-2-99, sono individuate le azioni nazionali e le corrispondenti riduzioni ottenibili espresse in Mt CO<sub>2</sub> equivalenti.

Azioni	Obiettivi di riduzione		
	Mt CO <sub>2</sub>	Mt CO <sub>2</sub>	Mt CO <sub>2</sub>
	2002	2006	2008-2012
Aumento di efficienza del parco elettrico	-4/5	-10/12	-20/23
Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
<b>Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario</b>	<b>-6/7</b>	<b>-12/14</b>	<b>-24/29</b>
Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO <sub>2</sub> dalle foreste	-	-	-(0,7)
<b>TOTALE</b>	<b>-20/25</b>	<b>-45/55</b>	<b>-95/112</b>

Tabella 1.3 - Azioni nazionali per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (Deliberazione CIPE 19 Novembre 1998)

Nelle tabelle successive, Tabella 1.4 e Tabella 1.5 sono riportate, rispettivamente, le emissioni di anidride carbonica in Italia rispettivamente per gli anni 1990 e 1999. In esse si evidenzia come l'incidenza del settore cartario contribuisca, seppure insieme ad altri, per il 5% del totale nel 1990 e per il 4% nel 1999.

**Emissioni nazionali di Anidride Carbonica in Italia per l'anno 1990.**  
**Il totale complessivo è stato di 417.529.174,01 Mg.**

La soglia scelta del 5% equivale a 20.876.458,00 Mg di emissioni







Settori	Emissioni	%	
Centrali elettriche e di cogenerazione pubbliche	106.441.512,31	25%	
Automobili	56.053.404,43	13%	
<b>Residenziale</b>	<b>52.328.629,12</b>	<b>12%</b>	
Combustione in caldaie turbine a gas e motori fissi	43.089.464,98	10%	
Veicoli pesanti P > 3.5 t e autobus	27.431.009,85	6%	
Processi di combustione con contatto	26.379.950,78	6%	
Proc. ind. legno/pasta-carta/alim./bevande e altre industrie	21.330.874,99	5%	

Tabella 1.4 – Emissioni di anidride carbonica in Italia nel 1990

**Emissioni nazionali di Anidride Carbonica in Italia per l'anno 1999.**  
**Il totale complessivo è stato di 440.433.787,98 Mg.**

La soglia scelta del 2% equivale a 8.808.675,00 Mg di emissioni








Settori	Emissioni	%	
Centrali elettriche e di cogenerazione pubbliche	118.202.902,84	26%	
Automobili	68.406.738,44	15%	
<b>Residenziale</b>	<b>56.784.008,71</b>	<b>12%</b>	
Combustione in caldaie turbine a gas e motori fissi	33.024.457,00	7%	
Processi di combustione con contatto	27.877.225,78	6%	
Veicoli pesanti P > 3.5 t e autobus	27.313.048,55	6%	
Proc. ind. legno/pasta-carta/alim./bevande e altre industrie	19.438.204,32	4%	

Tabella 1.5 – Emissioni di anidride carbonica in Italia nel 1999.

Il grafico seguente evidenzia la ripartizione delle emissioni di anidride carbonica per macrosettore.

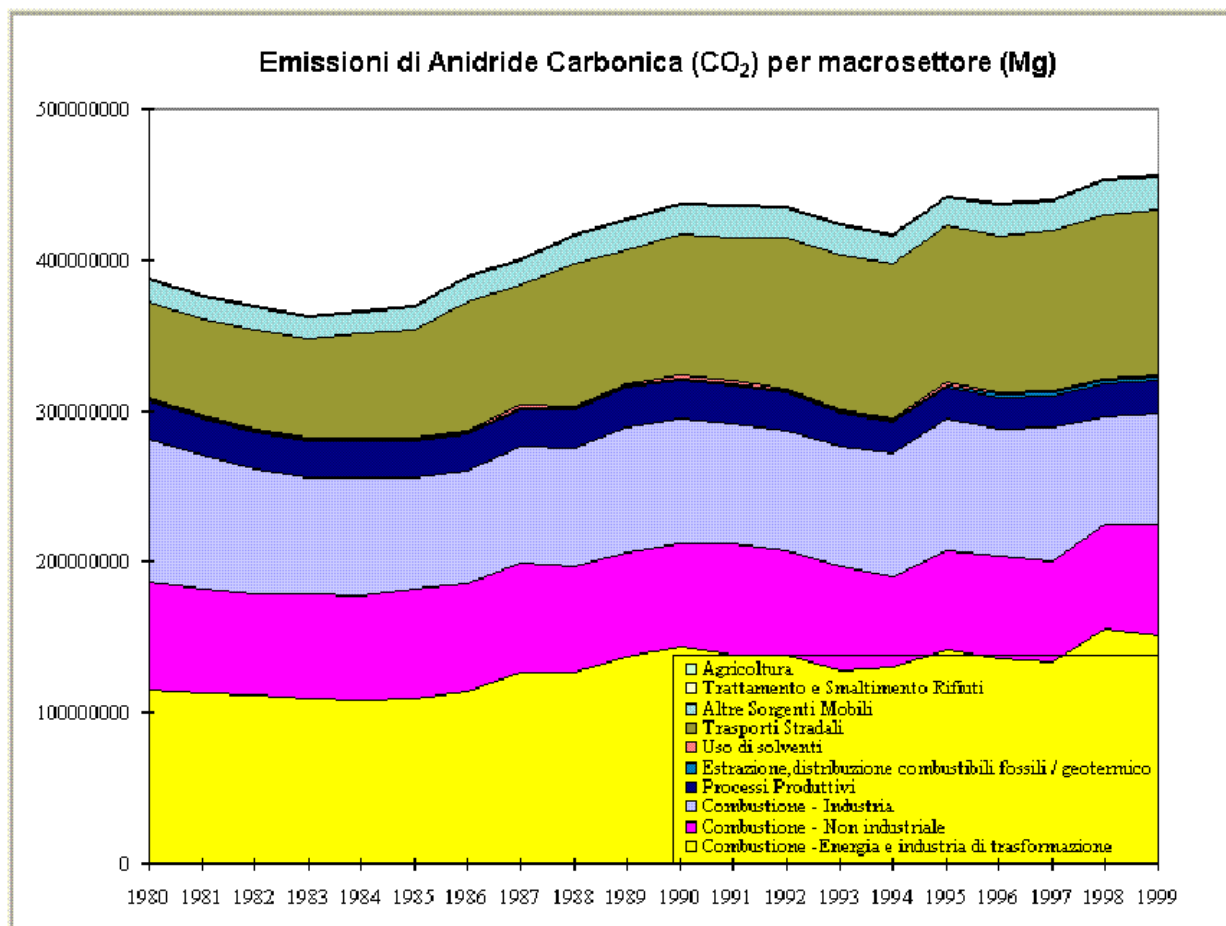


Grafico 1.1 – Emissioni di anidride carbonica ripartite per macrosettore

### 1.3 IL RUOLO DELL'INDUSTRIA CARTARIA ED I RELATIVI CONSUMI

Il consumo annuo di carta e cartone in Italia è stato di circa 11 milioni di tonnellate nel 2002, cioè 188 kg per abitante all'anno, compresi i consumi dell'industria. Di questi più di 4 milioni di tonnellate sono costituiti da carta e cartone da imballaggio. La parte più cospicua della produzione è costituita da cartone ondulato, seguito da cartoncino per astucci pieghevoli e dalla carta utilizzata per astucci e sacchetti. Questi materiali possono presentare caratteristiche molto diverse tra loro, ovvero essere: resistenti, per carta da

pacchi; fragili, per carta da giornale, morbidi, per i fazzolettini di carta. Ciascuna di queste caratteristiche viene impartita mediante l'impiego di diversi additivi nel ciclo produttivo.

L'industria cartaria è un'attività altamente energivora, comporta un notevole consumo di acqua e rilascia nell'ambiente sostanze tossiche e inquinanti, che, per quasi tutte le installazioni, sono contenute ormai nei limiti di legge. Assorbendo il 4% dell'energia globale, l'industria della carta si colloca al quinto posto della graduatoria dei consumi energetici industriali in Italia. Alcuni accorgimenti tecnici e l'impiego di impianti di cogenerazione hanno consentito negli ultimi decenni di migliorare il rapporto energia/prodotto. Rispetto agli anni '70 il consumo energetico dell'industria cartaria è stato abbattuto, in termini relativi, del 22% negli USA e addirittura del 50% in Giappone. Tutto questo però è servito soltanto a frenare la crescita. Nel trentennio trascorso, con un aumento di produzione dell'89%, il consumo di energia dell'industria cartaria è di fatto cresciuto del 49%.

Limitando il nostro studio all'impatto dell'industria cartaria esclusivamente sull'ambiente atmosferico, è possibile affermare che a seconda delle tipologie di carta prodotta si ha una diversa produzione di anidride carbonica.

L'utilizzo di carta riciclata ha contribuito in misura significativa a ridurre le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) nell'atmosfera. Secondo uno studio sull'impatto ambientale dei sistemi di raccolta differenziata, realizzato da Ambiente Italia, il riciclo di una tonnellata di carta e di cartone determina un risparmio di circa 210 kg CO<sub>2</sub> eq. Questa stima è la risultanza della differenza tra le emissioni generate dalla produzione di carta e cartone, utilizzando come materia prima la carta da macero, e quelle che sarebbero state generate utilizzando fibre vergini.

Anche il mancato smaltimento in discarica produce un sensibile risparmio delle emissioni di anidride carbonica nell'atmosfera, pari a ben 1.098 kg CO<sub>2</sub> eq. In una parola, per ogni tonnellata di prodotti cellulosici avviati a riciclo si realizza un taglio di ben 1.308 kg CO<sub>2</sub> eq.

Questo valore deve essere decurtato del quantitativo di inquinanti emesso dal maggior utilizzo di automezzi necessario per effettuare la raccolta differenziata.

Riportati questi dati alle reali proporzioni della raccolta differenziata nel nostro paese si verifica che la riduzione di potenziali emissioni nocive per l'atmosfera, raggiunge un totale di ben 1,9 milioni di tonnellate, pari a circa lo 0,37% di tutte le emissioni di CO<sub>2</sub> eq.

italiane. Per avere una riduzione delle emissioni di pari peso, bisognerebbe bloccare completamente tutto il traffico su strada - auto, camion, mezzi pubblici compresi - per 6 giorni e 6 notti!

## **Capitolo 2**

### **LA DIRETTIVA EMISSION TRADING**

#### **2.1 INTRODUZIONE**

Quello dei cambiamenti climatici è uno fra gli argomenti più importanti sia a livello internazionale sia a livello di governi locali. Al riguardo le Nazioni Unite, tramite la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), ed il Protocollo di Kyoto, hanno previsto misure per la lotta contro questo fenomeno.

L'UNFCCC, sulle basi del Protocollo di Kyoto, stabilisce le basi giuridiche e non, per la riduzione dei gas effetto serra (GHG) nei Paesi industrializzati, e prevede un innovativo meccanismo di mercato mirato ad un'inversione di tendenza verso la riduzione delle emissioni.

#### **2.2 SVILUPPI NELL'IMPLEMENTAZIONE DEL PROTOCOLLO DI KYOTO NELL'UNIONE EUROPEA (EU)**

Nel maggio del 2002, gli Stati Membri dell'EU hanno ratificato il Protocollo di Kyoto, che è entrato in vigore il 16 febbraio 2005. L'impegno dell'EU prevede la riduzione delle proprie emissioni di GHG del 8%. Questo target è stato suddiviso fra gli Stati membri, sulle basi legali di un accordo stabilendo, per ogni singolo Stato Membro, dei target specifici. In particolare l'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni del 6,5 %.

#### **2.3 LA DIRETTIVA EUROPEA 2003/87/EC (EU-ETS) (DIRETTIVA EMISSION TRADING)**

Il 13 Ottobre 2003 la Commissione Europea ha pubblicato la Direttiva Europea sul mercato delle emissioni, meglio conosciuto come Emission Trading System (EU-ETS).

La direttiva prevede che:

- dal 1 gennaio 2005, nessun impianto che ricade nel campo di applicazione della stessa, possa emettere CO<sub>2</sub>, ossia possa continuare ad operare, in assenza di apposita autorizzazione;
- i gestori degli impianti che ricadono nel campo di applicazione della direttiva restituiscano annualmente all'Autorità Nazionale Competente quote di emissione di CO<sub>2</sub> in numero pari alle emissioni di CO<sub>2</sub> effettivamente rilasciate in atmosfera. L'assegnazione delle quote di emissioni di CO<sub>2</sub> ai gestori degli impianti regolati dalla direttiva è effettuata dall'Autorità Nazionale Competente sulla base della Decisione di assegnazione;
- le emissioni di CO<sub>2</sub> effettivamente rilasciate in atmosfera, siano monitorate secondo le disposizioni di monitoraggio impartite dall'Autorità Nazionale Competente, comunicate all'Autorità Nazionale Competente e certificate da un verificatore accreditato dall'Autorità Nazionale Competente

L'entrata in vigore del EU-ETS avrà un impatto diretto sul bilancio patrimoniale di ogni impresa. Si prevede che la Direttiva copra inizialmente da 12.500 a 15.000 installazioni che ammontano circa al 45-50% del totale di emissioni di CO<sub>2</sub> dell'Unione Europea.

L'EU-ETS è un sistema di “Cap and Trade” delle emissioni dirette. Viene fissato un tetto (cap) alle emissioni totali di tutti i partecipanti attraverso l'allocazione delle quote di emissione per un determinato ammontare in uno specifico periodo di tempo. Ogni anno i partecipanti devono restituire un numero di quote pari alle loro emissioni annuali verificate. Il deficit di quote sarà sanzionato, mentre il surplus di quote potrà essere venduto o accantonato per gli anni successivi.

Point Carbon, il maggior centro studi sul mercato dell'anidride carbonica, stima che il mercato dei diritti di emissione scambierà 34 miliardi di euro nel 2010, pari a 4,5 miliardi di tonnellate di anidride carbonica.

La metà circa di questi scambi dovrebbe avvenire nel mercato europeo delle emissioni (EU-ETS), con scambi pari a 1,7 miliardi di tonnellate di anidride carbonica.

## **2.4 I SETTORI COPERTI NELL'ALLEGATO I DELL'EU-ETS**

- Attività nel Settore Energetico
  - Installazioni di combustione con capacità termica superiore a 20 MW, sono esclusi impianti di incenerimento - Rifiuti (pericolosi e non)
  - Raffinerie di olio minerale
  - Forni a carbone
- Metalli Ferrosi: produzione e processo
  - Minerali metalliferi
  - Produzione di ferro and acciaio
- Industria dei minerali
  - Cemento
  - Calce
  - Vetro
  - Ceramica
- Altri
  - Pasta-carta
  - Carta e cartone con capacità di produzione superiore a 20 t/g

Il campo di attuazione della Direttiva sarà gradualmente esteso in modo da includere altre attività e settori, quali il chimico, l'alluminio ed i trasporti; è anche prevista l'estensione della Direttiva a tutti i sei gas effetto serra, oltre alla CO<sub>2</sub>.

## **2.5 GESTIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI**

Con l'entrata in vigore della Direttiva EU-ETS, il 1° gennaio 2005, l'Europa richiede alle imprese la gestione delle proprie emissioni di GHG. Dal 1° gennaio 2005 la performance finanziaria ed il bilancio patrimoniale delle imprese operanti nei settori coperti dalla direttiva sono direttamente influenzati dal modo di capire e rispondere al mercato delle emissioni.

## **2.6 OBBLIGHI IMPOSTI DALLA DIRETTIVA**

Di seguito sono elencati i principali adempimenti richiesti dalla Direttiva alle installazioni che rientrano nel campo di applicazione della Direttiva stessa.

- Ogni installazione interessata dalla Direttiva dovrà ottenere un'autorizzazione per le proprie emissioni, questa descriverà l'installazione in sé, la tecnologia in uso, le fonti di emissioni; e le misure di monitoraggio e reporting secondo quanto indicato nelle linee guida della Direttiva.
- Ogni installazione riceverà quote per le emissioni di CO<sub>2</sub> valide per il periodo di tempo 2005-2007 e 2008-2012.
- Ogni installazione dovrà avere il totale annuale delle proprie emissioni verificate entro il 31 Marzo dell'anno successivo.
- Ogni installazione avrà bisogno di cedere le quote annuali coperte con le proprie emissioni. Il surplus potrà essere negoziato e/o accumulato, ed un eventuale deficit dovrà essere coperto con l'acquisto di quote di emissioni dal mercato.

## **2.7 VERIFICA ANNUALE DELLE EMISSIONI**

La verifica annuale delle emissioni di CO<sub>2</sub> di un'installazione, prevista dall'EU-ETS, ha lo scopo di determinare se un'installazione è in regola con le quote ad essa assegnate.

## **2.8 IL REGISTRO NAZIONALE EMISSIONS TRADING**

Al fine di gestire e registrare le operazioni riguardanti la gestione dei permessi di emissione, la direttiva richiede la realizzazione di un Registro Nazionale per lo svolgimento delle seguenti funzioni:

1. documentare le operazioni effettuate (rilascio delle quote, trasferimenti, acquisizioni, cancellazioni);
2. dimostrare il rispetto degli impegni di riduzione previsti per ogni operatore (riconciliare quote possedute ed emissioni reali dei singoli operatori).

Il Registro Nazionale si inserisce in un sistema europeo dei registri formato dai registri nazionali gestiti dagli Stati Membri e dal registro CITL (Community Independent Transaction Log) gestito dalla Commissione.

Il Registro Nazionale previsto dalla direttiva per il triennio 2005-2007, dovrà essere incorporato nel sistema di registri previsto dal Protocollo di Kyoto a partire dal 2008.

Il Registro Italiano è basato sul software GRETA sviluppato dal DEFRA (UK Dept. for Environment Food and Rural Affairs).

GRETA (Greenhouse-gases Registry for Emissions Trading Arrangements) è un sistema informatico per la gestione del registro delle emissioni previsto dalla Direttiva CE 87/2003 e dal Protocollo di Kyoto. E' stato adottato dall'Italia sulla base degli accordi intercorsi tra DEFRA e MATT (e da altri Paesi tra i quali Danimarca, Paesi Bassi, Svezia, Finlandia, Norvegia, Irlanda, Slovenia, Estonia, Lettonia, Lituania e Ungheria).

Il Registro Nazionale è gestito da APAT e ospitato in SINAnet che ne garantisce l'operatività per conto del MATT (sulla base di una convenzione con APAT e del recepimento in corso della direttiva 2003/87/CE).

## **2.9 PIANO DELLE EMISSIONI IN ITALIA**

Il Governo Italiano ha varato il Piano sui limiti di anidride carbonica che ogni anno da qui al 2007. Potranno emettere le ciminiere dei 1.100 stabilimenti a maggiore consumo di energia. Lo “Schema di decisione di assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2005-2007, preparato ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 1 della direttiva 2003/87/CE”, è diffuso per la consultazione pubblica sul sito web del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio.

Le aziende coinvolte sono 1.100 fra centrali elettriche, acciaierie, cementifici, industria della carta, delle ceramiche, raffinerie, laterizi, vetriere, ecc.

Le quote assegnate complessivamente sono pari a 222,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica l'anno (221,79 nel 2005, 224,87 nel 2006 e 219,81 nel 2007). Al settore termoelettrico vanno 131,1 milioni di tonnellate l'anno: agli altri settori “energivori” 91,1 milioni. Le quote di CO<sub>2</sub> assegnate a ciascuna attività comprendono anche la riserva da destinare agli impianti che entreranno in esercizio nel periodo 2005-2007.

Lo schema di decisione sarà inviato alla Conferenza unificata Stato – Regioni, alle commissioni parlamentari competenti e, probabilmente, in contemporanea, all’esame parlamentare, alla Commissione europea per il via libera che il Governo conta di avere entro la fine dell’anno.

Secondo quanto dichiarato dal Ministro dell’ambiente, per favorire il rispetto della direttiva verrà promossa l’innovazione tecnologica e di processo, saranno inoltre messi a disposizione crediti di emissione acquisiti attraverso l’attivazione dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto.

Il “Piano italiano” era già pronto ai primi del 2005, ma prevedendo tetti più alti, con limature alle emissioni, fu respinto da Bruxelles, indicando un taglio aggiuntivo di circa 22 milioni di tonnellate di anidride carbonica di cui circa 16 milioni attribuiti alle centrali elettriche. Si tratta di un -9% rispetto alla proposta italiana, ma comunque un + 10% rispetto al taglio del 6,5% negoziato dall’Italia a Kyoto.

## **2.10 EMISSION TRADING E RISPARMIO ENERGETICO**

Gli obblighi previsti dalla direttiva, che ricadono anche sulle industrie cartarie, impongono alle aziende una serie di riflessioni in merito alle possibilità di risparmio energetico.

E’ vero che ormai quasi tutte le aziende cartarie hanno adottato la cogenerazione come metodo di produzione di energia elettrica e calore, in parte per soddisfare le proprie esigenze interne di produzione ed in parte per realizzare utili dalla vendita di energia elettrica al gestore nazionale. E’ un atteggiamento virtuoso, ma l’emission trading impone qualcosa in più.

Nel primo anno in cui è entrata in vigore la direttiva, lo Stato Italiano ha assegnato, gratuitamente, ad ogni azienda, una quota di emissioni all’incirca pari a quelle che emergevano dalla denuncia delle emissioni dell’anno precedente. Da quel momento in poi qualsiasi aumento di produzione, con conseguente aumento di emissioni, ha imposto all’azienda l’acquisto di quote di emissione. Da quel momento l’azienda dovrà gestire l’esigenza di eventuali aumenti di produzione, con quella imposta dall’acquisto di nuove quote di emissioni.

Il mercato delle emissioni impone alcune valutazioni, anche solo economiche. Ogni azienda dovrà valutare eventualmente la possibilità di rendere più efficiente il proprio impianto di produzione di energia, adottando metodologie di risparmio energetico o la possibilità di produrre energia sulla base di metodologie svincolate dai combustibili fossili. Sebbene queste ultime siano ancora poco diffuse, molto si può fare, da subito, con modifiche dell'impianto di produzione dell'energia, al fine di ottenere risparmio energetico; modifiche che nella maggior parte dei casi si finanziano da sole con la riduzione dei consumi in pochi anni; senza contare la possibilità di risparmiare sulle emissioni e quindi beneficiando della possibilità di vendere quote di CO<sub>2</sub> sul mercato delle emissioni.

In questo senso nel capitolo III sono riportati alcuni dei criteri studiati per l'ottimizzazione di un ciclo di cogenerazione combinato.

#### **DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 13 ottobre 2003**

che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio

##### **Articolo 1 - Oggetto**

La presente direttiva istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità (in prosieguo denominato «il sistema comunitario»), al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica.

##### **Articolo 2 - Campo di applicazione**

1. La presente direttiva si applica alle emissioni provenienti dalle attività indicate nell'allegato I e ai gas a effetto serra elencati nell'allegato II.

2. La presente direttiva si applica salvo il disposto della direttiva 96/61/CE.

##### **Articolo 3 - Definizioni**

Ai fini della presente direttiva valgono le seguenti definizioni:

- a) «quota di emissioni», il diritto di emettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente per un periodo determinato, valido unicamente per rispettare le disposizioni della presente direttiva e cedibile conformemente alla medesima;
- b) «emissioni», il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto;
- c) «gas a effetto serra», i gas di cui all'allegato II;
- d) «autorizzazione ad emettere gas a effetto serra», l'autorizzazione rilasciata a norma degli articoli 5 e 6;
- e) «impianto», un'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I e altre attività direttamente associate che hanno un collegamento tecnico con le attività svolte in tale sito e che potrebbero incidere sulle emissioni e sull'inquinamento;
- f) «gestore», la persona che gestisce o controlla un impianto o, se previsto dalla normativa nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico del medesimo;
- g) «persona», qualsiasi persona fisica o giuridica;
- h) «nuovo entrante», l'impianto che esercita una o più attività indicate nell'allegato I, che ha ottenuto un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra o un aggiornamento della sua autorizzazione ad emettere gas a effetto serra a motivo di modifiche alla natura o al funzionamento dell'impianto, o suoi ampliamenti, a seguito della notifica alla Commissione del piano nazionale di assegnazione;
- i) «pubblico», una o più persone nonché, secondo la normativa o la prassi nazionale, le associazioni, le organizzazioni o gruppi di persone;

j) «tonnellata di biossido di carbonio equivalente», una tonnellata metrica di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>) o una quantità di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato II che abbia un equivalente potenziale di riscaldamento planetario.

#### **Articolo 4 - Autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**

Gli Stati membri provvedono affinché, a decorrere dal 1 gennaio 2005, nessun impianto possa esercitare le attività elencate all'allegato I che comportano emissioni specificate in relazione a tale attività, a meno che il relativo gestore non sia munito di un'autorizzazione rilasciata da un'autorità competente conformemente agli articoli 5 e 6, o che l'impianto non sia temporaneamente escluso dal sistema comunitario, ai sensi dell'articolo 27.

#### **Articolo 5 - Domanda di autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**

La domanda rivolta all'autorità competente, diretta ad ottenere l'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra, contiene la descrizione di quanto segue:

- a) l'impianto e le sue attività compresa la tecnologia utilizzata;
- b) le materie prime e secondarie il cui impiego è suscettibile di produrre emissioni elencate nell'allegato I;
- c) le fonti di emissioni di gas dell'impianto elencate nell'allegato I, e
- d) le misure previste per controllare e comunicare le emissioni secondo le linee guida adottate a norma dell'articolo 14.

La domanda di autorizzazione contiene anche una sintesi non tecnica dei dati di cui al primo comma.

#### **Articolo 6 - Condizioni e contenuto dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**

1. L'autorità competente rilascia un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra da un impianto o da parte di esso, ove abbia accertato che il gestore è in grado di controllare e comunicare le emissioni.

Un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra può valere per uno o più impianti localizzati sullo stesso sito gestiti dallo stesso gestore.

2. L'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra contiene i seguenti elementi:

- a) nome e indirizzo del gestore;
- b) descrizione delle attività e delle emissioni dell'impianto;
- c) disposizioni in tema di monitoraggio, con specificazione della metodologia e della frequenza dello stesso;
- d) disposizioni in tema di comunicazioni, e
- e) obbligo di restituire quote di emissioni pari alle emissioni complessivamente rilasciate dall'impianto durante ciascun anno civile, come verificate a norma dell'articolo 15, entro quattro mesi dalla fine di tale anno.

#### **Articolo 7 - Modifica degli impianti**

Il gestore informa l'autorità competente in merito a eventuali modifiche che intenda apportare alla natura o al funzionamento dell'impianto, ovvero a suoi ampliamenti, che possano richiedere l'aggiornamento dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra. L'autorità competente, ove lo ritenga necessario, procede a detto aggiornamento. Qualora muti l'identità del gestore dell'impianto, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione per inserirvi il nome e l'indirizzo del nuovo gestore.

#### **Articolo 8 - Coordinamento con la direttiva 96/61/CE**

Gli Stati membri adottano i provvedimenti necessari affinché, nel caso di impianti che esercitano attività di cui all'allegato I della direttiva 96/61/CE, le condizioni e la procedura per il rilascio di un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra siano coordinate con quelle previste da tale direttiva. Le disposizioni degli articoli 5, 6 e 7 della presente direttiva possono essere integrate nelle procedure previste dalla direttiva 96/61/CE.

#### **Articolo 9 - Piano nazionale di assegnazione**

1. Per ciascun periodo di cui all'articolo 11, paragrafi 1 e 2, ciascuno Stato membro elabora un piano nazionale che determina le quote totali di emissioni che intende assegnare per tale periodo e le modalità di tale assegnazione. Il piano si fonda su criteri obiettivi e trasparenti, compresi i criteri elencati nell'allegato III, e tiene nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico. Fatto salvo il trattato, la Commissione elabora entro il 31 dicembre 2003 gli orientamenti per l'attuazione dei criteri elencati nell'allegato III.

Per il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, il piano è pubblicato e notificato alla Commissione e agli altri Stati membri entro il 31 marzo 2004. Per i periodi successivi, il piano è pubblicato e notificato alla Commissione e agli altri Stati membri almeno diciotto mesi prima dell'inizio del periodo in questione.

2. I piani nazionali di assegnazione sono esaminati in seno al comitato di cui all'articolo 23, paragrafo 1.

3. Nei tre mesi successivi alla notificazione da parte di uno Stato membro di un piano nazionale di cui al paragrafo 1, la Commissione può respingerlo, in tutto o in parte, qualora lo ritenga incompatibile con l'articolo 10 o con i criteri elencati nell'allegato III. Lo Stato membro prende una decisione a norma dell'articolo 11, paragrafo 1 o paragrafo 2, solo previa accettazione da parte della Commissione delle modifiche che esso propone. La Commissione giustifica ogni decisione di rigetto.

#### **Articolo 10 - Metodo di assegnazione**

Per il triennio che ha inizio il 1o gennaio 2005 gli Stati membri assegnano almeno il 95 % delle quote di emissioni a titolo gratuito. Per il quinquennio che inizia il 1o gennaio 2008, gli Stati membri assegnano almeno il 90 % delle quote di emissioni a titolo gratuito.

#### **Articolo 11 - Assegnazione e rilascio delle quote di emissioni**

1. Per il triennio che ha inizio il 1o gennaio 2005 ciascuno Stato membro decide in merito alle quote totali di emissioni che assegnerà in tale periodo nonché in merito all'assegnazione di aliquote al gestore di ciascun impianto. Tale decisione è presa almeno tre mesi prima dell'inizio del suddetto triennio, sulla base del piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9 e nel rispetto dell'articolo 10, tenendo nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico.

2. Per il quinquennio che ha inizio il 1o gennaio 2008 e per ciascun periodo successivo di cinque anni, ciascuno Stato membro decide in merito alle quote totali di emissioni che assegnerà in tale periodo, nonché inizia il processo di assegnazione di tali quote al gestore di ciascun impianto. Tale decisione è presa almeno dodici mesi prima dell'inizio del periodo in oggetto, sulla base del piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9 e nel rispetto dell'articolo 10, tenendo nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico.

3. Le decisioni adottate a norma dei paragrafi 1 e 2 sono conformi alle disposizioni del trattato, in particolare agli articoli 87 e 88. Nel decidere in merito all'assegnazione delle quote di emissioni, gli Stati membri tengono conto della necessità di permettere ai nuovi entranti di accedere a tali quote.

4. Per ogni anno del periodo di cui al paragrafo 1 o al paragrafo 2 l'autorità competente rilascia una parte delle quote totali di emissioni entro il 28 febbraio di tale anno.

#### **Articolo 12 - Trasferimento, restituzione e cancellazione di quote di emissioni**

1. Gli Stati membri provvedono affinché le quote di emissioni possano essere trasferite:

a) tra persone all'interno della Comunità;

b) tra persone all'interno della Comunità e persone nei paesi terzi, quando tali quote di emissioni sono riconosciute conformemente alla procedura dell'articolo 25, nell'osservanza delle sole restrizioni previste dalla presente direttiva o adottate in forza della medesima.

2. Gli Stati membri provvedono affinché le quote di emissioni rilasciate dall'autorità competente di un altro Stato membro vengano riconosciute ai fini dell'adempimento degli obblighi che incombono ad un gestore a norma del paragrafo 3.

3. Gli Stati membri provvedono affinché, entro il 30 aprile di ogni anno, il gestore di ciascun impianto restituisca un numero di quote di emissioni pari alle emissioni totali di tale impianto nel corso dell'anno civile precedente, come verificato a norma dell'articolo 15, e che tali quote vengano successivamente cancellate.

4. Gli Stati membri adottano i provvedimenti necessari per garantire che le quote di emissioni vengano cancellate in qualsiasi momento a richiesta della persona che le detiene.

#### **Articolo 13 - Validità delle quote**

1. Le quote sono valide per le emissioni prodotte durante il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1 o paragrafo 2 per il quale sono rilasciate.

2. Quattro mesi dopo l'inizio del primo quinquennio di cui all'articolo 11, paragrafo 2, l'autorità competente cancella le quote che non sono più valide e che non sono state restituite e cancellate ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3.

Gli Stati membri possono rilasciare quote di emissioni per il periodo in corso a persone le cui quote di emissioni siano state cancellate a norma del primo comma.

3. Quattro mesi dopo l'inizio di ciascun quinquennio successivo di cui all'articolo 11, paragrafo 2, l'autorità competente cancella le quote che non sono più valide e che non sono state restituite e cancellate ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3. Gli Stati membri rilasciano quote di emissioni per il periodo in corso a persone le cui quote di emissioni siano state cancellate a norma del primo comma.

#### **Articolo 14 - Linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni**

1. Entro il 30 settembre 2003, la Commissione adotta, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni provenienti dalle attività elencate all'allegato I di gas ad effetto serra specificati in relazione a tale attività. Le linee guida si basano sui principi di monitoraggio e comunicazione di cui all'allegato IV.

2. Gli Stati membri provvedono affinché le emissioni vengano controllate in conformità delle linee guida.

3. Gli Stati membri provvedono affinché ogni gestore di un impianto comunichi all'autorità competente le emissioni rilasciate da tale impianto in ciascun anno civile dopo la fine di tale anno, in conformità delle linee guida.

#### **Articolo 15 - Verifica**

Gli Stati membri provvedono affinché le comunicazioni effettuate dai gestori degli impianti a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, siano verificate secondo i criteri definiti all'allegato V, e provvedono affinché

l'autorità competente ne sia informata. Gli Stati membri provvedono affinché il gestore dell'impianto la cui comunicazione non sia stata riconosciuta conforme ai criteri di cui all'allegato V entro il 31 marzo di ogni anno per le emissioni rilasciate durante l'anno precedente non possa trasferire ulteriormente altre quote di emissioni fino al momento in cui la sua comunicazione non sia riconosciuta come conforme.

#### **Articolo 16 - Sanzioni**

1. Gli Stati membri determinano le norme relative alle sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate ai sensi della presente direttiva e prendono tutti i provvedimenti necessari per l'applicazione di tali norme. Le sanzioni devono essere efficaci, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano le relative disposizioni alla Commissione entro il 31 dicembre 2003 e provvedono poi a notificare immediatamente le eventuali modificazioni.

2. Gli Stati membri assicurano la pubblicazione dei nomi dei gestori che hanno violato i requisiti per la restituzione di quote di emissioni sufficienti a norma dell'articolo 12, paragrafo 3.

3. Gli Stati membri provvedono affinché il gestore che, entro il 30 aprile di ogni anno, non restituisce un numero di quote di emissioni sufficiente a coprire le emissioni rilasciate durante l'anno precedente sia obbligato a pagare un'ammenda per le emissioni in eccesso. Per ciascuna tonnellata di biossido di carbonio equivalente emessa da un impianto il cui gestore non ha restituito le quote di emissione, l'ammenda per le emissioni in eccesso corrisponde a 100 EUR. Il pagamento dell'ammenda per le emissioni in eccesso non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote di emissioni corrispondente a tali emissioni in eccesso all'atto della restituzione delle quote relative alle emissioni dell'anno civile seguente.

4. Durante il triennio che ha inizio il 1° gennaio 2005, per ogni tonnellata di biossido di carbonio equivalente emessa da un impianto per il quale il gestore non ha restituito le quote di emissione, gli Stati membri applicano un'ammenda di livello inferiore per le emissioni in eccesso, pari a 40 EUR. Il pagamento dell'ammenda per le emissioni in eccesso non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote di emissioni corrispondente a tali emissioni in eccesso all'atto della restituzione delle quote relative alle emissioni dell'anno civile seguente.

#### **Articolo 17 - Accesso all'informazione**

Le decisioni sull'assegnazione di quote e le comunicazioni delle emissioni previste dalle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra e detenute dall'autorità competente sono messe a disposizione del pubblico da tale autorità, entro i limiti di cui all'articolo 3, paragrafo 3, e all'articolo 4 della direttiva 2003/4/CE.

#### **Articolo 18 - Autorità competente**

Gli Stati membri prendono le opportune disposizioni amministrative, compresa la designazione di una o più autorità competenti, ai fini dell'attuazione delle disposizioni della presente direttiva. Qualora sia designata più di un'autorità competente, le attività che tali autorità svolgono ai sensi della presente direttiva devono essere coordinate.

#### **Articolo 19 - Registri**

1. Gli Stati membri provvedono ad istituire e conservare un registro per assicurare l'accurata contabilizzazione precisa delle quote di emissioni rilasciate, possedute, cedute e cancellate. Gli Stati membri possono conservare i loro registri per mezzo di un sistema consolidato, unitamente ad uno o più Stati membri.

2. Qualsiasi persona può possedere quote di emissioni. Il registro è accessibile al pubblico e contiene una contabilità separata per registrare le quote di emissioni possedute da ciascuna persona alla quale siano state rilasciate o dalla quale siano state trasferite quote di emissione.

3. Ai fini dell'attuazione della presente direttiva la Commissione adotta, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, un regolamento relativo ad un sistema standardizzato e sicuro di registri sotto forma di banche di dati elettroniche standardizzate, contenenti elementi di dati comuni che consentano di controllare il rilascio, il possesso, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissioni, nonché di assicurare l'accesso al pubblico e la riservatezza, ove necessario, e di garantire che ogni cessione sia compatibile con gli obblighi risultanti dal protocollo di Kyoto.

#### **Articolo 20 - Amministratore centrale**

1. La Commissione designa un amministratore centrale incaricato di tenere un catalogo indipendente nel quale sono registrati gli atti di rilascio, trasferimento e cancellazione delle quote di emissioni.

2. L'amministratore centrale esegue un controllo automatico sui singoli atti inseriti nei registri mediante il catalogo indipendente degli atti, onde verificare che il rilascio, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissioni non siano viziati da irregolarità.

3. Se il controllo automatico accerta l'esistenza di irregolarità, l'amministratore centrale ne informa lo Stato membro o gli Stati membri interessati, i quali non registrano le transazioni in oggetto né alcuna transazione successiva riguardante le quote di emissioni interessate finché le irregolarità non vengono sanate.

#### **Articolo 21 - Relazioni degli Stati membri**

1. Ogni anno gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'applicazione della presente direttiva. La relazione riserva un'attenzione particolare alle disposizioni prese ai fini dell'assegnazione delle quote di emissioni, della tenuta dei registri, dell'applicazione degli orientamenti in materia di monitoraggio e comunicazioni, delle verifiche e delle questioni riguardanti il rispetto della presente direttiva e il trattamento fiscale delle emissioni rilasciate, se del caso. La prima relazione è trasmessa alla Commissione entro il 30 giugno 2005. La relazione è elaborata sulla scorta di un questionario o di uno schema elaborato dalla Commissione secondo la procedura di cui all'articolo 6 della direttiva 91/692/CEE. Il questionario o lo schema sono trasmessi agli Stati membri almeno sei mesi prima del termine per la presentazione della prima relazione.

2. Sulla base delle relazioni di cui al paragrafo 1, la Commissione pubblica un rapporto sull'applicazione della presente direttiva nei tre mesi successivi al ricevimento delle relazioni degli Stati membri.

3. La Commissione organizza uno scambio di informazioni tra le autorità competenti degli Stati membri sulle questioni relative all'assegnazione delle quote di emissioni, alla tenuta dei registri, al monitoraggio, alle comunicazioni, alle verifiche e al rispetto della presente direttiva.

#### **Articolo 22 - Modifiche dell'allegato III**

La Commissione può modificare l'allegato III, ad eccezione dei criteri 1, 5 e 7, per il periodo 2008-2012, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, alla luce delle relazioni di cui all'articolo 21 e dell'esperienza acquisita nell'applicazione della presente direttiva.

#### **Articolo 23 - Comitato**

1. La Commissione è assistita dal comitato istituito dall'articolo 8 della decisione 93/389/CEE.

2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applicano gli articoli 5 e 7 della decisione 1999/468/CE, tenendo conto delle disposizioni dell'articolo 8 della stessa. Il periodo di cui all'articolo 5, paragrafo 6, della decisione 1999/468/CE è fissato a tre mesi.

3. Il comitato adotta il proprio regolamento interno.

#### **Articolo 24 - Procedure per l'inclusione unilaterale di altre attività e dei gas**

1. A decorrere dal 2008, gli Stati membri possono applicare lo scambio di quote di emissioni conformemente alle disposizioni della presente direttiva ad attività, ad impianti e a gas a effetto serra che non sono elencati nell'allegato I, purché l'inclusione di tali attività, impianti e gas a effetto serra sia approvata dalla Commissione secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, tenuto conto di tutti i criteri pertinenti, in particolare le ripercussioni sul mercato interno, la potenziale distorsione della concorrenza, l'integrità ambientale del sistema e l'affidabilità del sistema di monitoraggio o di comunicazione previsto.

Dal 2005 gli Stati membri possono, alle stesse condizioni, applicare lo scambio delle quote di emissioni ad impianti che svolgono attività elencate nell'allegato I al di sotto dei limiti di capacità di cui a tale allegato.

2. Le assegnazioni fatte ad impianti che svolgono tali attività sono precisate nel piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9.

3. La Commissione può adottare di sua iniziativa o adotta su richiesta di uno Stato membro orientamenti per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni provenienti da attività, impianti e gas a effetto serra che non sono elencati nell'allegato I secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, se il monitoraggio e la comunicazione di tali emissioni possono essere effettuati con sufficiente accuratezza.

Qualora vengano prese siffatte misure, le revisioni effettuate ai sensi dell'articolo 30 prendono in considerazione anche l'opportunità di modificare l'allegato I per includervi emissioni provenienti da tali attività in modo armonizzato in tutta la Comunità.

#### **Articolo 25 - Collegamenti con altri sistemi per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra**

1. Dovrebbero essere conclusi accordi con i paesi terzi di cui all'allegato B del protocollo di Kyoto che hanno ratificato il protocollo, ai fini del riconoscimento reciproco delle quote di emissioni fra il sistema comunitario e altri sistemi per lo scambio di quote di emissioni, secondo le disposizioni dell'articolo 300 del trattato.

2. Quando è stato concluso un accordo di cui al paragrafo 1, la Commissione, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, adotta le disposizioni necessarie in relazione al riconoscimento reciproco delle quote di emissioni contemplate da tale accordo.

#### **Articolo 26 - Modifica della direttiva 96/61/CE - Omissis**

#### **Articolo 27 - Esclusione temporanea di taluni impianti**

1. Gli Stati membri possono richiedere alla Commissione l'esclusione temporanea di impianti, al più tardi fino al 31 dicembre 2007, dal sistema comunitario. La richiesta indica ciascun impianto interessato ed è pubblicata.

2. Qualora, dopo aver preso in considerazione eventuali osservazioni presentate dal pubblico riguardo a tale richiesta, la Commissione decida, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, che gli impianti:

- a) in virtù di politiche nazionali, limiteranno le loro emissioni nella misura prevista nel caso in cui fossero soggetti alle disposizioni della presente direttiva;
- b) saranno soggetti a requisiti di monitoraggio, comunicazione e verifica equivalenti a quelli previsti conformemente agli articoli 14 e 15, e
- c) saranno soggetti a sanzioni almeno equivalenti a quelle di cui all'articolo 16, paragrafi 1 e 4, in caso di inosservanza delle prescrizioni nazionali, essa provvede all'esclusione temporanea di tali impianti dal sistema comunitario. Sono adottate disposizioni per assicurare che non vi siano distorsioni del mercato interno.

#### **Articolo 28 - Raggruppamento**

1. Gli Stati membri possono autorizzare i gestori di impianti che svolgono una delle attività elencate nell'allegato I a costituire un raggruppamento di impianti per la stessa attività per il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, e/o per il periodo quinquennale di cui all'articolo 11, paragrafo 2, conformemente ai paragrafi da 2 a 6 del presente articolo.
2. I gestori che svolgono un'attività elencata nell'allegato I che desiderino costituire un raggruppamento ne fanno richiesta all'autorità competente, precisando gli impianti e il periodo per i quali desiderano costituire un raggruppamento e comprovando che un amministratore fiduciario sarà in grado di soddisfare gli obblighi di cui ai paragrafi 3 e 4.
3. I gestori che desiderino costituire un raggruppamento nominano un amministratore fiduciario:
  - a) al quale sarà concesso un quantitativo totale di quote di emissione calcolato per gli impianti dei gestori, in deroga all'articolo 11;
  - b) che sarà responsabile della restituzione di quote di emissione uguali al totale delle emissioni degli impianti del raggruppamento, in deroga all'articolo 6, paragrafo 2, lettera e), e all'articolo 12, paragrafo 3, e c) al quale non sarà permesso di effettuare ulteriori trasferimenti se la comunicazione di un gestore non sarà stata riconosciuta conforme ai sensi dell'articolo 15, secondo comma.
4. L'amministratore fiduciario è soggetto alle sanzioni previste per la violazione dei requisiti di restituzione di quote di emissioni sufficienti per coprire le emissioni totali degli impianti del raggruppamento, in deroga all'articolo 16, paragrafi 2, 3 e 4.
5. Uno Stato membro che desideri autorizzare la costituzione di uno o più raggruppamenti presenta alla Commissione la richiesta di cui al paragrafo 2. Fatto salvo il trattato, la Commissione può respingere, entro tre mesi dal ricevimento, una richiesta che non soddisfa i requisiti della presente direttiva. Una decisione in tal senso è motivata. In caso di rigetto della richiesta lo Stato membro può autorizzare la costituzione del raggruppamento soltanto se le modifiche proposte sono accettate dalla Commissione.
6. Qualora l'amministratore fiduciario non rispetti le sanzioni di cui al paragrafo 4, ciascun gestore di un impianto del raggruppamento è responsabile ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3, e dell'articolo 16, per le emissioni provenienti dal proprio impianto.

#### **Articolo 29 - Forza maggiore**

1. Nel periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, gli Stati membri possono chiedere alla Commissione che a determinati impianti siano assegnate emissioni aggiuntive per cause di forza maggiore. La Commissione determina la fondatezza della forza maggiore e, se questa viene dimostrata, autorizza lo Stato membro ad assegnare emissioni aggiuntive non trasferibili agli operatori di tali impianti.
2. Entro il 31 dicembre 2003 la Commissione, fatte salve le disposizioni del trattato, definisce gli orientamenti volti a illustrare le circostanze in cui è dimostrata la forza maggiore.

#### **Articolo 30 - Riesame e sviluppi ulteriori**

1. Sulla base dei progressi realizzati nel monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, la Commissione può presentare al Parlamento europeo ed al Consiglio, entro il 31 dicembre 2004, una proposta intesa a modificare l'allegato I per includervi altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra elencati nell'allegato II.
2. Sulla base dell'esperienza acquisita nell'applicazione della presente direttiva e dei progressi realizzati nel monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, e tenuto conto degli sviluppi registrati a livello internazionale, la Commissione redige un rapporto sull'applicazione della presente direttiva riguardante quanto segue:
  - a) il modo e l'opportunità di modificare l'allegato I allo scopo di includervi altri importanti settori, fra cui quello chimico, dell'alluminio e dei trasporti, e altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra elencate nell'allegato II onde migliorare ulteriormente l'efficienza economica del sistema;
  - b) la relazione tra lo scambio di quote di emissioni a livello comunitario e lo scambio di quote di emissioni a livello internazionale che inizierà nel 2008;
  - c) un'ulteriore armonizzazione del metodo di assegnazione delle quote di emissioni (compresa una procedura di asta per il periodo successivo al 2012) e i criteri per i piani nazionali di assegnazione di cui all'allegato III;
  - d) l'impiego dei crediti risultanti dai meccanismi di progetto;

- e) la relazione tra lo scambio delle quote di emissioni ed altre politiche e interventi attuati a livello di Stati membri e a livello comunitario, compresi gli strumenti fiscali che perseguono gli stessi obiettivi;
- f) l'opportunità di istituire un registro comunitario unico;
- g) l'entità delle ammende per le emissioni in eccesso, tenuto conto, tra l'altro, dell'inflazione;
- h) il funzionamento del mercato delle quote di emissioni, ivi comprese, in particolare, eventuali perturbazioni del mercato;
- i) le modalità per adeguare il sistema comunitario ad un'Unione europea allargata;
- j) il raggruppamento;
- k) la possibilità pratica di elaborare parametri diffusi in tutta la Comunità da utilizzare come base per l'assegnazione delle quote, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili e dell'analisi costi/benefici. La Commissione presenta il suddetto rapporto al Parlamento europeo ed al Consiglio entro il 30 giugno 2006, corredandolo, se del caso, di proposte.

3. Il collegamento di meccanismi di progetto, compresi l'attuazione congiunta e il meccanismo di sviluppo pulito, con il sistema comunitario è opportuno ed importante per conseguire sia l'obiettivo della riduzione delle emissioni globali di gas a effetto serra sia l'obiettivo dell'efficienza in termini di costi del sistema comunitario. Pertanto i crediti di emissione risultanti da detti meccanismi saranno riconosciuti ai fini del loro impiego in tale sistema secondo le modalità adottate dal Parlamento europeo e dal Consiglio su proposta della Commissione, le quali dovrebbero applicarsi parallelamente al sistema comunitario nel 2005. L'utilizzo dei meccanismi è complementare all'azione interna, ai sensi delle pertinenti disposizioni del protocollo di Kyoto e degli accordi di Marrakech.

#### **Articolo 31 - Attuazione**

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 31 dicembre 2003. Essi ne informano immediatamente la Commissione. La Commissione notifica queste disposizioni legislative regolamentari e amministrative agli altri Stati membri. Quando gli Stati membri adottano tali disposizioni, queste contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di un siffatto riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Le modalità di tale riferimento sono decise dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni di diritto interno che essi adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva. La Commissione ne informa gli altri Stati membri.

#### **Articolo 32 - Entrata in vigore**

La presente direttiva entra in vigore il giorno della pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

#### **Articolo 33 - Destinatari**

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

## **Capitolo 3**

### **LE POSSIBILITA' DI RISPARMIO ENERGETICO PER L'INDUSTRIA CARTARIA**

### 3.1. LA COGENERAZIONE

La cogenerazione è definita come produzione combinata di elettricità e di calore<sup>1</sup>, entrambi intesi come effetti utili, con un processo in cascata. La precisazione concernente l'utilità del calore è necessaria in quanto qualsiasi motore termodinamico produce calore, come risultato dell'incompleta conversione in potenza meccanica della potenza termica entrante nel ciclo.

Il processo in cascata comprende essenzialmente due casistiche (Figura 3.1):

- quella “topping”, in cui la produzione elettrica è effettuata con un ciclo termodinamico ad alta temperatura che in genere utilizza combustibile come fonte energetica, e la produzione termica è conseguente al rilascio di calore dal ciclo,
- quella “bottoming”, in cui il calore entrante nel ciclo termodinamico di produzione di energia elettrica è il cascame di un utilizzatore di calore ad alta temperatura.

---

<sup>1</sup> Decreto Legislativo n. 79/99 ha indicato la priorità di utilizzazione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante impianti di cogenerazione. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, responsabile insieme al GRTN dell'applicazione di tale indicazione, ha emanato il 19 marzo 2002 una delibera che stabilisce che un impianto può essere chiamato di cogenerazione se il suo indice di risparmio energetico IRE è superiore al 5%. Tale indice esprime il risparmio percentuale di combustibile primario realizzato in un anno solare da un impianto cogenerativo rispetto a due ipotetici impianti, uno dei quali produce esclusivamente energia elettrica e l'altro soltanto energia termica. Il consumo di combustibile di questi due impianti è confrontato, a parità di energia elettrica e energia termica prodotte, con il consumo effettivo dell'impianto di cogenerazione. La delibera stabilisce anche un valore minimo (15%) dell'incidenza percentuale della produzione termica rispetto all'energia totale prodotta dall'impianto, rispetto cioè alla somma dell'energia elettrica e di quella termica.

La legislazione attuale riconosce alla cogenerazione alcuni benefici. I principali sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi relativi alla quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- qualifica Cliente Idoneo per il mercato libero del gas naturale
- possibile ottenimento di titoli di efficienza energetica commerciabili.

Gli impianti di cogenerazione italiani nel 2003 erano 337, con una potenza efficiente lorda di circa 8.889 MW.

Questi impianti hanno prodotto nel corso del 2003 circa 72 TWh elettrici e calore utile per 4,98 milioni di tep, consumando combustibile per complessivi 17,75 milioni di tep.

Pertanto, in tale sistema cogenerativo esistono quattro flussi energetici rilevanti che attraversano la frontiera tra il sistema e l'ambiente:

- la potenza termica  $Q_{in}$  sviluppata dalla combustione completa del combustibile immesso nell'impianto (di norma con riferimento al suo potere calorifico inferiore),
- la potenza elettrica netta  $W$ , primo effetto utile,
- la potenza termica utile netta  $Q_u$ , secondo effetto utile,
- la potenza termica dispersa  $\sum Q_{diss}$ , che chiude il bilancio di primo principio del sistema, somma di varie dispersioni che possono essere allocate in diversi processi presenti nel sistema.

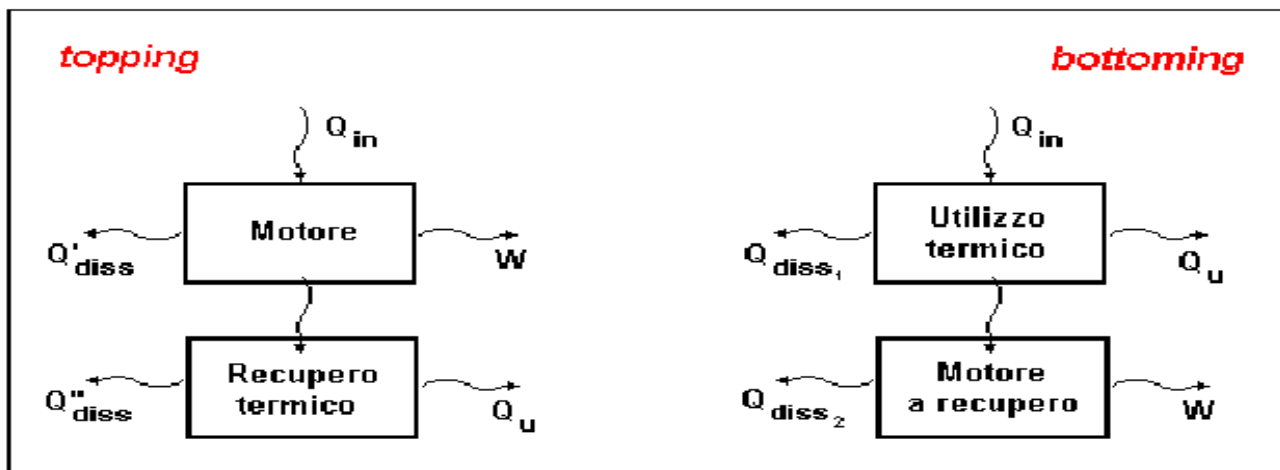


Figura 3.1 – Schematizzazione del topping e del bottoming

Vale la relazione:

$$Q_{in} = W + Q_u + \sum Q_{diss} \quad (1)$$

La definizione di un rendimento di un sistema cogenerativo non è operazione univoca, poiché, a fronte di una spesa energetica rappresentata da  $Q_{in}$ , vi sono due effetti utili  $W$  e  $Q_u$ , che hanno diverso valore termodinamico ed economico e possono essere pesati in

modo diverso (il problema non si pone invece in una centrale elettrica, essendo presente un unico e ben determinato effetto utile, ovvero  $W$ ).

Anzitutto, bisogna dire che indici che tengono conto di solo due dei tre flussi energetici  $W$ ,  $Q_u$  e  $Q_{in}$  non possono essere considerati rendimenti in senso proprio: sono solo indici utili per stabilire certe caratteristiche dell'impianto, ma non sono certo in grado di attribuirgli un merito.

Tali indici sono:

- il *rendimento elettrico*  $\eta_{el} = \frac{W}{Q_{in}}$  (2)

- il *rendimento termico*  $\eta_{th} = \frac{Q_u}{Q_{in}}$  (3)

- l'*indice elettrico*  $I_e = \frac{W}{Q_u}$  (4)

Per tener conto di entrambi gli effetti utili è naturale definire un *rendimento di primo principio*  $\eta_I$ :

$$\eta_I = \frac{W + Q_u}{Q_{in}} \quad (5)$$

Questo rendimento, sicuramente utile in termini quantitativi, ha però il difetto di attribuire lo stesso valore ad elettricità e calore, approccio lacunoso sia dal punto di vista energetico che da quello economico.

E' allora possibile riferirsi ad un *rendimento di secondo principio*  $\eta_{II}$ , definito come:

$$\eta_{II} = \frac{W + Q_u \left( 1 - \frac{T_0}{T_x} \right)}{Q_{in}} \quad (6)$$

in cui il calore è pesato con il suo equivalente meccanico, intendendo come  $T_x$  la temperatura media a cui è reso disponibile il calore e  $T_0$  la temperatura dell'ambiente di riferimento.

Tuttavia anche questo rendimento  $\eta_{II}$ , seppure ineccepibile dal punto di vista termodinamico, ha in genere il difetto opposto a  $\eta_I$ , cioè quello di attribuire un valore troppo basso al calore utile (soprattutto per valori di  $T_x$  medio-bassi) e di dare conseguentemente una valutazione riduttiva all'opportunità di effettuare la cogenerazione.

Conseguentemente, per esprimere con un unico indice la qualità termodinamica di un'operazione di cogenerazione, conviene operare un confronto tra i consumi energetici del nostro impianto e quelli che si avrebbero producendo gli stessi beni in assenza di cogenerazione (Figura 3.2).

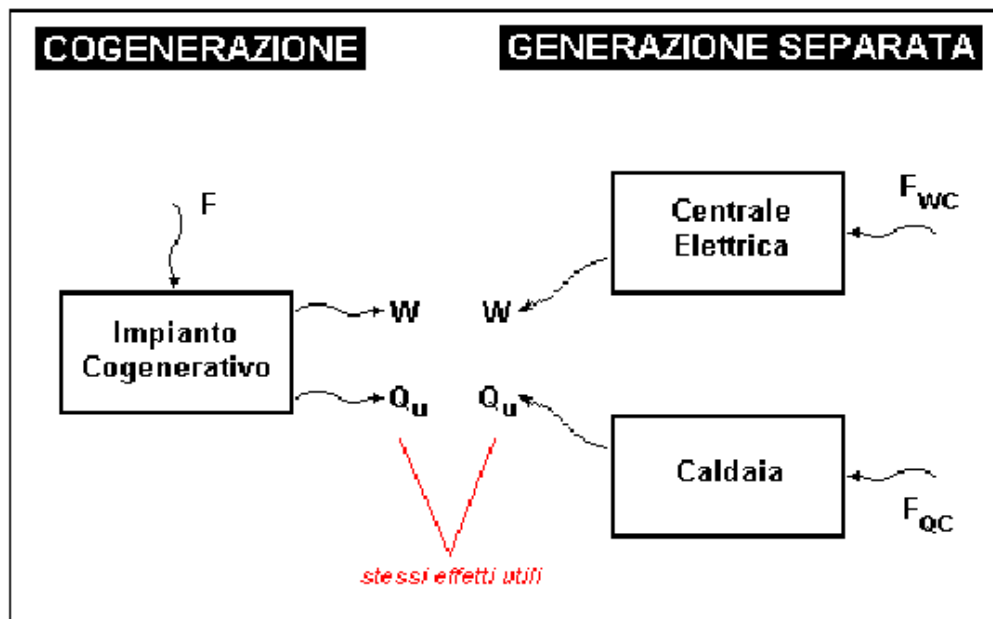


Figura 3.2 – Schema di produzione energetica mediante cogenerazione e produzione separata di energia elettrica e calore

I flussi di combustibile chiamati in causa sono quelli indicati in figura:

- $F$  è il combustibile necessario nell'impianto cogenerativo,

- $F_{WC}$  è il combustibile necessario a produrre  $W$  in una normale centrale elettrica con rendimento  $\eta_{elC}$ ,
- $F_{QC}$  è il combustibile necessario a produrre  $Q_u$  in una caldaia convenzionale con rendimento  $\eta_{thC}$ .

Chiamando  $F_C$  la somma  $F_{WC}+F_{QC}$ , è allora possibile definire un *indice di risparmio energetico, IRE*:

$$IRE = \frac{F_C - F}{F_C} = 1 - \frac{F}{F_{WC} + F_{QC}} = 1 - \frac{F}{\frac{W}{\eta_{elC}} + \frac{Q_u}{\eta_{thC}}} \quad (7)$$

Questo indice esprime chiaramente quanto combustibile abbiamo risparmiato utilizzando la cogenerazione rispetto alla produzione separata degli stessi beni.

E' quindi il riferimento più opportuno per valutare la convenienza energetica in termini globali di un processo cogenerativo.

A questo concetto si ispirano altri indici utilizzati nelle applicazioni; tra questi è molto diffuso il *rendimento di produzione elettrica*  $\eta_{pe}$ :

$$\eta_{pe} = \frac{W}{F - F_{QC}} = \frac{W}{F - \frac{Q_u}{\eta_{thC}}} \quad (8)$$

che attribuisce alla produzione elettrica solo la quota di combustibile in più rispetto alla produzione termica con una caldaia.

Tale rendimento  $\eta_{pe}$  è facilmente confrontabile con  $\eta_{elC}$ , stabilendo come la cogenerazione consenta di produrre elettricità con un rendimento superiore alle centrali puramente elettriche.

### 3.2 CENTRALI A CICLO COMBINATO

In un impianto a ciclo combinato l'energia elettrica viene prodotta da alternatori mossi da turbine a gas e da turbine a vapore, tra loro "combinata" per il fatto che i gas di scarico della turbina a gas, per mezzo di un generatore di vapore a recupero (GVR), generano il vapore necessario per alimentare la turbina a vapore.

Questo tipo di impianto ha trovato recentemente un grande sviluppo per i suoi alti rendimenti. In effetti l'efficienza di un qualsiasi processo di trasformazione di energia termica in energia meccanica è tanto migliore quanto maggiore è la differenza delle temperature estreme fra cui opera il processo stesso, cioè quanto più è alta la temperatura della fase in cui il calore è fornito al sistema e quanto più è bassa la temperatura della fase in cui il calore è ceduto dal sistema all'esterno.

I cicli sfruttati industrialmente, quello a vapore (di Rankine) e quello a gas (di Brayton), possiedono in realtà solo una delle proprietà richiamate e non riescono perciò a raggiungere, se presi singolarmente, dei rendimenti molto elevati. Infatti il ciclo a vapore opera con una temperatura media relativamente bassa durante la fase di apporto di calore (circa 420°C, per temperature massime di circa 550°C) e per converso presenta una temperatura bassa, assai vicina a quella ambientale, nella fase di cessione all'esterno del calore residuo. Ciò comporta da un lato rendimenti massimi che non superano normalmente il 40% (un po' di più nei cicli ultrasupercritici con doppio surriscaldamento e un numero maggiore di spillamenti) e dall'altro il trasferimento all'ambiente esterno di una notevolissima quota di energia ad una temperatura così bassa da non consentirne praticamente il recupero.

Il ciclo della turbina a gas presenta invece una situazione inversa e complementare: la temperatura media durante la fase di apporto del calore è ben più alta che nel caso precedente, ma anche quella di cessione del calore residuo è molto elevata. Nello stesso tempo, però, l'energia che viene ceduta all'esterno con i gas di scarico, pari a circa i due terzi di quella fornita con il combustibile, proprio per la sua elevata temperatura può essere riutilizzata per produrre vapore da far operare in un ciclo Rankine, realizzando così la "combinazione" fra i due cicli (Figura 3.3).

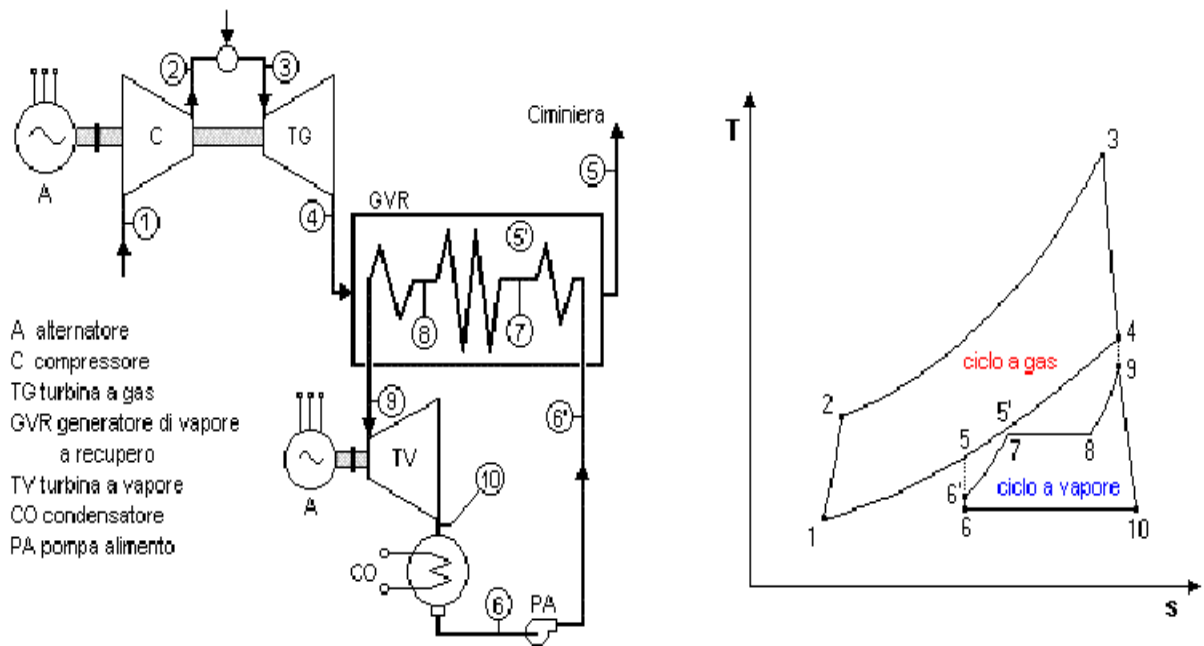


Figura 3.3 – Schema di centrale termoelettrica e cicli termodinamici combinati di Brayton e Rankine

Il processo complessivo impiega dunque il calore alla temperatura elevata del turbogas e cede il calore alla temperatura bassa del condensatore della turbina a vapore, realizzando in definitiva le condizioni ottimali per rendimenti eccellenti, nettamente superiori al 50%.

Il processo di produzione dell'impianto a ciclo combinato si basa perciò sull'accoppiamento in cascata di due cicli termodinamici, per cui il calore scaricato dal primo ciclo costituisce il calore d'ingresso del secondo ciclo.

Nel primo ciclo termodinamico a gas (di Brayton), il calore viene fornito in camera di combustione (trasformazione 2-3) e i gas prodotti si espandono nella turbina (trasformazione 3-4) permettendo la conversione parziale del calore in energia meccanica.

Nel secondo ciclo termodinamico a vapore (di Rankine), l'acqua subisce cambiamenti di stato da liquido (punto 6) a vapore surriscaldato (punto 9), a spese del calore posseduto dai gas di scarico del turbogas; il vapore si espande in turbina da 9 a 10, fornendo energia meccanica, e viene successivamente condensato (da 10 a 6) cedendo calore nel condensatore.

Il primo ciclo è costituito da quello classico delle centrali turbogas, con i fumi che, prima di essere inviati al camino, vengono convogliati in un generatore di vapore a recupero (GVR).

La turbina a gas converte in energia elettrica più di un terzo dell'energia termica prodotta nella combustione; la restante energia termica è rilasciata come calore residuo nei gas di scarico.

Nel GVR tale calore produce vapore che, operando in una turbina a condensazione, genera una ulteriore quantità di energia elettrica, pari a circa la metà di quella prodotta dal turbogas.

Il rendimento del ciclo combinato è dato da

$$\eta_{CC} = \frac{P_{TG} + P_{CV}}{Q_{1,TG}} = \eta_{TG} + \frac{P_{CV}}{Q_{1,TG}} \quad (9)$$

essendo:

$P_{TG}$ : potenza generata dal turbogas,

$P_{CV}$ : potenza generata dal ciclo a vapore,

$Q_{1,TG}$ : potenza termica assorbita dal turbogas nella camera di combustione,

$\eta_{TG}$ : rendimento del turbogas.

D'altra parte si osserva che  $P_{CV} = Q_{1,CV} \cdot \eta_{CV}$  essendo  $Q_{1,CV}$  la potenza termica assorbita dal ciclo a vapore e  $\eta_{CV}$  il suo rendimento.

Consideriamo i gas come perfetti, caratterizzati da un calore specifico costante.

Chiamiamo:

$T_{OT}$ : temperatura allo scarico del turbogas,

$T_{CAM}$ : temperatura di uscita GVR e ingresso camino,

$T_0$ : temperatura ambiente,

$m_{gas}$ : portata dei gas.

La potenza termica  $Q_{1,CV}$  assorbita dal ciclo a vapore sarà pari a quella scambiata con i gas nel GVR, mentre la potenza termica  $Q_{2,TG}$  ceduta dal turbogas sarà quella che ancora possedevano i gas all'ingresso nel GVR:

$$Q_{1,CV} = m_{gas} \cdot c_p \cdot (T_{OT} - T_{CAM}); \quad (10)$$

$$Q_{2,TG} = m_{gas} \cdot c_p \cdot (T_{OT} - T_0) = Q_{1,TG} - P_{TG} \quad (11)$$

Il rapporto

$$r = \frac{Q_{1,CV}}{Q_{2,TG}} \quad (12)$$

indica la frazione di calore ceduto dal TG che alimenta il ciclo a vapore.

Dunque

$$P_{CV} = Q_{1,CV} \cdot \eta_{CV} = Q_{2,TG} \cdot r \cdot \eta_{CV}; \quad (13)$$

da cui

$$\eta_{CC} = \eta_{TG} + \frac{Q_{2,TG}}{Q_{1,TG}} \cdot r \cdot \eta_{CV} \quad (14)$$

Riprendendo l'espressione di  $Q_{2,TG}$  e la definizione del rendimento del turbogas, otteniamo l'espressione del rendimento del ciclo combinato.

$$\eta_{CC} = \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG}) \cdot r \cdot \eta_{CV} \quad (15)$$

Se supponiamo fissato e ottimale il rendimento del turbogas, è evidente che per migliorare il rendimento del ciclo combinato occorre agire sul prodotto  $r \cdot \eta_{CV}$ , rendendolo il più grande possibile.

L'obiettivo è quello di massimizzare il lavoro del ciclo a vapore alimentato dal ciclo a gas. Per fare ciò occorre agire sul valore della pressione di evaporazione del ciclo a vapore.

Nei semplici cicli a vapore, più si aumenta la pressione di evaporazione e più aumenta il rendimento del ciclo in quanto aumenta la temperatura media equivalente a cui viene introdotto il calore.

Nel ciclo combinato questo non è più vero ed occorre cercare il valore ottimo di temperatura media equivalente a cui introdurre il calore per avere il massimo rendimento complessivo. Noto tale valore si ricaverà la pressione di evaporazione necessaria per ottenerlo.

Mantenendo fissato il ciclo a gas, schematizziamo il ciclo a vapore con il suo equivalente ciclo di Carnot che ha come estremi di temperatura la temperatura media equivalente di ingresso del calore nel ciclo e la temperatura di condensazione del vapore scaricato dalla turbina (Figura 3.4).

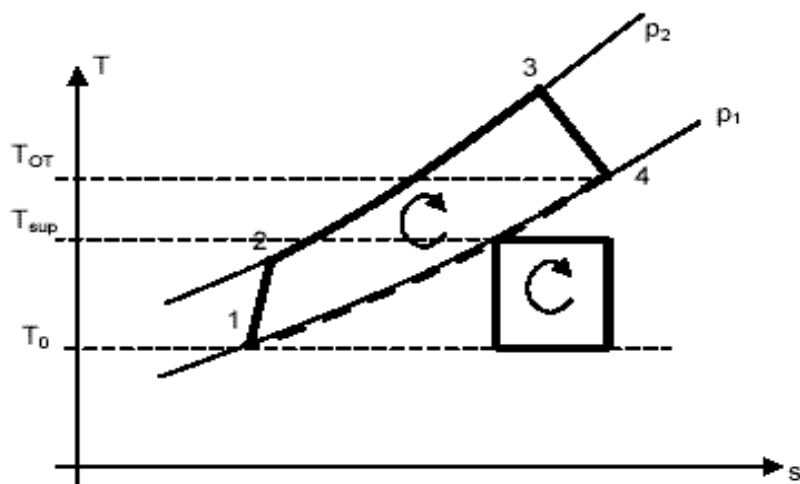


Figura 3.4 Cicli termodinamici combinati di Brayton e Carnot

Per ottimizzare il rendimento del ciclo combinato occorre che il ciclo a vapore fornisca la massima potenza utile possibile, ricavabile recuperando il calore posseduto dai gas all'uscita del TG.

Questo significa rendere massima la potenza del ciclo di Carnot equivalente.

$$P_{Carnot} = Q_{1,Carnot} \cdot \eta_{Carnot} = Q_{1,CV} \cdot \eta_{Carnot} = m_{gas} \cdot c_p \cdot (T_{OT} - T_{sup}) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{sup}}\right) \quad (16)$$

essendo:

$$\eta_{Carnot} = \left( 1 - \frac{T_0}{T_{sup}} \right) \quad (17)$$

$$Q_{1,Carnot} = m_{gas} \cdot c_p \cdot (T_{OT} - T_{sup}) \quad (18)$$

e avendo indicato con  $T_{sup}$  la temperatura superiore del ciclo di Carnot equivalente. Fissati  $T_0$  e  $T_{OT}$  (il turbogas non risente significativamente di ciò che avviene a valle) analizziamo l'andamento di rendimento, potenza e calore introdotto nel ciclo di Carnot al variare della temperatura equivalente di introduzione del calore.

Osserviamo che un aumento di  $T_{sup}$  è ottenuto attraverso un aumento di  $p_{ev}$  del ciclo a vapore. Dunque la variazione di  $\eta_{cv}$  e  $P_{cv}$  con  $p_{ev}$  è simile alla variazione di  $\eta_{Carnot}$  e  $P_{Carnot}$  con  $T_{sup}$ .

Di conseguenza  $r$ , il cui prodotto con  $\eta_{cv}$  è indice del valore di  $P_{cv}$ , diminuisce all'aumentare di  $p_{ev}$  come  $Q_{1,Carnot}$  all'aumentare di  $T_{sup}$ , per la definizione stessa di  $r$ .

Determiniamo dunque la pressione di evaporazione ottima che massimizza il prodotto  $r \cdot \eta_{cv}$  (ossia  $P_{cv}$  e quindi  $\eta_{cc}$ ) (Figura 3.5).

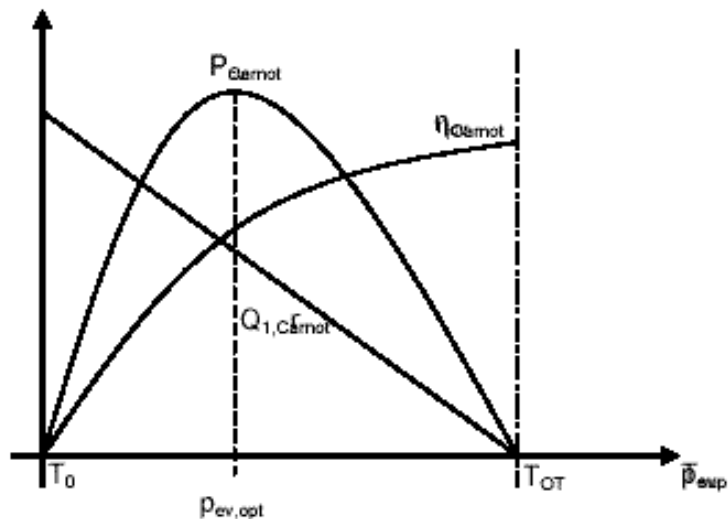


Figura 3.5 – Determinazione della pressione di evaporazione ottima

Siamo dunque in grado così di determinare la pressione ottima di evaporazione che consente di massimizzare la potenza utile del ciclo a vapore e quindi il rendimento complessivo del ciclo combinato.

Osserviamo che all'aumentare della temperatura di ingresso dei fumi nel GVR aumentano la temperatura e la pressione ottime di evaporazione.

Per aumentare ulteriormente il rendimento del ciclo combinato si adottano più cicli a vapore in serie rispetto al flusso gassoso, funzionanti a diversi livelli di pressione, in modo da sfruttare nel modo più efficiente possibile il calore posseduto dai gas caldi scaricati dal turbogas. Si tratta in definitiva di "riempire" il più possibile l'area sottostante il ciclo a gas nel diagramma entropico T-s, ad esempio con due cicli a pressione di evaporazione differente. Il ciclo ad alta pressione e ad alta temperatura assorbirà calore laddove i gas sono più caldi, mentre il ciclo a bassa pressione e a temperatura più contenuta sfrutterà il calore posseduto dai gas ancora ricchi di energia termica (Figura 3.6).

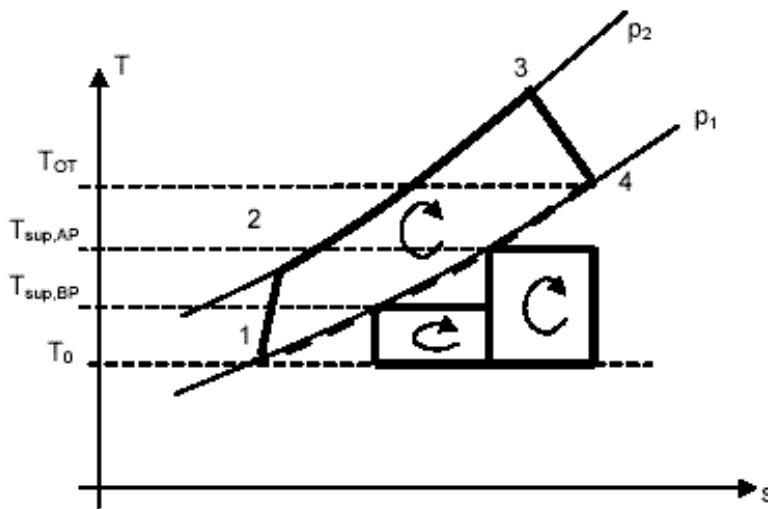


Figura 3.6 – Accoppiamento di un ciclo ad alta pressione e di uno a bassa pressione

Ovviamente la disposizione interna dei vari banchi (economizzatori, evaporatori e surriscaldatori) nel GVR sarà dettata da motivi progettuali e potranno aversi banchi di bassa pressione posti in punti più caldi rispetto ad alcuni banchi di alta pressione, ma

tendenzialmente il ciclo a pressione inferiore assorbe calore dalla parte più fredda dei fumi (avendo temperatura di evaporazione inferiore).

Il processo di miglioramento del rendimento del ciclo combinato prosegue con l'adozione di cicli a vapore a tre livelli di pressione e oltre, tenendo sempre in debito conto la complicazione impiantistica e il costo di realizzazione.

Il miglioramento è evidente se si pensa alla diminuzione delle irreversibilità nello scambio termico e nella dispersione del gas nell'ambiente.

Al tendere a infinito del numero di cicli in serie si tenderà asintoticamente al rendimento del ciclo reversibile (Figura 3.7).

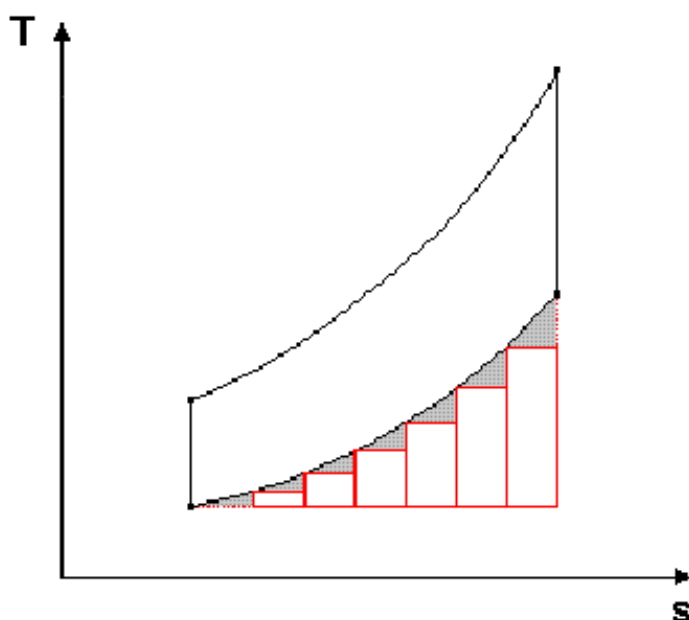


Figura 3.7 – Accoppiamento di cicli a diversi livelli di pressione

### 3.3 LE POSSIBILITA' DI RISPARMIO ENERGETICO PER L'INDUSTRIA CARTARIA: UN CASO DI STUDIO

Le valutazioni analitiche affrontate nella presente tesi hanno indotto gli scriventi a ritenere iniziata, con riferimento ai cicli di cogenerazione presenti nell'industria cartaria, una nuova fase progettuale. Se alcuni anni fa l'installazione di un impianto di cogenerazione poteva essere indicata quale azione per il risparmio energetico ed economico, le più avanzate tecnologie ed i più moderni modelli di calcolo hanno evidenziato come **la presenza in una**

**azienda di un impianto di cogenerazione non equivale più ad una effettiva ottimizzazione energetica**, tenuto conto delle elevate potenzialità offerte dalla tecnica. In altre parole è apparso tecnicamente e scientificamente chiaro come la dotazione di un impianto di cogenerazione presso una attività aziendale, nella stragrande maggioranza dei casi, offre ampi margini di ottimizzazione energetica ed economica. Questo fatto è apparso quanto mai interessante tenuto conto del nuovo mercato delle quote di emissione introdotto dalla Diretta Emission Trading (Capitolo 2) evidenziando, con riferimento ai soli cicli combinati, oggetto della presente trattazione, le ampie possibilità di risparmio conseguibili e correlate con un attento studio energetico della realtà aziendale.

Il contesto relativo alla formazione professionale di tecnici progettisti che sappiano guidare il committente verso scelte di ottimizzazione energetica merita una attenzione particolare. La formazione Universitaria degli ingegneri progettisti di impianti di cogenerazione, solo in alcuni rari casi è apparsa all'altezza delle nuove esigenze di ottimizzazione energetica che il contesto storico richiede. Ed in questi rari casi è apparso evidente come, seppure tale formazione, possa essere idonea alla realizzazione di impianti funzionali, molto ancora risulta da fare per raggiungere l'obiettivo di associare alle capacità professionali dei progettisti che devono comunque garantire la funzionalità dell'impianto, quelle che garantiscano delle scelte progettuali energeticamente valide. Da tutto ciò emerge l'esigenza, da parte dell'industria, di disporre di tecnici che siano progettisti di impianti e del risparmio energetico. Tale figura professionale, che associa alle capacità progettuali quelle di una profonda conoscenza energetica, risulta ad oggi quanto mai rara e ricercata. Il presente studio di tesi vuole essere anche un contributo in tal senso, affinché le istituzioni preposte si adoperino nella formazione di tecnici che sappiano fornire risposte alle nuove necessità dell'industria.

Nel dettaglio ci si è posti il problema di studiare un caso specifico che riguarda molte delle cartiere che nel tempo hanno trasformato il loro ciclo di cogenerazione in ciclo combinato. Infatti la crescente richiesta di potenza elettrica impone il funzionamento di molti di questi cicli combinati con un **sovrautilizzo della post-combustione**. In tutti i casi analizzati la percentuale del gas utilizzato annualmente per la post-combustione, è pari a circa il 50% del totale dei consumi. La prima parte dello studio (§ 3.2) ha dimostrato e confermato come un ciclo termodinamico "combinato" fornisce un rendimento superiore a quello di un ciclo semplice e che quindi **ogni qual volta in un ciclo combinato viene attivata la post-**

**combustione si ha un sensibile peggioramento del ciclo**, con spese di gestione dell'impianto notevolmente superiori a quelle che si sarebbero ottenute con il funzionamento del ciclo combinato puro. Di fatto con il funzionamento in post-combustione l'energia primaria combusta dal post-combustore, viene assoggettata ad un rendimento di ciclo semplice (Rankine), anziché ad un ciclo combinato (Brayton-Rankine). **Ci si è posti quindi il problema di valutare, in questa tipologia di impianto, il tempo di ritorno di un investimento che vede l'installazione di una nuova turbogas di potenza maggiore** in grado di:

- garantire le nuove esigenze di potenza elettrica richiesta dall'attività;
- permettere il funzionamento della turbina a vapore senza l'utilizzo della post-combustione.

In sostanza, tenuto conto delle nuove esigenze di potenza elettrica di molte di queste realtà, si è trattato di calcolare in quanto tempo, il risparmio conseguibile:

- dal miglioramento del ciclo combinato conseguente all'eliminazione della post-combustione,
- dal pressoché annullamento dei consumi di gas metano per la post-combustione,

riesca a ripagare l'investimento della turbogas.

L'analisi dettagliata eseguita dagli scriventi su una serie di impianti a ciclo combinato esistenti ha evidenziato alcune tipologie di funzionamento anomalo, connesse con un sovrautilizzo della potenza di post-combustione. La post-combustione è una tecnica che prevede di miscelare nuovamente i fumi provenienti dallo scarico della turbina a gas, con altro gas naturale in modo da dar luogo ad una successiva combustione nel generatore a recupero GVR. In tal modo, come si evince dalla Figura 3.3, è possibile ottenere una produzione di vapore, e conseguentemente di energia elettrica dalla turbina a vapore, svincolata dal regime di funzionamento della turbina a gas. Di fatto l'esistenza di questa tecnica è fortemente addebitabile ad un sottodimensionamento complessivo dell'impianto di cogenerazione; infatti l'esigenza della post-combustione è legata alla necessità di avere una potenza di vapore, per esigenze termiche ed elettriche, che il generatore a recupero e la relativa portata dei fumi non sono in grado di assicurare in termini di produzione di vapore e, conseguentemente, di energia elettrica. Qualora invece, la potenza dei fumi della turbina a gas, e del relativo generatore a recupero, fossero opportunamente dimensionati, il sistema

risulterebbe in grado, da solo, di produrre la quantità di vapore ed energia elettrica necessari, pur riservando una quota marginale alla post-combustione, dettata da esigenze di regolazione limitate nel tempo.

L'analisi dei suddetti impianti **sottolinea invece come la quota di consumo di gas naturale per l'alimentazione dei bruciatori di post-combustione supera in molti casi la quota di consumo a carico della turbina a gas**. Questo fatto evidenzia, così come dettagliatamente riportato nel presente capitolo, alcune problematiche legate all'ottimizzazione del ciclo.

Come bene evidenziato nei paragrafi precedenti risulta chiaro che il rendimento di secondo principio è particolarmente elevato per il fatto che, come si evince dalla formula (6), in un ciclo combinato, rispetto ad un ciclo semplice,  $T_x$  risulta molto maggiore di  $T_0$ ; il rendimento è tanto migliore quanto maggiore è la differenza delle temperature estreme,  $T_x$  e  $T_0$ , fra cui opera il processo stesso, cioè quanto più è alta la temperatura della fase in cui il calore è fornito al sistema  $T_x$  e quanto più è bassa la temperatura della fase in cui il calore è ceduto dal sistema all'esterno  $T_0$ .

In ciò sta di fatto il pregio energetico del ciclo combinato in quanto il ciclo semplice Brayton della turbina riesce a fornire temperature  $T_x$  elevate e per contro l'abbinamento con il ciclo semplice Rankine del generatore di vapore a recupero, permette di ottenere temperature  $T_0$  all'uscita del processo molto basse.

Ogni qualvolta un impianto di cogenerazione a ciclo combinato viene fatto funzionare in post-combustione di fatto vengono annullati i benefici energetici di cui al secondo principio in quanto una importante quota di energia primaria, in molti casi più del 50% del consumo complessivo di gas, viene utilizzata in post-combustione, e quindi con un rendimento di secondo principio non ottimale, in quanto si passa da un rendimento di ciclo combinato, (Brayton – Rankine) ad un rendimento di ciclo semplice Rankine.

Ciò che dallo studio è apparso particolarmente evidente, tenuto conto della elevata percentuale di energia primaria “affidata” alla post-combustione è che di fatto, **molteplici cicli combinati, di per sé ritenuti energeticamente superiori ai cicli semplici (caldaia a vapore e turbina), utilizzano più del 50% di energia primaria per il funzionamento in ciclo semplice**. Questa opzione risulta particolarmente contraddittoria se si pensa che

**quasi la totalità degli impianti analizzati è passata da un ciclo semplice (caldaia a vapore e turbina) ad un ciclo combinato, per ottenere una ottimizzazione energetica dell'impianto di cogenerazione che nel tempo, a causa delle nuove richieste di potenza, è stata, in buona percentuale, disattesa.** Fra le motivazioni tecniche che sono state rilevate nel giustificare una tale tipologia di funzionamento risultano particolarmente rilevanti le seguenti:

- una conoscenza teorica non sufficientemente approfondita, in fase di progettazione, dei benefici ottenibili dal passaggio dal ciclo combinato a quello semplice;
- scelte progettuali prudenziali che nella fase di dimensionamento dell'impianto, tenuto conto dell'incertezza relativa alla convenienza di vendere l'energia elettrica prodotta in surplus, hanno fatto propendere per un sottodimensionamento rispetto alle future necessità aziendali; di fatto, in molti dei casi, i progettisti degli impianti a ciclo combinato, il cui dimensionamento risale ad un intervallo temporale che va dai cinque ai dieci anni fa, pur sapendo che una ulteriore richiesta energetica da parte dell'azienda, per altro prevedibile, avrebbe consigliato la scelta di macchinari di potenza superiore, hanno guidato la scelta aziendale verso ordini di grandezze più contenuti. L'opzione del post-riscaldamento, quale criterio per coprire eventuali picchi di potenza superiori a quelli di progetto, è stata posta quale soluzione per adeguarsi a nuove richieste del ciclo aziendale. Ciò, tenuto conto della ulteriore richiesta di potenza che nel tempo si è verificata, ha prodotto come risultato che, impianti a ciclo combinato, in breve tempo, si sono trasformati, per una rilevante quota di energia primaria combusta, in impianti a ciclo semplice con un grave peggioramento del rendimento complessivo dell'impianto.

Il presente studio si è quindi proposto, oltre che nell'evidenziare i vizi energetici di una tale tipologia di funzionamento, di calcolare la convenienza energetica derivante da un'ottimizzazione del ciclo combinato.

La verifica è stata effettuata attraverso una apposita metodologia predisposta dal Centro Studi C.R.E.A., per altro già sperimentata presso altri impianti di cogenerazione, fra cui quello funzionante presso l'Ospedale Unico della Versilia e presso l'Ospedale di Grosseto. E' stato a tal fine ritenuto significativo un impianto caratterizzato dalle seguenti potenze e dati tecnici (Tabelle 3.1 e 3.2).

Tabella 3.1 - Dati generali impianto di cogenerazione a ciclo combinato analizzato

<b>Potenza turbogas kWe</b>	<b>Potenza GRV kWt</b>	<b>Potenza turbina a vapore kWe</b>	<b>Portata vapore GRV con post comb. T/h</b>
7	13000	3,5	37

Il caso analizzato si riferisce ad una cartiera a cui corrispondono i dati di potenza installata di cui alla Tabella 3.1; dagli stessi si evince come l'energia fornita al ciclo di post-combustione è circa il 50% di tutta l'energia primaria. Oltre all'anomalia appena evidenziata l'impianto si trova allo stato, per necessità aziendali, nella necessità di disporre di una quota di potenza elettrica maggiore di quella di cui dispone.

Lo studio è stato finalizzato a verificare la fattibilità di installazione di una nuova turbogas di potenza maggiore di quella attualmente disponibile, in grado di evitare il funzionamento il post-combustione.

Allo stato attuale il consumo per la turbogas (ciclo combinato) ammonta a 1600 mc/h ed il consumo per la post-combustione (ciclo semplice Rankine) ammonta a 1400 mc/h. Dalle verifiche effettuate con i dati di funzionamento è emerso che la riduzione del rendimento del ciclo semplice (post-combustione) rispetto al combinato è pari a circa il 50 %; ciò significa, in buona sostanza, che circa la metà del consumo addebitabile al ciclo semplice potrebbe essere risparmiato se si ipotizzasse che questo consumo venisse utilizzato quale alimentazione della turbogas in ciclo combinato. Sono state pertanto effettuate due distinte valutazioni (Tabella 3.2).

1. Nel primo caso si è chiesti a quale potenza di turbogas corrispondesse un consumo pari a  $1600 + 700 = 2300$  mc/h; a tale consumo corrisponde una nuova turbogas di potenza pari a circa 9 MW. L'installazione di una turbogas di tale potenza permetterebbe all'azienda di usufruire di una potenza elettrica maggiore e di beneficiare di un risparmio annuo pari a circa 300.000,00 Euro in grado di ammortizzare il finanziamento.

2. Nel secondo caso, nell'ipotesi di voler mantenere inalterato il consumo, ma con una maggiore efficienza energetica, ci si è invece chiesti a quale potenza di turbogas corrispondesse un consumo pari a  $1600 + 1400 = 3000$  mc/h; a tale consumo corrisponde una nuova turbogas si potenza pari a circa 12 MW.

Tabella 3.2 - Dati sui consumi

<b>Stato attuale turbina a gas da 6 MWe, generatore a recupero con post-combustione che alimenta una turbina a vapore da 3MW</b>					
<b>Consumo complessivo del ciclo mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione turbogas 6 MW mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione post-combustione mc/h</b>	<b>Consumo annuo mc</b>	<b>Costo annuo complessivo per metano Euro</b>	
3.000	1.600	1.400	17.010.000	3.402.000,00	
<b>Stato attuale turbina a gas da 9 MWe, generatore a recupero con post-combustione che alimenta una turbina a vapore da 3MW</b>					
<b>Consumo complessivo del ciclo mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione turbogas 6 MW mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione post-combustione mc/h</b>	<b>Consumo annuo mc</b>	<b>Costo annuo complessivo per metano Euro</b>	<b>Risparmio conseguito Euro anno</b>
2.300	2.300	0	13.041.000	2.608.200,00	793.800,00
<b>Stato attuale turbina a gas da 12 MWe, generatore a recupero con post-combustione che alimenta una turbina a vapore da 3MW</b>					
<b>Consumo complessivo del ciclo mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione turbogas 6 MW mc/h</b>	<b>Consumo complessivo alimentazione post-combustione mc/h</b>	<b>Consumo annuo mc</b>	<b>Costo annuo complessivo per metano Euro</b>	<b>Risparmio conseguito Euro anno</b>
3.000	3.000	0	17.010.000	3.402.000,00	0,00

I risultati dello studio di fattibilità, possono essere riassunti come segue:

- l'anomalia energetica derivata dall'utilizzo della post-combustione determina consumi energetici superiori a quelli ottenibili da un ciclo combinato puro;

- l'investimento per l'ottimizzazione prevede un potenziamento dell'impianto tale da permettere il funzionamento dell'intero ciclo quale ciclo combinato, Brayton – Rankine, senza post-combustione.

Di fatto tale soluzione risulta particolarmente adeguata alle realtà aziendali esaminate, in quanto permette di ottenere un incremento di potenza (esigenza comune a tutti i casi esaminati) e di vedere “finanziata” buona parte dell'intervento, dal ridotto consumo derivante dall'ottimizzazione del ciclo.

### **Una ulteriore possibilità di ottimizzazione mediante calcolo della pressione di evaporazione**

Le valutazioni analitiche di cui al presente Capitolo permettono di determinare la pressione ottima di evaporazione che consente di massimizzare la potenza utile del ciclo a vapore e quindi il rendimento complessivo del ciclo combinato.

Effettuando alcune valutazioni su cicli esistenti presso i quali la pressione di evaporazione era stata valutata approssimativamente, si è visto come invece, una valutazione analitica di tale valore avrebbe prodotto un risparmio energetico di almeno il 30%.

## CONCLUSIONI

Le valutazioni analitiche affrontate nella presente tesi hanno indotto gli scriventi ha ritenere iniziata, con riferimento ai cicli di cogenerazione presenti nell'industria cartaria, una nuova fase progettuale. Se alcuni anni fa l'installazione di un impianto di cogenerazione poteva essere indicata quale azione per il risparmio energetico ed economico, le più avanzate tecnologie ed i più moderni modelli di calcolo hanno evidenziato come **la presenza in una azienda di un impianto di cogenerazione non equivale più ad una effettiva ottimizzazione energetica**, tenuto conto delle elevate potenzialità offerte dalla tecnica. In altre parole è apparso tecnicamente e scientificamente chiaro come la dotazione di un impianto di cogenerazione presso una attività aziendale, nella stragrande maggioranza dei casi, offre ampi margini di ottimizzazione energetica ed economica.

Questo fatto è apparso quanto mai interessante tenuto conto del nuovo mercato delle quote di emissione introdotto dalla Diretta Emission Trading evidenziando, con riferimento ai soli cicli combinati, oggetto della presente trattazione, le ampie possibilità di risparmio conseguibili e correlate con un attento studio energetico della realtà aziendale.

Il contesto relativo alla formazione professionale di tecnici progettisti che sappiano guidare il committente verso scelte di ottimizzazione energetica merita una attenzione particolare. La formazione Universitaria degli ingegneri progettisti di impianti di cogenerazione, solo in alcuni rari casi è apparsa all'altezza delle nuove esigenze di ottimizzazione energetica che il contesto storico richiede. Ed in questi rari casi è apparso evidente come, seppure tale formazione, possa essere idonea alla realizzazione di impianti funzionali, molto ancora risulta da fare per raggiungere l'obiettivo di associare alle capacità professionali dei progettisti che devono comunque garantire la funzionalità dell'impianto, quelle che garantiscano delle scelte progettuali energeticamente valide. Da tutto ciò emerge l'esigenza, da parte dell'industria, di disporre di tecnici che siano progettisti di impianti e del risparmio energetico. Tale figura professionale, che associa alle capacità progettuali quelle di una profonda conoscenza energetica, risulta ad oggi quanto mai rara e ricercata. Il presente studio di tesi vuole essere un contributo anche in tal senso, affinché le istituzioni preposte si adoperino nella formazione di tecnici che sappiano fornire risposte alle nuove necessità dell'industria.

Nel dettaglio ci si è posti il problema di studiare un problema specifico che riguarda molte delle cartiere che nel tempo hanno trasformato il loro ciclo di cogenerazione in ciclo combinato. Infatti la crescente richiesta di potenza elettrica impone il funzionamento di molti di questi cicli con un **sovrautilizzo della post-combustione**. In alcuni dei casi analizzati la percentuale del gas utilizzato annualmente per la post-combustione, è pari a circa il 50% del totale dei consumi. La prima parte dello studio ha dimostrato e confermato come un ciclo termodinamico “combinato” fornisce un rendimento superiore a quello di un ciclo semplice e che quindi **ogni qual volta in un ciclo combinato viene attivata la post-combustione si ha un sensibile peggioramento del ciclo**, con spese di gestione dell’impianto notevolmente superiori a quelle che si sarebbero ottenute con il funzionamento del ciclo combinato puro. Di fatto, con il funzionamento in post-combustione, l’energia primaria combusta dal post-combustore, viene assoggettata ad un rendimento di ciclo semplice anziché di ciclo combinato. **Ci si è posti quindi il problema di valutare, in questa tipologia di impianto, il tempo di ritorno di un investimento che vede l’installazione di una nuova turbogas di potenza maggiore** in grado di:

- garantire le nuove esigenze di potenza elettrica richiesta dall’attività;
- permettere il funzionamento della turbina a vapore senza l’utilizzo della post-combustione.

In sostanza, tenuto conto delle nuove esigenze di potenza elettrica di molte di queste realtà, si è trattato di calcolare in quanto tempo, il risparmio conseguibile:

- dal miglioramento del ciclo combinato conseguente all’eliminazione della post-combustione,
- dal pressochè annullamento dei consumi di gas metano per la post-combustione,

riesca a ripagare l’investimento della turbogas.

L’analisi di alcuni impianti **evidenzia invece come la quota di consumo di gas naturale per l’alimentazione dei bruciatori di post-combustione supera in molti casi la quota di consumo a carico della turbina a gas**. Questo fatto evidenzia, così come dettagliatamente riportato nel terzo capitolo, alcune problematiche legate all’ottimizzazione del ciclo.

Ogni qualvolta un impianto di cogenerazione a ciclo combinato viene fatto funzionare in post combustione di fatto vengono annullati i benefici energetici di cui al secondo principio in quanto una importante quota di energia primaria, in molti casi più del 50% del consumo complessivo di gas, viene utilizzata in post-combustione, e quindi con un

rendimento di secondo principio non ottimale, in quanto si passa da un rendimento di ciclo combinato, (Brayton – Rankine) ad un semplice rendimento di ciclo semplice Rankine.

Ciò che dallo studio è apparso particolarmente evidente, tenuto conto della elevata percentuale di energia primaria “affidata” alla post-combustione è che di fatto, **molteplici cicli combinati, di per sé ritenuti energeticamente superiori ai cicli semplici (caldaia a vapore e turbina), utilizzano più del 50% di energia primaria per il funzionamento in ciclo semplice.** Questa opzione risulta particolarmente contraddittoria se si penso che quasi la totalità degli impianti analizzati è passata da un ciclo semplice (caldaia a vapore e turbina) ad un ciclo combinato, per ottenere una ottimizzazione energetica dell’impianto di cogenerazione, che nel tempo, a causa delle nuove richieste di potenza, è stata, in buona percentuale, disattesa.

## **BIBLIOGRAFIA**

1. W. Grassi e G. Scatizzi, *Moderne soluzioni impiantistiche per il risparmio energetico*, Maggioli Editore, Milano 2001.
2. Centro Studi sul Risparmio Energetico e sulla Qualità Ambientale C.R.E.A., *Criteri di risparmio energetico nell'industria cartaria*, Edienergia, Lucca, 2006.
3. C. Belli e P. Pizzolini, *Conversione dell'energia*, Università di Pavia, Pavia, 2005.