

UNA NUOVA FILIERA PER LA VALORIZZAZIONE DEI RIFIUTI:
L'USO DEL COMBUSTIBILE DERIVATO DA RIFIUTI
NELLA PROPULSIONE NAVALE

Valutazioni tecniche ed economiche

UNA NUOVA FILIERA PER LA VALORIZZAZIONE DEI RIFIUTI:
L'USO DEL COMBUSTIBILE DERIVATO DA RIFIUTI
NELLA PROPULSIONE NAVALE
Valutazioni tecniche ed economiche

Nino Di Franco, Massimiliano Toppi

2007 ENEA
Ente per le Nuove Tecnologie
l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 88-8286-185-6



Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

UNA NUOVA FILIERA PER
LA VALORIZZAZIONE DEI RIFIUTI:
L'USO DEL COMBUSTIBILE DERIVATO DA
RIFIUTI NELLA PROPULSIONE NAVALE
Valutazioni tecniche ed economiche

NINO DI FRANCO, MASSIMILIANO TOPPI

ABSTRACT

Il presente lavoro valuta la realizzabilità di una nuova filiera di valorizzazione del Combustibile da Rifiuti - CDR - basata sull'uso di tale materiale per la propulsione navale. La soluzione tecnologica ipotizzata prevede la sostituzione, a bordo di una nave *bulk carrier*, dell'esistente motorizzazione diesel alimentata con MFO (Marine Fuel Oil) con un impianto con turbina a vapore di pari potenza che, attraverso un forno a letto fluido circolante, impieghi CDR.

L'analisi costi-benefici si è basata sul confronto tra le due tecnologie, considerando le voci economiche da un punto di vista differenziale. Sono state scelte come riferimento tecnologico di partenza due navi *bulk carrier*, una di classe *Handymax* ed una di classe *Capesize*.

La scelta di riferirsi ad una nave di grandi dimensioni è stata dettata principalmente dalla necessità di ridurre al minimo la perdita di capacità di carico dovuta al maggior ingombro dell'impianto a vapore, rispetto al motore diesel, ed allo stoccaggio a bordo del CDR.

La proposta tecnologica, considerati gli attuali trend delle motorizzazioni navali ormai completamente orientati all'adozione del motore diesel, è completamente innovativa, ma non comporta problemi dal punto di vista della fattibilità tecnica. Gli unici aspetti che dovranno essere risolti ai fini del cantieramento pratico della proposta sono, per il momento, esclusivamente di natura normativa.

Owing to the recent dramatic growth of oil price, with a consequential increase of shipping freight rates, and seeking in the same time for new solutions for the problem of the waste management, this work supposes the use of Refuse Derived Fuel (RDF) for the propulsion of opportunely mechanically and structurally modified bulk carrier ships.

Whereas the actual system concerning *Handymax* and *Capesize* class bulk carrier ships foresees a classic diesel motorization fed with marine fuel, the work studies a steam plant having same power, and consisting essentially of a steam generator with a Circulating Fluidized Bed furnace (CFB) for the RDF combustion, and a system for the treatment of exhaust gases.

The work is based upon the comparison between the current situation and the supposed alternative one; a final estimate of the economy by means of a differential cost-benefits analysis has been carried out; it shows good economic performances with an expected payback time of about 8.5 years.

Il presente studio è stato realizzato nel periodo settembre 2005 - giugno 2007

È possibile contattare gli autori ai seguenti indirizzi di posta elettronica:

Nino Di Franco (nino.difranco@casaccia.enea.it)

Massimiliano Toppi (maxtoppi@hotmail.com)

INDICE

PREMESSA	9
1 IL SISTEMA RIFIUTI IN ITALIA	
1.1 Produzione dei rifiuti urbani.....	11
1.2 Gestione dei rifiuti urbani.....	11
1.3 Rifiuti speciali.....	14
1.4 Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152	17
1.5 La sindrome NIMBY.....	19
1.6 Bibliografia.....	20
2 IL CDR: COMBUSTIBILE DERIVATO DA RIFIUTI	
2.1 I combustibili derivati da rifiuti.....	21
2.2 Il CDR secondo la normativa nazionale.....	22
2.3 Modalità di utilizzazione del CDR.....	25
2.3.1 Utilizzo del CDR in Italia.....	26
2.4 Processo di produzione del CDR.....	27
2.4.1 Metodi di produzione.....	28
2.4.2 Caratteristiche chimico-fisiche del CDR.....	32
2.4.3 Stime sulla reperibilità sul territorio nazionale.....	36
2.5 La termovalorizzazione dei rifiuti.....	38
2.5.1 Situazione internazionale.....	40
2.5.2 Situazione nazionale.....	42
2.5.3 Problematiche connesse alla termovalorizzazione.....	44
2.6 Impatto ambientale.....	45
2.6.1 Gestione delle emissioni: alcune tecnologie innovative.....	45
2.7 Bibliografia.....	46

3	IL TRASPORTO MERCANTILE NAVALE	
3.1	Evoluzione del traffico marittimo mondiale.....	49
3.2	Classificazione della flotta mercantile.....	51
3.3	Le bulk carriers.....	51
3.3.1	Classificazione delle bulk carrier.....	53
3.4	Lo scenario italiano.....	58
3.5	Bibliografia.....	60
4	IMPIANTO	
4.1	Scelta della nave: la <i>bulk carrier Cape Victory</i>	61
4.2	La propulsione navale.....	63
4.2.1	Gli impianti motori navali: richiami generali.....	63
4.2.1.1	Motori Diesel.....	65
4.2.1.2	Turbina a vapore.....	66
4.2.1.3	Confronto diesel-turbina a vapore: sicurezza e manovrabilità.....	66
4.2.2	Combustibili per motori diesel marini e loro caratteristiche.....	67
4.2.2.1	Impiego del MFO (Marine Fuel Oil) nei motori diesel a due tempi.....	67
4.2.3	Scelta della motorizzazione di baseline	70
4.3	Motorizzazione alternativa ipotizzata.....	72
4.3.1	Impianto a vapore ipotizzato per la propulsione navale.....	73
4.3.1.1	Turbina multistadio: gruppo turboriduttore.....	75
4.3.1.2	Turbina di marcia indietro.....	77
4.4	Forno per la combustione del CDR.....	79
4.4.1	I forni: tecnologie disponibili	79
4.4.1.1	Forno a griglia.....	80
4.4.1.2	Forno a letto fluido.....	85
4.4.1.3	Forno a tamburo rotante.....	90
4.4.2	Confronto e scelta ottimale per l'installazione a bordo nave.....	93
4.5	Sistema di alimentazione del CDR a bordo della nave.....	96
4.6	Sistema per il trattamento dei fumi.....	97
4.7	Bibliografia.....	99

5	ANALISI COSTI-BENEFICI	
5.1	Scelta delle metodologie utilizzate e iter procedurale adottato.....	101
5.2	Dimensionamento dell'impianto.....	103
5.3	Valutazione dell'investimento iniziale I_0	104
5.4	Determinazione della struttura dei costi.....	107
5.4.1	Costo del personale C_{per}	107
5.4.2	Costo manutenzione ordinaria C_{man}	110
5.4.3	Costo del MFO (Marine Fuel Oil) C_{MFO}	111
5.4.4	Costo del CDR C_{CDR}	112
5.4.5	Costo materiali ausiliari C_{aus}	112
5.4.6	Costo perdita capacità di carico C_{pec}	113
5.5	Determinazione del flusso di cassa.....	114
5.6	Metodologia prescelta per la valutazione economica.....	115
5.7	Analisi di sensibilità.....	116
5.8	Bibliografia.....	119
6	CONCLUSIONI	121
	RINGRAZIAMENTI	123

Premessa

Le problematiche correlate alla gestione dei rifiuti hanno assunto, negli ultimi decenni, proporzioni sempre più critiche e rilevanti. A seguito del progredire dello sviluppo industriale e del commercio, del miglioramento delle condizioni socio-economiche e dell'incremento della popolazione e delle aree urbane, la produzione dei rifiuti ha infatti registrato continui e progressivi aumenti. A questo si aggiunga la diversificazione dei processi produttivi, che ha ulteriormente aumentato le tipologie dei rifiuti generando impatti sempre più pesanti sull'ambiente e sulla salute.

La questione dei rifiuti ha assunto un ruolo cruciale nella politica di sviluppo di un paese, tanto da potere essere annoverata a pieno titolo nell'insieme di quei fattori che maggiormente condizionano la qualità della vita nelle città.

I rifiuti sono un prodotto dell'attività antropica: in natura, infatti, non esiste il "rifiuto" come elemento assoluto bensì come "fase catabolica" di un singolo processo o di una serie di essi: tutto quello che è stato, sta avvenendo e che diverrà, costituisce una fase di un determinato ciclo. Gli ecosistemi naturali sono governati da una serie di processi spontanei, che operano al fine di raggiungere una condizione di equilibrio, ricostituendo le condizioni iniziali e ricomponendo la materia e l'energia nella loro forma di base.

Tuttavia in natura la maggior parte di questi cicli, o alcune fasi di essi, possono durare anche migliaia di anni, un tempo non relazionabile alla velocità con cui evolve lo scenario 'sociale' dei rifiuti. Il problema può dunque essere classificato solamente come l'effetto collaterale della crescita economica e dell'aumento dei consumi, ed una corretta politica di gestione non dovrebbe che assumere un approccio di tipo globale, focalizzando l'intero ciclo del prodotto, che solo a fine vita diventa rifiuto.

Per questo assume sempre maggior rilevanza l'approccio LCA - Life Cycle Assessment - nella fase di progettazione del bene, il quale manifesterà le sue implicazioni ambientali successivamente nelle sue varie fasi di vita, dalla produzione, alla distribuzione, al consumo. In questo quadro si giustifica la pianificazione di un sistema di azioni preventive, finalizzate a ridurre la produzione dei rifiuti già alla fonte, incoraggiando allo stesso tempo le forme del riutilizzo, del riciclaggio e del recupero energetico, sensibilizzando l'opinione pubblica alle raccolte selettive.

Un'efficace politica di gestione dovrebbe garantire, altresì, la *sostenibilità* dello smaltimento dei rifiuti, valorizzando l'attuale rete di impianti, ed incentivandone la costruzione di nuovi.

Tra le diverse forme di *recupero*, quella mediante termovalorizzazione potrebbe aprire interessanti scenari nel panorama italiano. Si tratta di un processo attraverso il quale si ricava energia da rifiuti appositamente selezionati utilizzandoli come combustibile.

Questa pratica viene impiegata in Europa già da diversi anni. Alcuni impianti per la termovalorizzazione, essendo dotati delle migliori tecnologie disponibili, sorgono addirittura a ridosso di grandi capitali europee come Vienna e Parigi; la stessa legislazione nazionale norma le procedure di *recupero* ponendo tale soluzione in una posizione di primo piano nell'intero sistema-rifiuti.

Tuttavia in Italia, tranne qualche eccezione, il recupero energetico si trova, se non in una fase di stallo, ancora a livello embrionale. Pur garantendo alti rendimenti nella produzione di energia, minimizzando l'impatto ambientale e dando quindi respiro al problema dello smaltimento dei rifiuti, qualsiasi iniziativa tendente alla creazione di impianti di termovalorizzazione ha impattato contro la riluttanza delle comunità locali al veder realizzate nuove infrastrutture nelle vicinanze.

Di fronte all'attuale scenario nazionale, in cui si mescolano spesso in modo inestricabile motivazioni tecnico-economiche con istanze socio-culturali, il presente lavoro indaga una nuova proposta tecnologica in grado di aumentare il ventaglio di opportunità, e quindi di scelte, a disposizione del decisore pubblico. In particolare verrà valutata la fattibilità tecnico-economica dell'impiego del combustibile derivato da rifiuti (CDR) per la propulsione navale. Questa proposta tecnica potrebbe superare la sindrome *Nimby* trasferendo il momento della termovalorizzazione "Out of my back yard", innescando al contempo un ciclo logistico-tecnologico suscettibile di positive ricadute ambientali ed occupazionali.

Il tema centrale dello studio consiste nell'ipotesi di sostituzione della motorizzazione diesel, attualmente utilizzata sulle navi mercantili, con un impianto a vapore, al fine di realizzare un processo di valorizzazione energetica del CDR a bordo della nave stessa.

Poiché la tematica riguardante i rifiuti, ed i prodotti da essi derivati, è tanto complessa quanto delicata, si è reso necessario affrontare uno studio ad ampio respiro, prendendo in considerazione non soltanto problematiche di natura tecnico-economiche ma dando risalto anche agli aspetti normativi.

Lo studio è stato organizzato secondo i seguenti punti:

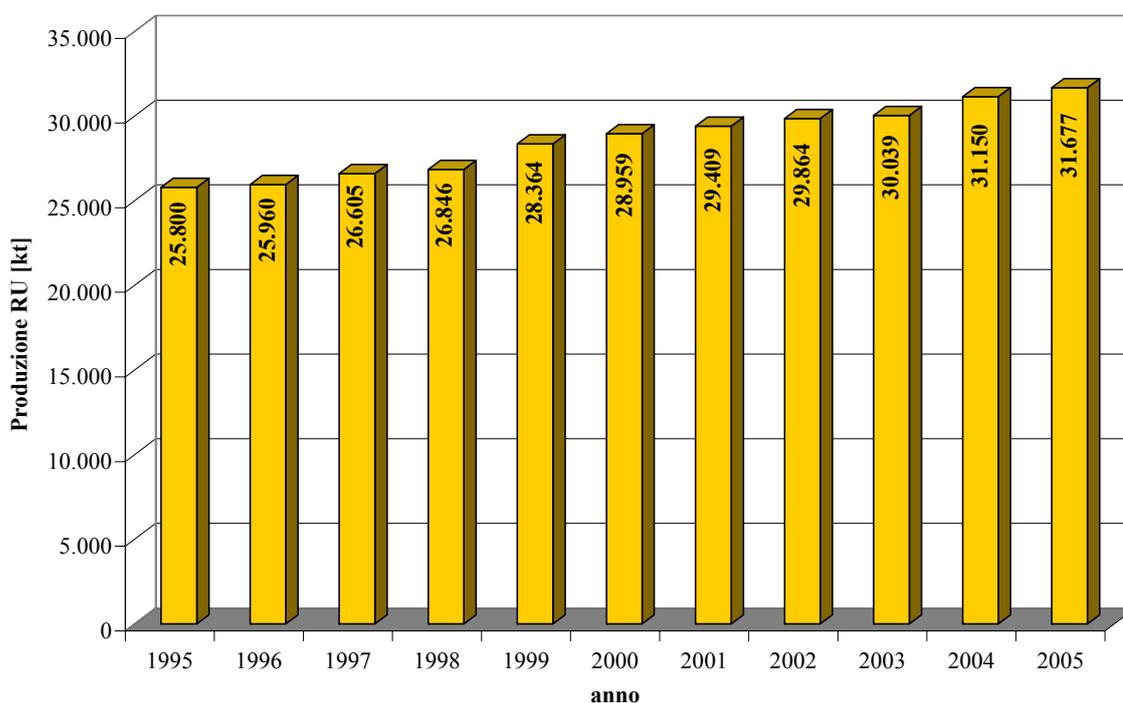
- 1) illustrazione dello scenario italiano del sistema rifiuti, in termini di produzione, gestione e normativa vigente;
- 2) focalizzazione sul CDR, e relativi processi di produzione ed utilizzazione mediante impianti di termovalorizzazione;
- 3) illustrazione dello scenario internazionale ed italiano del commercio marittimo;
- 4) studio di un impianto con turbina a vapore alimentato con CDR per la propulsione di una nave *bulk carrier*;
- 5) valutazioni economiche della tecnologia ipotizzata in alternativa all'esistente modalità propulsiva.

1 IL SISTEMA RIFIUTI IN ITALIA

1.1 Produzione di rifiuti urbani

La produzione di rifiuti urbani (RU) si è attestata nell'anno 2005 a circa 31,7 milioni di tonnellate, registrando un aumento dell'1,7% rispetto al 2004. Nel periodo 2003-2004 l'incremento era stato del 3,7% [1.1]. Gli ultimi anni sono dunque in controtendenza rispetto al tasso medio di crescita annuo, che tra il 1999 e il 2003 si era attestato intorno all'1,3%.

Figura 1.1 - Andamento della produzione dei RU, anni 1995-2005



Fonte: APAT

A livello di macroarea geografica, si è osservata una crescita omogenea della produzione di rifiuti tanto nelle regioni nel Nord quanto in quelle del Centro-Sud. Gli incrementi di produzione al Nord ed al Sud, rispettivamente +1,3% e +1,2%, si sono attestati su valori in linea alla media nazionale. Come era già accaduto per il 2004 (+5,4%), anche per il 2005 (+3,2%) è il Centro a registrare un tasso di crescita dei RU più rilevante rispetto alla media nazionale.

1.2 Gestione dei rifiuti urbani

Il problema dello smaltimento dei rifiuti deve perseguire l'obiettivo generale dell'uso razionale e sostenibile delle risorse, e questa fase è molto complessa da affrontare sia in chiave socio-economica che ambientale.

Attualmente le linee programmatiche, contenute nella vigente normativa comunitaria e nazionale (in particolare nel *Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale”*), introducono un ordine di priorità per le diverse fasi di vita dei rifiuti:

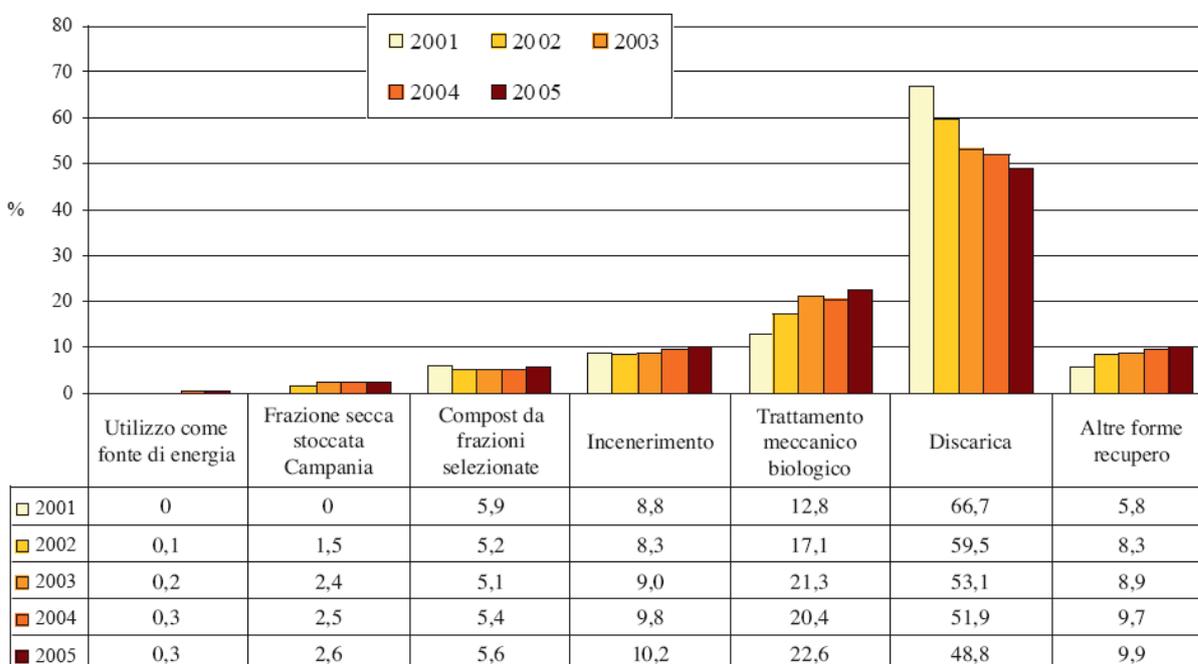
1. *riduzione della produzione e della pericolosità;*
2. *riutilizzo e riciclaggio;*
3. *recupero, nelle sue diverse forme (materia, energia);*
4. *smaltimento in condizioni di sicurezza.*

Tra gli strumenti di attuazione di tali politiche di gestione vanno ricordati, oltre agli strumenti normativi, anche gli strumenti economici (misure fiscali, incentivi e disincentivi finanziari ed ecotasse, schemi di deposito rimborsabili) e gli strumenti di gestione (piani di gestione dei rifiuti), gli accordi negoziali tra pubbliche autorità e operatori economici, ed i monitoraggi sull'applicazione delle norme.

In relazione ai dati relativi al Rapporto Rifiuti 2006, la figura 1.2 mostra l'andamento della gestione dei RU nel quinquennio 2001-2005 [1.2]. Sotto la voce “Altro” (*Altre forme di recupero*) sono stati computati gli imballaggi avviati al riciclaggio da superfici pubbliche.

A fronte di una decisa riduzione dello smaltimento in discarica, che nell'arco nel quinquennio esaminato è passata dal 66,7% al 48,8%, si registra un incremento del trattamento meccanico biologico dei rifiuti indifferenziati, che dal 12,8% del 2001 passa al 22,6% del 2005.

Figura 1.2 - Variazione delle tipologie di gestione dei RU, anni 2001-2005

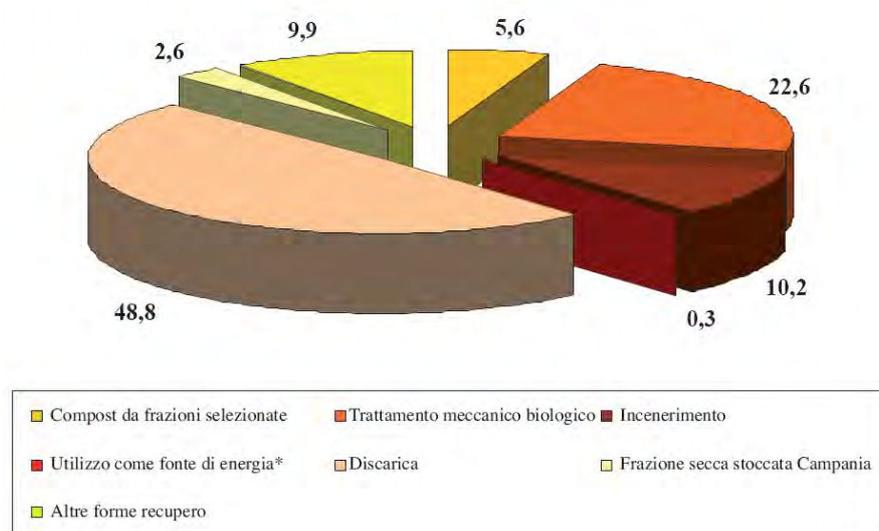


Fonte: APAT

La quota di rifiuti destinata ad incenerimento, anche se mostra una leggera crescita nell'arco del quinquennio 2001-2005, non ha ancora raggiunto un livello confrontabile con gli altri Paesi dell'Unione Europea: il 10,2% nel 2005, contro un 20% circa nel resto d'Europa¹.

Tale risultato, raggiunto anche grazie all'incentivazione dei sistemi di raccolta differenziata (RD), è dovuto in gran parte alla crescita del settore del compostaggio, in particolare del compostaggio delle frazioni selezionate dei rifiuti, sia in termini di quantità di rifiuti trattati sia in termini di numero di impianti. In concomitanza con lo sviluppo dei trattamenti a valle della RD, si è riscontrato anche un lieve incremento della quantità dei rifiuti avviati alla termovalorizzazione, che dovrebbe ulteriormente crescere nei prossimi anni grazie alla costruzione di nuovi impianti.

Figura 1.3 - Gestione dei RU, anni 2005²



In figura 1.3 si osserva la ripartizione dei RU nel 2005:

- ✓ circa 15,5 milioni di tonnellate di RU, ossia il 48,8% del totale, sono stati smaltiti in discarica;
- ✓ circa 3,2 milioni di tonnellate, pari al 10,2%, sono stati avviati ad impianti di incenerimento con o senza recupero di energia;
- ✓ circa 1,8 milioni di tonnellate, corrispondenti al 5,6%, sono stati avviati ad impianti di selezione con produzione di compost da frazioni selezionate;
- ✓ circa 7,2 milioni di tonnellate, pari al 22,6% sono stati avviati ad impianti di trattamento meccanico biologico;
- ✓ lo 0,3% dei RU, circa 0,1 milioni di tonnellate, è stato impiegato come forma di energia;

¹ Elaborazione ENEA su dati ISWA [Working Group on Thermal Treatment (a cura di) (2006), "Energy from waste - State of the art Report - Statistics 5th edition"].

² I dati relativi all'impiego dei RU come fonte di energia sono stimati. Fonte APAT.

- ✓ circa 3,1 milioni di tonnellate, ossia il 9,9%, sono stati avviati ad altre forme di recupero;
- ✓ al 2,3% dei RU, circa 0,8 milioni di tonnellate, ammonta la frazione secca stoccata in Campania.

1.3 Rifiuti speciali

I dati relativi ai rifiuti speciali³ (RS) evidenziano per il 2004 una produzione di circa 108,4 milioni di tonnellate [1.1] [1.3]. In particolare sono stati prodotti circa 56,5 milioni di tonnellate di RS non pericolosi, circa 5,3 milioni di tonnellate di RS pericolosi, circa 46,5 milioni di tonnellate di rifiuti da costruzione e demolizione (C&D) e circa 180 mila tonnellate di rifiuti non determinati. Riguardo il triennio 2002-2004, l'incremento della produzione totale di rifiuti speciali, compresi quelli da costruzione e demolizione, è stato del 17,7%, l'incremento dei rifiuti non pericolosi è stato del 14,3% mentre l'aumento dei rifiuti pericolosi si è attestato al 7,2% rispetto al 2002.

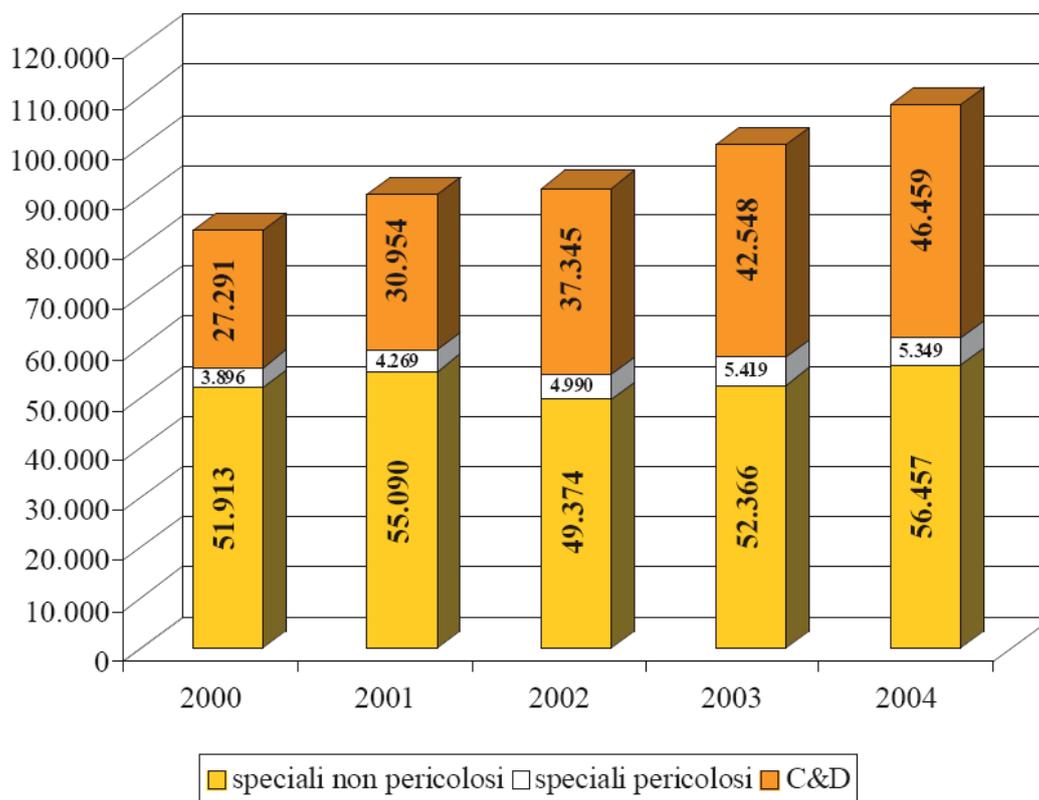
Per l'anno 2004 [1.4] i rifiuti speciali complessivamente gestiti ammontavano a circa 95,2 milioni di tonnellate, di cui il 93% era costituito da rifiuti non pericolosi ed il restante 7% da rifiuti pericolosi.

Volendo escludere 12,8 milioni di tonnellate di rifiuti avviate ad impianti di stoccaggio e di messa in riserva, che rappresentano delle forme intermedie di gestione preliminari alla destinazione finale (recupero/smaltimento), si rileva che 47,6 milioni di tonnellate di rifiuti speciali sono avviati ad operazioni di recupero e 34,8 milioni di tonnellate sono destinati ad attività di smaltimento, per un totale di rifiuti gestiti corrispondente a 82,4 milioni di tonnellate. Tale analisi risulta necessaria al fine di evitare una possibile duplicazione delle quantità di quei rifiuti che, messi in riserva o stoccati, vengono avviati, nello stesso anno di riferimento, ad operazioni di recupero e/o smaltimento definitive.

³ In base al comma 3, art.184 del DLgs 3 aprile 2006 n. 152, che fissa la classificazione dei rifiuti, sono identificati come *Rifiuti Speciali*:

- a) i rifiuti da attività agricole e agro-industriali;
- b) i rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo;
- c) i rifiuti da lavorazioni industriali, fatto salvo quanto previsto dall'articolo 185, comma 1, lettera i);
- d) i rifiuti da lavorazioni artigianali;
- e) i rifiuti da attività commerciali;
- f) i rifiuti da attività di servizio;
- g) i rifiuti derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti, i fanghi prodotti dalla potabilizzazione e da altri trattamenti delle acque e dalla depurazione delle acque reflue e da abbattimento di fumi;
- h) i rifiuti derivanti da attività sanitarie;
- i) i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti;
- l) i veicoli a motore, rimorchi e simili fuori uso e loro parti;
- m) il combustibile derivato da rifiuti;
- n) i rifiuti derivati dalle attività di selezione meccanica dei rifiuti solidi urbani.

Figura 1.4 - Produzione totale di RS differenziati per tipologia, anni 2000-2004



Fonte: APAT

L'analisi dei dati, esclusi gli stoccaggi, evidenzia che:

- ✓ un quantitativo pari a 44,6 milioni di tonnellate, corrispondente a circa il 54,1% di RS gestiti, è stato avviato ad operazioni di recupero di materia, comprendenti le tipologie di recupero descritte dalle operazioni che vanno da R2 a R11⁴;

⁴ Come previsto dall'art.183, comma 1, lettera h, del DLgs 152/06, le tipologie di *recupero* dei rifiuti vengono raggruppate nell'allegato "C", il quale elenca le operazioni di recupero come avvengono nella pratica:

- R1 Utilizzazione principale come combustibile o come altro mezzo per produrre energia
- R2 Rigenerazione/recupero di solventi
- R3 Riciclo/recupero delle sostanze organiche non utilizzate come solventi (comprese le operazioni di compostaggio e altre trasformazioni biologiche)
- R4 Riciclo/recupero dei metalli e dei composti metallici
- R5 Riciclo/recupero di altre sostanze inorganiche
- R6 Rigenerazione degli acidi o delle basi
- R7 Recupero dei prodotti che servono a captare gli inquinanti
- R8 Recupero dei prodotti provenienti dai catalizzatori
- R9 Rigenerazione o altri reimpieghi degli oli
- R10 Spandimento sul suolo a beneficio dell'agricoltura o dell'ecologia
- R11 Utilizzazione di rifiuti ottenuti da una delle operazioni indicate da R1 a R10
- R12 Scambio di rifiuti per sottoporli a una delle operazioni indicate da R1 a R11
- R13 Messa in riserva di rifiuti per sottoporli a una delle operazioni indicate nei punti da R1 a R12 (escluso il deposito temporaneo, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti)
- R14 Deposito temporaneo, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti i rifiuti

- ✓ circa 3 milioni di tonnellate, pari al 3,6% del totale gestito, è stato avviato a valorizzazione energetica sia in impianti produttivi quali cementifici, impianti per la produzione di energia, piccole fornaci che utilizzano rifiuti come combustibile in luogo dei combustibili convenzionali, sia in impianti appositamente dedicati quali impianti a recupero di biogas, impianti di valorizzazione delle biomasse e gassificatori; in tale quantità non viene incluso l'incenerimento con recupero di energia;
- ✓ il 17% del totale gestito, pari a circa 14 milioni di tonnellate di RS, è stato avviato in impianti di trattamento chimico-fisico o biologico, preliminari allo smaltimento;
- ✓ un quantitativo di circa l'1,4% circa dei rifiuti gestiti, pari a oltre 1 milione di tonnellate, è avviato all'incenerimento con o senza recupero di energia;
- ✓ una quota pari a circa 19,7 milioni di tonnellate di RS, ossia il 23,9% del totale gestito, è stato avviato in discarica;
- ✓ un quantitativo corrispondente a 12,8 milioni di tonnellate pari al 13,4% del totale (composto per l'11,3% dalla messa in riserva e per il 2,1% dallo stoccaggio) è stato gestito da soggetti autorizzati al deposito preliminare (D13-D15⁵) oppure è stato messo in riserva (R13⁶) presso impianti che effettuano altre operazioni di recupero o presso impianti di stoccaggio.

Per avere una visione immediata delle modalità con cui sono state gestite le quantità di RS conviene fare riferimento alla figura 1.5.

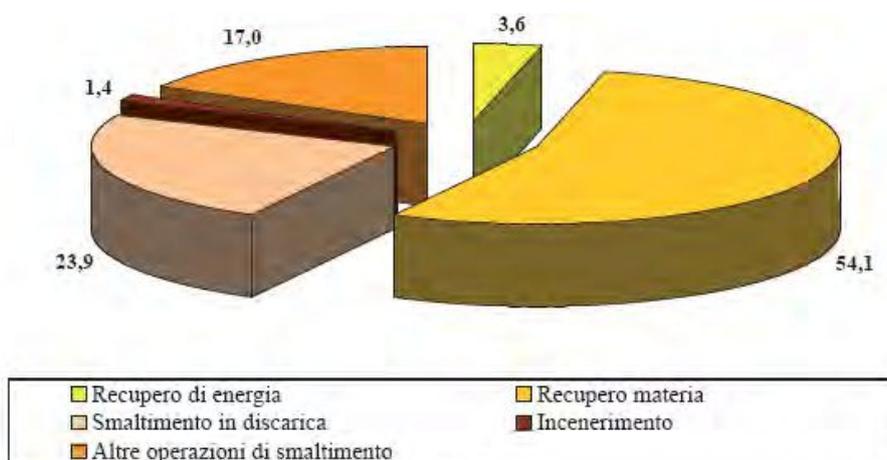
qualora non vengano rispettate le condizioni stabilite dalla normativa vigente.

⁵ Come previsto dall'art.183, comma 1, lettera g) del DLgs 152/06, le operazioni di smaltimento dei rifiuti vengono raggruppate nell'allegato "B"; quest'ultimo elenca le operazioni di smaltimento come avvengono nella pratica:

- D1 Deposito sul o nel suolo (ad es. discarica)
- D2 Trattamento in ambiente terrestre (ad es. biodegradazione di rifiuti liquidi o fanghi nei suoli)
- D3 Iniezioni in profondità (ad es. iniezione dei rifiuti pompabili in pozzi, in cupole saline o faglie geolitiche naturali)
- D4 Lagunaggio (ad es. scarico di rifiuti liquidi o di fanghi in pozzi, stagni o lagune, ecc.)
- D5 Messa in discarica specialmente allestita (ad es. sistemazione in alveoli stagni separati, ricoperti o isolati gli uni dagli altri e dall'ambiente)
- D6 Scarico dei rifiuti solidi nell'ambiente idrico eccetto l'immersione
- D7 Immersione, compreso il seppellimento nel sottosuolo marino
- D8 Trattamento biologico non specificato altrove nel presente allegato, che dia origine a composti o a miscugli eliminati secondo uno dei procedimenti elencati nei punti da D1 a D12
- D9 Trattamento fisico-chimico non specificato altrove nel presente allegato che dia origine a composti o a miscugli eliminati secondo uno dei procedimenti elencati nei punti da D1 a D12 (ad es. evaporazione, essiccazione, calcinazione ecc.)
- D10 Incenerimento a terra
- D11 Incenerimento in mare
- D12 Deposito permanente (ad es. sistemazione di contenitori in una miniera, ecc.)
- D13 Raggruppamento preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D1 a D12
- D14 Ricondizionamento preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D1 a D13
- D15 Deposito preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D1 a D14 (escluso il deposito temporaneo, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti)

⁶ Vedi nota n. 4.

Figura 1.5 - Gestione dei RS, anno 2004



In conclusione nell'anno 2004 l'avvio verso forme di recupero di materia, tra le operazioni di smaltimento, ha rappresentato – in accordo con quanto previsto dal DLgs 152/06 – la soluzione maggiormente perseguita.

1.4 Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale"

In Italia la necessità di dovere inquadrare la questione rifiuti nell'ambito di una normativa opportuna si è posta solo a partire dagli anni settanta. All'inizio sono state adottate metodologie di gestione e smaltimento piuttosto disomogenee, strutturate inoltre tenendo in considerazione soltanto motivazioni di igiene pubblica.

Fino ad allora, infatti, la politica dei rifiuti non era mai stata presa in considerazione anche sotto l'aspetto economico tanto che, ad esempio, con il DPR 915/1982 il recupero veniva considerato esclusivamente come una fase dello smaltimento e non anche come "un'opportunità" dai rilevanti risvolti economici.

Nel tempo, sono state introdotte molte novità legislative, destinate ad incidere profondamente sul sistema di gestione dei rifiuti, incentivando il passaggio da un modello "tutti i rifiuti in discarica" ad un modello complesso di "prevenzione e recupero" che ricorre ad un articolato sistema tecnologico finalizzato al trattamento, al riciclaggio ed al recupero energetico.

Nei successivi anni, l'obiettivo che ha accomunato tutte le disposizioni approvate in Italia è stato quello di riorganizzare l'intero settore dei rifiuti, indirizzandolo verso logiche di carattere industriale e stimolando al contempo i diversi operatori pubblici e privati a competere tra loro, incentivando criteri di conduzione aziendale e di competitività, al fine di realizzare un sistema di gestione non solo efficace ma anche efficiente ed economico.

Il primo segnale di questo nuovo approccio normativo, che ad onor del vero non sempre ha comportato purtroppo un reale o sostanziale cambiamento gestionale, è rappresentato

dal *Decreto Legislativo 22/97*⁷, noto come *Decreto Ronchi* (integrato, ed in parte modificato, dal Decreto Legislativo n.389/97), il quale, secondo l'art.1, comma 1, si pone l'obiettivo di disciplinare *“la gestione dei rifiuti, dei rifiuti pericolosi, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi, fatte salve disposizioni specifiche particolari o complementari, conformi ai principi del presente decreto, adottate in attuazione di direttive comunitarie che disciplinano la gestione di determinate categorie di rifiuti”*. Il decreto Ronchi è stato successivamente incorporato nel Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *“Norme in materia ambientale” (Testo Unico Ambientale)*.

Il Decreto Legislativo 22/97 definiva la gestione come un'attività complessa costituita dalla *raccolta, trasporto, recupero e smaltimento dei rifiuti, compreso il controllo di queste operazioni nonché il controllo delle discariche e degli impianti di smaltimento dopo chiusura*. Inoltre la gestione dei rifiuti veniva considerata (art. 2 – comma 1) *“attività di pubblico interesse ed è disciplinata dal presente decreto al fine di assicurare un'elevata protezione dell'ambiente e controlli efficaci, tenendo conto della specificità dei rifiuti pericolosi”*.

I punti di forza individuati dalla nuova disciplina erano il rimpiego, il riciclaggio, il recupero di materia prima, la riduzione dello smaltimento, la realizzazione di una rete integrata ed adeguata di impianti di smaltimento che tengano conto delle *migliori tecnologie disponibili (Best Available Techniques, BAT)* a costi non eccessivi.

Tra le finalità che il decreto si proponeva di perseguire si citano le seguenti:

- ✓ autosufficienza degli ATO, Ambiti Territoriali Ottimali, nello smaltimento dei rifiuti urbani non pericolosi;
- ✓ utilizzazione di metodi e tecnologie più idonee a garantire un alto grado di protezione dell'ambiente e della salute;
- ✓ integrale copertura dei costi da parte del Comune attraverso la *“tariffa”* per la gestione dei rifiuti urbani pagata dal cittadino-utente come corrispettivo legato alla quantità dei rifiuti prodotti.

Come si evince, le stesse finalità risultano particolarmente ambiziose ed è per tale motivo che a tutt'oggi si riscontrano particolari difficoltà nella loro realizzazione.

⁷ Il Decreto Ronchi rappresenta l'attuazione delle direttive europee 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e rifiuti di imballaggio. Il testo è aggiornato con tutte le modifiche intervenute sino ad oggi.

Tali modifiche sono state apportate da:

- DLgs 8 novembre 1997, n. 389 (cd. *“Ronchi bis”*);
- Legge 24 aprile 1998, n. 128 (Comunitaria '95-'97)
- Legge 9 dicembre 1998, n. 426 (cd. *“Ronchi ter”*)
- Legge 23 dicembre 1999, n. 488 (Finanziaria 2000)
- Legge 21 novembre 2000, n. 342 (Collegato Fiscale alla Finanziaria 2000)
- Legge 23 marzo 2001, n. 93 (*“Disposizioni in campo ambientale”*)
- DL 16 luglio 2001 n. 286 (Proroga discariche e POLIECO)
- DL 28 dicembre 2001 n. 452 - Legge 27 febbraio 2002 n. 16
- Legge 28 dicembre 2001, n. 448 (Finanziaria 2002)
- DL 7 marzo 2002 n. 22 - Legge 6 maggio 2002 n. 82 (Coke)
- Legge 1° marzo 2002 n. 39 (Comunitaria 2001)
- Legge 31 luglio 2002 n. 179 (Collegato ambientale alla Finanziaria 2002)

Nell'ambito di questa tesi, il tema sul recupero energetico ricopre un ruolo predominante, tuttavia in base all'art. 4 del *DLgs 22/97*, riguardante il "Recupero dei Rifiuti", viene stabilito tra le diverse modalità di gestione, un ordine gerarchico in cui la *prevenzione* risulta avere massima priorità rispetto al *recupero*. Lo smaltimento in discarica viene vista come *ultima ratio*, ossia come fase residuale della gestione. Sempre nell'art. 4, comma 1, lettera d, viene prevista comunque "*l'utilizzazione principale dei rifiuti come combustibile o come altro mezzo per produrre energia*".

Il recupero energetico, pratica con la quale dal rifiuto opportunamente trattato è possibile, tramite combustione, ricavare energia, è una delle naturali destinazioni del Combustibile Derivato da Rifiuti (CDR). Come previsto dal Decreto Ronchi e dal Decreto del Ministero dell'Ambiente del 5 febbraio 1998, tale forma di recupero viene autorizzata in "*procedura semplificata*" come previsto dall'art. 31, relativo alla *determinazione delle attività e delle caratteristiche dei rifiuti per l'ammissione alle procedure semplificate*, e dall'art. 33, relativo alle *operazioni di recupero*, appartenenti entrambi al Capo V, in materia di "*procedure semplificate*". La procedura di recupero mediante termovalorizzazione prevede comunque l'ottenimento della licenza edilizia, rilasciata dal Comune nel cui territorio viene realizzato l'impianto, e la concessione del permesso alle emissioni in atmosfera, rilasciato invece dal Ministero dell'Industria, sentito il parere dei Ministeri dell'Ambiente e della Sanità, della Provincia e della Regione.

1.5 La sindrome NIMBY

Il Consorzio GAIA, azienda pubblica per la gestione integrata dei rifiuti solidi urbani, avvalendosi degli art. 31 e 33 del *DLgs 22/97*, ha attualmente in funzione a Colferro due impianti, di media taglia, per la produzione di energia elettrica da CDR, capaci complessivamente di trasformare 220.000 *t* di CDR ogni anno in 25 *MWe* di potenza all'ora [1.5]. L'impianto di Colferro è la manifestazione di come, operando con una politica che, nelle scelte di carattere tecnico-economico, tenga conto anche del consenso delle comunità locali, sia possibile produrre energia da una fonte alternativa quali il rifiuto superando allo stesso tempo la sindrome *NIMBY*.

La sindrome *NIMBY*, acronimo che sta per "*Not In My Back-Yard*", reso in italiano da "non davanti a casa mia", identifica la congenita avversione delle comunità locali verso la costruzione in zone limitrofe di nuove infrastrutture. Nel novero di queste rientrano opere quali, ad esempio, una centrale energetica, una discarica, un inceneritore, un istituto carcerario o uno stabilimento industriale.

Volendo generalizzare il concetto, con la sigla *Nimby* si identifica oggi una qualsiasi azione collettiva intrapresa contro progetti di cambiamento, sociali o fisici che siano, riferiti all'ambito locale. Il presupposto alla base di questa sempre più diffusa idiosincrasia è che tali cambiamenti avranno sicuramente un effetto negativo sull'ambiente, sulla qualità della vita, sulla salute o sugli aspetti socio-economici nel territorio in cui saranno realizzati.

Gli episodi più noti, come i casi eclatanti di Acerra e Scanzano Jonico⁸, hanno fatto assumere al fenomeno in Italia dimensioni tali da rappresentare un freno se non addirittura un ostacolo, a volte insormontabile, alla realizzazione di insediamenti industriali, impianti ed opere civili.

Dalle statistiche disponibili [1.6] risulta che il 90% degli impianti progettati ed in fase di avvio esecutivo sono oggetto di contestazioni locali più o meno gravi. Nel dettaglio, le contestazioni attualmente in corso in Italia riguardano 34 termovalorizzatori, 19 centrali elettriche, 8 infrastrutture stradali e ferroviarie, 9 discariche, 22 impianti di tipo diverso.

Si sottolinea che a volte quella di dare vita a comitati spontanei di protesta è spesso l'unica risposta possibile da parte di una popolazione di fronte a una decisione già presa dalle autorità o dalle aziende, e della quale essa è stata tenuta all'oscuro fino all'ultimo. *“Tutto ciò comunque non deve essere visto come una chimera: il dover tener conto delle reazioni dell'opinione pubblica, infatti, è stato per l'industria dei Paesi evoluti un potente fattore di miglioramento dei propri parametri di eco-sostenibilità e di sensibilità sociale, che ha prodotto anche alcuni modelli di soluzione, improntati o ad una migliore gestione della comunicazione, o all'individuazione di meccanismi di compensazione economica”* [1.6].

1.6 Bibliografia

- [1.1] APAT – ONR, *Rapporto Rifiuti 2006*, vol. I, pp. 31-35, Roma, 2006.
consultabile all'indirizzo:
<http://www.osservatorionazionale rifiuti.it/rapRif.asp>
- [1.2] *ibidem*, pp. 65-66.
- [1.3] APAT – ONR, *Rapporto Rifiuti 2006*, vol. II, pp. 14-24, Roma, 2006.
- [1.4] *ibidem*, pp. 46-53.
- [1.5] L. FANTEI, G. BARDUCCI, *Polo energetico ambientale della Valle del Sacco (Colleferro). Esperienze del primo impianto italiano di media taglia per produzione di energia elettrica da CDR*, Ecomondo 2003 – Atti dei seminari, Ed. Maggioli, vol. 2, pp. 212-221, Rimini, ottobre 2003.
- [1.6] ENEL Magazine – ENERGY, *Sindrome nimby: virtù democratica, egoismo collettivo o problema di comunicazione?*, consultabile all'indirizzo:
http://magazine.enel.it/ambiente/magazine/sindrome_nimby1_it.htm

⁸ I casi di Acerra, in Campania, e Scanzano Jonico, in Basilicata, riguardano rispettivamente un impianto per la termovalorizzazione dei rifiuti ed un sito geografico per lo stoccaggio di scorie radioattive.

2 IL CDR: COMBUSTIBILE DERIVATO DA RIFIUTI

2.1 I Combustibili Derivati da Rifiuti

Il Combustibile Derivato da Rifiuti, più comunemente noto con l'acronimo di CDR, è ricavato dai rifiuti solidi urbani (RSU): dopo una selezione finalizzata alla separazione del rifiuto tale quale dalle frazioni destinate al recupero di materia, ossia destinate alla raccolta differenziata (RD), il rifiuto subisce un trattamento indirizzato all'eliminazione di sostanze pericolose o indesiderate per la combustione, conferendo allo stesso tempo un adeguato potere calorifico.

L'origine del CDR¹ risale alla prima metà degli anni '70 [2.1], in concomitanza con il tentativo, da parte delle autorità competenti, di promuovere l'impiego di un combustibile alternativo a basso costo che permettesse di fronteggiare la crisi petrolifera di quel periodo. All'inizio, a causa della mancanza di garanzie qualitative sulle caratteristiche del CDR, con conseguenti risvolti di carattere operativo, oltre che energetico ed ambientale, questa soluzione non fu accettata di buon grado. Tuttavia negli ultimi anni si sta nuovamente manifestando un certo interesse verso la produzione di questo combustibile non convenzionale, la cui destinazione più plausibile è individuata nell'ambito del recupero energetico, opzione di gestione non prioritaria, secondo il DLgs 192/06, ma non per questo meno importante.

In Italia, il ricorso a tale modalità di recupero è tutt'oggi piuttosto basso e, comunque, tra i meno elevati in Europa [2.2]. Le nuove disposizioni normative in materia di rifiuti e di promozione verso la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, introdotte dal recepimento delle direttive europee², ed il conseguimento degli obiettivi del *Protocollo di Kyoto* e del *Libro Bianco sulle fonti energetiche rinnovabili* dovrebbero incentivare nuovi modelli di gestione basati proprio sul recupero energetico [2.3]. In base a quanto disposto in ambito normativo, si evince come in un quadro di riferimento sempre più incentrato su esigenze legate al risparmio di risorse ed alla salvaguardia dell'ambiente – elementi cardine per uno sviluppo sostenibile – l'impiego del CDR ai fini della termovalorizzazione energetica potrebbe ricoprire, in un sistema moderno di gestione integrata dei rifiuti, un ruolo di sicura rilevanza.

2.2 I CDR secondo la normativa nazionale

Con il *Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998*, riguardante “*l'Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22*”, il Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, il Ministro dell'industria, del commercio e

¹ Allora denominato *RDF, Refuse Derived Fuel*.

² Si fa riferimento al:

Decreto Legislativo 13 gennaio 2003, n. 36 – Attuazione della direttiva europea 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti;

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Attuazione della direttiva europea 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;

Decreto Legislativo 29 aprile 2005 – Attuazione della direttiva europea 2000/76/CE in materia di incenerimento dei rifiuti.

dell'artigianato e il Ministro per le politiche agricole, stabiliva – allegato 2, suballegato 1 - le “*norme tecniche per l'utilizzazione dei rifiuti non pericolosi come combustibili o come altro mezzo per produrre energia*” [2.4] [2.5].

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale” - Testo Unico Ambientale - (che ingloba il precedente decreto 22/97) all'art. 183, comma 1, lettera r) identifica il CDR come “il combustibile classificabile, sulla base delle norme tecniche UNI 9903-1³ e successive modifiche ed integrazioni, come RDF di qualità normale, che è recuperato dai rifiuti urbani e speciali non pericolosi mediante trattamenti finalizzati a garantire un potere calorifico adeguato al suo utilizzo, nonché a ridurre e controllare:

- 1) il rischio ambientale e sanitario;
- 2) la presenza di materiale metallico, vetri, inerti, materiale putrescibile e il contenuto di umidità;
- 3) la presenza di sostanze pericolose, in particolare ai fini della combustione”.

Tale prodotto, come disposto dall'art. 229 dello stesso DLgs n. 152, appartiene alla categoria dei rifiuti speciali (RS); l'effetto maggiormente distintivo, dovuto alla appartenenza a tale classe, riguarda essenzialmente la maggiore libertà di circolazione di cui i RS godono rispetto ai rifiuti urbani (RU).

Al contempo il *Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*⁴ – con riferimento all'art. 17, include, tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati da rifiuti disciplinati dal Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998 e dal Decreto Ministeriale 12 giugno 2002, n. 161, e dalle norme UNI 9903-1 [2.6]⁵.

Rientrando nella categoria delle fonti energetiche rinnovabili, il CDR gode della procedura autorizzatoria semplificata di cui all'articolo 12 del DLgs 387/2003 “*Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative*” [2.7].

Rimanendo nel contesto normativo, si sottolinea come con il *Decreto Legislativo 13 gennaio 2003, n. 36, - “Attuazione della direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti”* – e con il *Decreto Ministeriale 13 marzo 2003 – criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica* – si stabiliscono i requisiti operativi e tecnici per i rifiuti destinati alle discariche, al fine di prevenire e ridurre il più possibile le ripercussioni negative sull'ambiente. Con tale decreto legislativo vengono fissati gli obiettivi di riduzione della frazione biodegradabile da conferire in discarica nell'arco di quindici anni⁶.

³ Le norme UNI 9903-1 definiscono due livelli di qualità per il CDR, rispettivamente individuati come *RDF di qualità normale* (le cui caratteristiche coincidono con quelle del CDR ex DM 5.2.98, e l'*RDF di qualità* (o CDR-Q) il cui utilizzo è disciplinato dal DM 2 maggio 2006.

⁴ Il DLgs 387/2003 è entrato in vigore il 15 febbraio 2004.

⁵ Nel corso dell'anno 2007 la corresponsione dei certificati verdi ai rifiuti è sospesa in base ai commi 1117 e 1118 della legge 296/2006 (legge finanziaria 2007).

⁶ In base all'art. 5 del DLgs 36/2003 – “*Obiettivi di riduzione del conferimento di rifiuti in discarica*” – è previsto un piano di riduzione progressiva del conferimento in discarica della frazione biodegradabile dei RU da raggiungersi a livello degli ATO, o qualora questi ultimi non siano costituiti, a livello provinciale. Questi gli obiettivi di riduzione:

Vengono, inoltre, imposte rigide prescrizioni tecniche relative alla realizzazione e gestione delle nuove discariche, a cui anche le discariche già esistenti dovranno attenersi, ed infine si disciplinano i costi di smaltimento, riequilibrando il vecchio sistema di gestione.

Riferendosi ai criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, il DM 13 marzo 2003, riguardo il contributo delle frazioni organiche, impone il divieto di smaltimento in discarica di molte tipologie di rifiuti ad elevato contenuto organico, *dirottandole verso forme di trattamento termico*. Inoltre in base all'art. 6, comma 1, lettera *p*) del DLgs 36/2003, riguardante i “*rifiuti non ammessi in discarica*”, è previsto il divieto, a partire dal 01/01/2007, di smaltire in discarica rifiuti con PCI maggiore di 13.000 kJ/kg. Risultando più oneroso lo smaltimento in discarica, ne dovrebbe conseguire il ricorso ad altre forme di trattamento, quali quello termico.

L'analisi delle scelte adottate a livello regionale evidenzia come molto del CDR prodotto, in assenza di impianti dedicati a recupero energetico, venga stoccato ancora in discarica, anche se, con le nuove disposizioni normative, è auspicata un'inversione di tendenza [2.2].

In termini di recupero energetico, comunque, i riferimenti primari a cui attenersi sono la *direttiva europea 2000/76/CE* sull'incenerimento dei rifiuti e il *Decreto Legislativo n. 133/2005* che la recepisce. In particolare quest'ultimo ha tra le sue finalità – art. 1, comma 2 – quella di disciplinare i valori limite di emissione, i metodi di campionamento, di analisi e di valutazione degli inquinanti derivanti dagli impianti, di stabilire i criteri e le norme tecniche generali riguardanti le caratteristiche costruttive, funzionali e gestionali degli impianti con particolare riferimento alle esigenze di assicurare una protezione integrata dell'ambiente, nonché i criteri temporali di adeguamento degli impianti alle nuove disposizioni.

Per quanto concerne il suo possibile impiego, il CDR viene utilizzato a norma dell'allegato 2, suballegato 3, del DM 5 febbraio 1998, come combustibile alternativo in co-combustione con altre fonti primarie o in coincenerimento con altri rifiuti.

Per quanto riguarda l'impiego del CDR in impianti dedicati e non, le caratteristiche chimico fisiche minimali – riportate nella tabella 2.1 – sono regolamentate al punto 1 del suballegato 1, dell'allegato 2, del DM 5 febbraio 1998, il quale individua inoltre, sotto la voce *attività e metodi di recupero*, i criteri progettuali ed operativi degli impianti utilizzatori ed i valori limite per le emissioni in atmosfera degli inquinanti.

-
- a) entro 5 anni (27/03/2008) i rifiuti urbani biodegradabili (RUB) dovranno essere inferiori a 173 kg/anno per abitante;
 - b) entro 8 anni (27/03/2011) i RUB dovranno essere inferiori a 115 kg/anno per abitante;
 - c) entro 15 anni (27/03/2018) i RUB dovranno essere inferiori a 81 kg/anno per abitante.

**Tabella 2.1 - Caratteristiche richieste per il CDR secondo il DM 5 febbraio 1998
(o norma UNI 9903-1)**

Parametro	Unità di Misura	Valore Limite
Potere Calorifico Inferiore	kJ/kg t.q.	min. 15.000
Umidità	% peso t.q.	max. 25
Ceneri	% peso t.q.	max. 20
Cloro	% peso t.q.	max. 0,9
Zolfo	% peso t.q.	max. 0,6
Piombo	mg/kg s.s.	max. 200
Cromo	mg/kg s.s.	max. 100
Rame (composti solubili)	mg/kg s.s.	max. 300
Manganese	mg/kg s.s.	max. 400
Nichel	mg/kg s.s.	max. 40
Arsenico	mg/kg s.s.	max. 9
Cadmio + Mercurio	mg/kg s.s.	max. 7

Legenda: t.q. = materiale tal quale; s.s. = sostanza secca

In particolare, al punto 1.3 – *Attività e metodi di recupero* – vengono fissate le condizioni attraverso il rispetto delle quali può essere effettuato il recupero energetico del rifiuto mediante combustione:

- 1) *impianti dedicati a recupero energetico dei rifiuti di potenza termica nominale non inferiore a 10 MW;*
- 2) *impianti industriali di potenza termica nominale non inferiore a 20 MW per la co-combustione.*

Inoltre gli impianti devono essere provvisti di:

- a) un bruciatore pilota a combustibile gassoso o liquido (nel caso di forni industriali tale componente non è previsto);
- b) alimentazione automatica del combustibile;
- c) regolazione automatica del rapporto aria/combustibile anche nelle fasi di avviamento (nel caso di forni industriali tale componente non è previsto);
- d) controllo in continuo dell'ossigeno, del CO (monossido di carbonio), delle polveri, degli NO_x (ossidi di azoto), dell'acido cloridrico, della temperatura nell'effluente gassoso, nonché degli altri inquinanti di cui al suballegato 2, paragrafo 1, lettera a) nonché della temperatura nella camera di combustione.

È previsto anche che gli impianti debbano garantire in tutte le condizioni di esercizio i seguenti requisiti minimi operativi:

- a) temperatura minima dei gas nella camera di combustione di 850 °C raggiunta anche in prossimità della parete interna;
- b) tempo di permanenza minimo dei gas nella camera di combustione di 2 secondi.

Vanno rispettati, infine, i seguenti valori limite alle emissioni riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi anidri dell'11% in volume riportati in tabella 2.2.

Tabella 2.2 - Valori limite delle emissioni riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi anidri dell'11%

Zinco ⁽¹⁾	5 mg/Nm ³
Ossidi di azoto (come valore medio giornaliero)	200 mg/Nm ³
PCDD + PCDF (come diossina equivalente) ⁽²⁾	0,1 ng/Nm ³
Idrocarburi policiclici aromatici (IPA) ⁽²⁾	0,01 mg/Nm ³

(1) come valore medio rilevato per un periodo di campionamento di 1 h

(2) come valore medio rilevato per un periodo di campionamento di 8 ore

Per gli altri inquinanti si applicano i valori limite di emissione fissati nel suballegato 2 dell'allegato 2.

Nel caso di impiego simultaneo in impianti industriali con combustibili autorizzati, viene fissato al 60% del calore totale prodotto dall'impianto in qualsiasi fase di funzionamento il valore massimo del calore prodotto dal rifiuto; i valori limite di emissione da applicare all'impianto devono essere calcolati come indicato al suballegato 3 dell'allegato 2. La co-combustione non è consentita nei forni per la produzione di calce alimentare.

2.3 Modalità di utilizzazione del CDR

Il CDR [2.1] trova impiego nell'ambito del recupero energetico, inteso sotto forma di energia elettrica e/o termica, sia in impianti dedicati⁷ sia, in aggiunta ai combustibili solidi tradizionali, in quelli industriali esistenti, tipicamente costituiti da:

- cementifici
- centrali termoelettriche
- impianti per la produzione della calce
- impianti siderurgici
- centrali termiche per teleriscaldamento.

Negli impianti dedicati il CDR viene valorizzato attraverso un processo di combustione, mentre negli impianti industriali esistenti viene utilizzato in co-combustione, ossia alimentando i forni contemporaneamente col CDR e con altri combustibili convenzionali.

Dal punto di vista tecnico, la combustione di CDR in impianti dedicati non evidenzia problemi, in quanto le tecnologie disponibili sul mercato, sia in termini di termovalorizzazione che di depurazione dei fumi, garantiscono il rispetto dei vincoli imposti dalla normativa.

⁷ Gli impianti "dedicati" sono impianti costruiti appositamente per la combustione del CDR ai fini della termovalorizzazione. Dal punto di vista tecnico sono simili agli inceneritori di RU ma differiscono da questi ultimi per le caratteristiche chimico-fisiche del materiale d'alimentazione. Il CDR, infatti, grazie ai trattamenti a cui è sottoposto durante la sua produzione, presenta rispetto al rifiuto tal quale una minore concentrazione di inquinanti, un basso livello di umidità e di frazioni inerti, ed un elevato potere calorifico.

Per quanto riguarda invece l'impiego del CDR in impianti industriali esistenti, allo stato attuale la co-combustione è una tecnica non ancora sufficientemente consolidata per garantire il rispetto degli standard normativi. Tale pratica quindi necessita di ulteriori verifiche sperimentali prima di poter essere applicata su vasta scala. L'utilizzo di CDR in questo secondo caso, inoltre, necessita di un trattamento di preparazione più spinto, soprattutto per quanto riguarda il contenuto di umidità e la pezzatura del materiale. Sono ancora da chiarire, infine, alcune problematiche riguardo il maggior contenuto di composti alogenati e di metalli presenti nel CDR rispetto ai combustibili convenzionali, che potrebbero dare luogo a problemi di corrosione degli impianti e di inquinamento delle ceneri di combustione impedendone il riutilizzo.

2.3.1 Utilizzo del CDR in Italia

In Italia il CDR prodotto viene impiegato principalmente nei cementifici tramite la co-combustione con altri combustibili convenzionali. Nella tabella 2.3 viene riportato l'elenco dei cementifici che in Italia al 2004 avevano adottato il co-incenerimento del CDR [2.13].

Al 2004 in Italia erano operanti 61 cementifici, di cui solo 5 impiegavano CDR per la co-combustione⁸. La loro capacità totale di produzione di clinker ammontava a 4,6 milioni di tonnellate all'anno. La percentuale di sostituzione di combustibile è stata pari all'1,5% rispetto al 20% teorico.

Tabella 2.3 - Co-combustione di CDR nei cementifici in Italia

Impianto	Capacità [t/anno]
1) Caserta	480.000
2) Merone (Co)	1.460.000
3) Morano (Al)	260.000
4) Ravenna	380.000
5) Robilante (Cn)	2.000.000
Totale	4.580.000

Nelle centrali elettriche italiane l'impiego di CDR non è diffuso. Solo tre impianti sono in fase di prova e stanno valutando la possibilità di utilizzare il CDR come combustibile secondario in aggiunta al carbone: la loro capacità di co-combustione teorica è circa 1,2 milioni di tonnellate all'anno.

⁸ Nell'industria del cemento il DM 5 febbraio 1998 ha modificato le modalità di impiego dei combustibili secondari; prima di allora venivano comunemente utilizzati pneumatici (circa 50.000 t/anno), plastiche ed oli esausti.

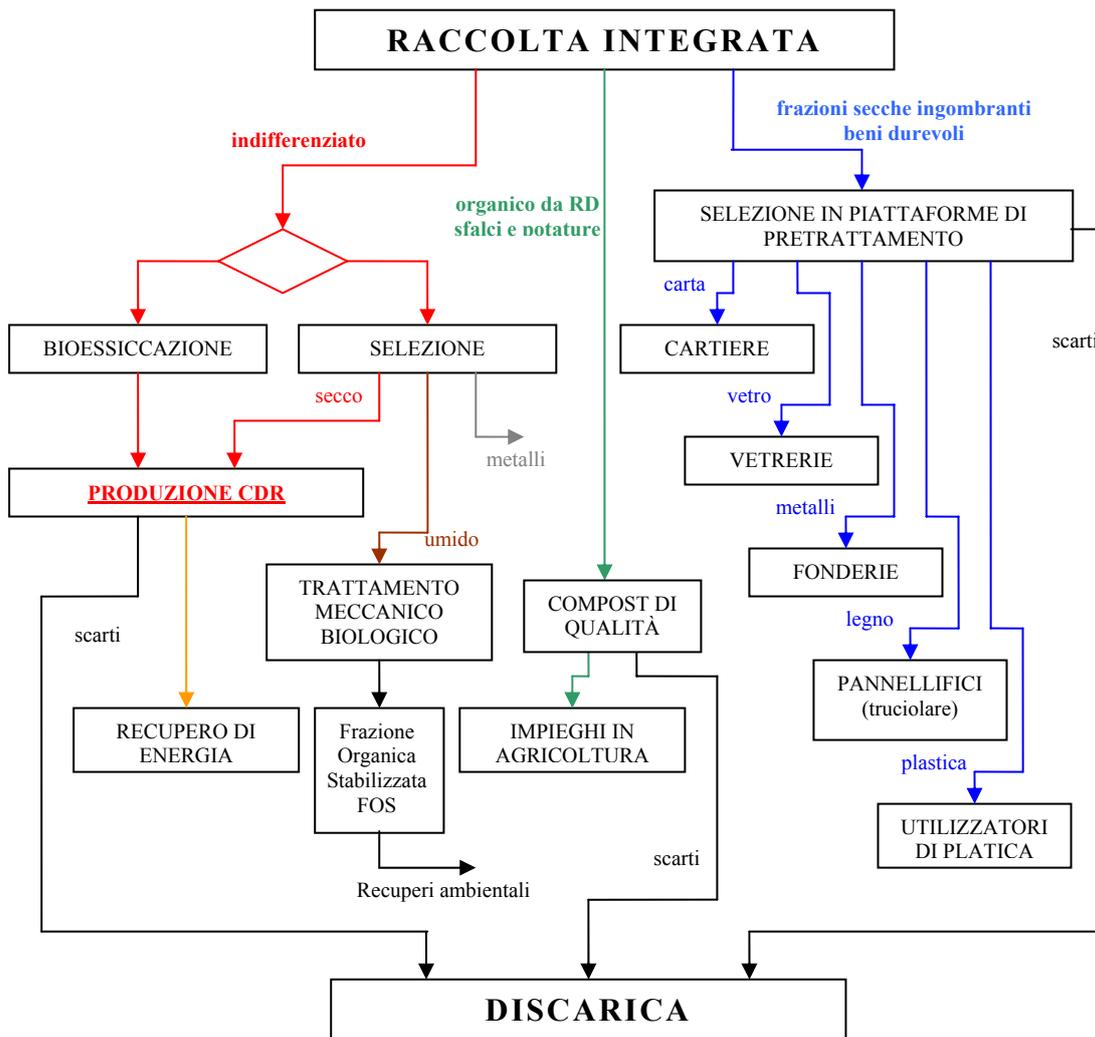
2.4 Processo di produzione del CDR

Scopo del processo di produzione del CDR è l'ottenimento un prodotto sufficientemente omogeneo, privo di sostanze inquinanti e con un buon potere calorifico, in modo da poter essere impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti dedicati o in impianti produttivi in sostituzione di combustibili convenzionali.

Le piattaforme dedicate alla produzione di CDR rientrano nel gruppo di impianti destinati al trattamento intermedio dei RU e speciali indifferenziati, residui non riciclabili della RD. Questi impianti sono inseriti in schemi dove il recupero energetico viene effettuato su una frazione ottenuta da diversi trattamenti che vanno da semplici triturazioni, o separazione della frazione fine, alla separazione dell'umido e, per l'appunto, alla produzione di CDR.

Le varie modalità realizzative dipendono dalle diverse destinazioni d'uso come, ad esempio, forni dedicati, coincenerimento e co-combustione, e dal tipo di combustore utilizzato. La figura 2.1 rappresenta lo schema di gestione dei rifiuti in un sistema integrato, e mostra la localizzazione dell'attività di produzione del CDR.

Figura 2.1 - Schema per la gestione integrata dei rifiuti a valle della RD

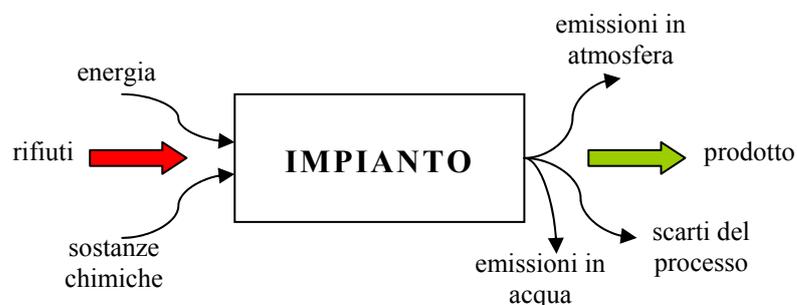


In questa ottica bisogna considerare sia i flussi in ingresso, cioè materia ed energia necessarie all'attività da svolgere, sia quelli in uscita, ossia il prodotto, gli scarti e le emissioni.

Uno dei maggiori problemi riscontrati nel trattamento dei RU è legato proprio alla eterogeneità con cui essi si presentano. La produzione di CDR ed il suo impiego finale sono fortemente condizionati dai diversi fattori locali di provenienza e dalla tipologia dei rifiuti disponibili, a tal punto da poter asserire che ogni produttore *“viene a trovarsi in condizione tali da dover mettere in atto una propria tecnica personalizzata di produzione”* [2.1].

In linea di principio, in tema ambientale, i processi di trattamento dei rifiuti, compresi quelli finalizzati al recupero energetico, devono essere inquadrati ed analizzati secondo lo schema generale di base, riportato in figura 2.2.

Figura 2.2 - Schema di base



2.4.1 Metodi di produzione

Il CDR viene prodotto attraverso una serie di trattamenti di tipo meccanico-biologico, partendo da una selezione di composto secco-umido e biostabilizzando la frazione organica. La massa da trattare viene sottoposta ad un pretrattamento consistente nella separazione della parte combustibile da quella biodegradabile. Per ottenere un combustibile qualificato (CDR-Q), rispondente agli standard fissati dalla normativa⁹, il trattamento della frazione secca deve essere piuttosto *“spinto”* [2.11].

In ingresso all'impianto di produzione, il flusso di rifiuti, già sottoposto alla fonte ad un trattamento di separazione selettiva, subisce una fase d'ispezione visiva al fine di individuare e separare le frazioni che potrebbero causare problemi operativi o danneggiare qualitativamente il CDR come prodotto. Nel processo di produzione, uno stadio importante a cui viene sottoposto il flusso di rifiuti è la *vagliatura*.

⁹ Il CDR di qualità CDR-Q è definito dal DLgs n.192/06, art. 183, lettera s) come “combustibile classificabile, sulla base delle norme tecniche UNI 9903-1 e successive modifiche ed integrazioni, come RDF di qualità elevata [...]”.

Tale pratica, che in genere viene effettuata sia a monte che a valle delle operazioni di riduzione della pezzatura, serve ad eliminare alcuni composti pericolosi, quali i metalli pesanti, che si depositano nelle frazioni più fini. L'eliminazione avviene tramite operazioni, anche in successione, di selezione eseguite attraverso vagli con diverse aperture delle maglie.

Per quanto riguarda la riduzione del contenuto di cloro, contenuto in gran parte nei manufatti in PVC, essendo la vagliatura poco efficace, si procede con sistemi di classificazione aeraulica-pneumatica, che operano una separazione basata sulle diverse densità dei composti, ma soprattutto con sistemi di selezione automatica come, ad esempio, i sistemi a spettrografia NIR (*Near InfraRed*) oppure quelli a sensori multipli.

Sulla frazione umida¹⁰ (sottovaglio) separata per vagliatura o sull'intera massa in ingresso – in questo caso la frazione organica rimane inglobata nel prodotto finale – viene effettuato un trattamento di stabilizzazione biologica allo scopo di diminuire il contenuto d'umidità incrementando di conseguenza la produzione specifica di CDR.

Infine, per abbassare il rischio di danni alle apparecchiature dell'impianto ed al fine di migliorare le qualità del CDR, durante il processo di produzione sono previsti uno o più stadi di rimozione dei metalli: nel caso di metalli ferrosi viene impiegato un separatore magnetico mentre quelli non ferrosi vengono sottoposti ad un sistema di separazione a correnti indotte. Entrambe le tipologie di metalli risultano essere potenzialmente riciclabili.

Nello schema di figura 2.3, a partire dal più semplice al più complesso, vengono riportate le possibili alternative di produzione di CDR a partire dal sovrvallo secco.

Alla luce di ciò, si evince come la qualità richiesta del CDR e la tipologia di rifiuto disponibile da cui viene ricavato determinino, nel processo di produzione, la serie di trattamenti da attuare. Tali scelte vengono individuate anche in base all'influenza che hanno sui quantitativi di scarto da avviare in discarica. A riguardo si contrappongono due diverse strategie di trattamento: la selezione *attiva* e quella *passiva*.

La prima è finalizzata a rilevare solamente le frazioni ad alto potere calorifico e ridotto contenuto di inquinanti, generando in uscita un maggiore quantitativo di scarti da smaltire in discarica.

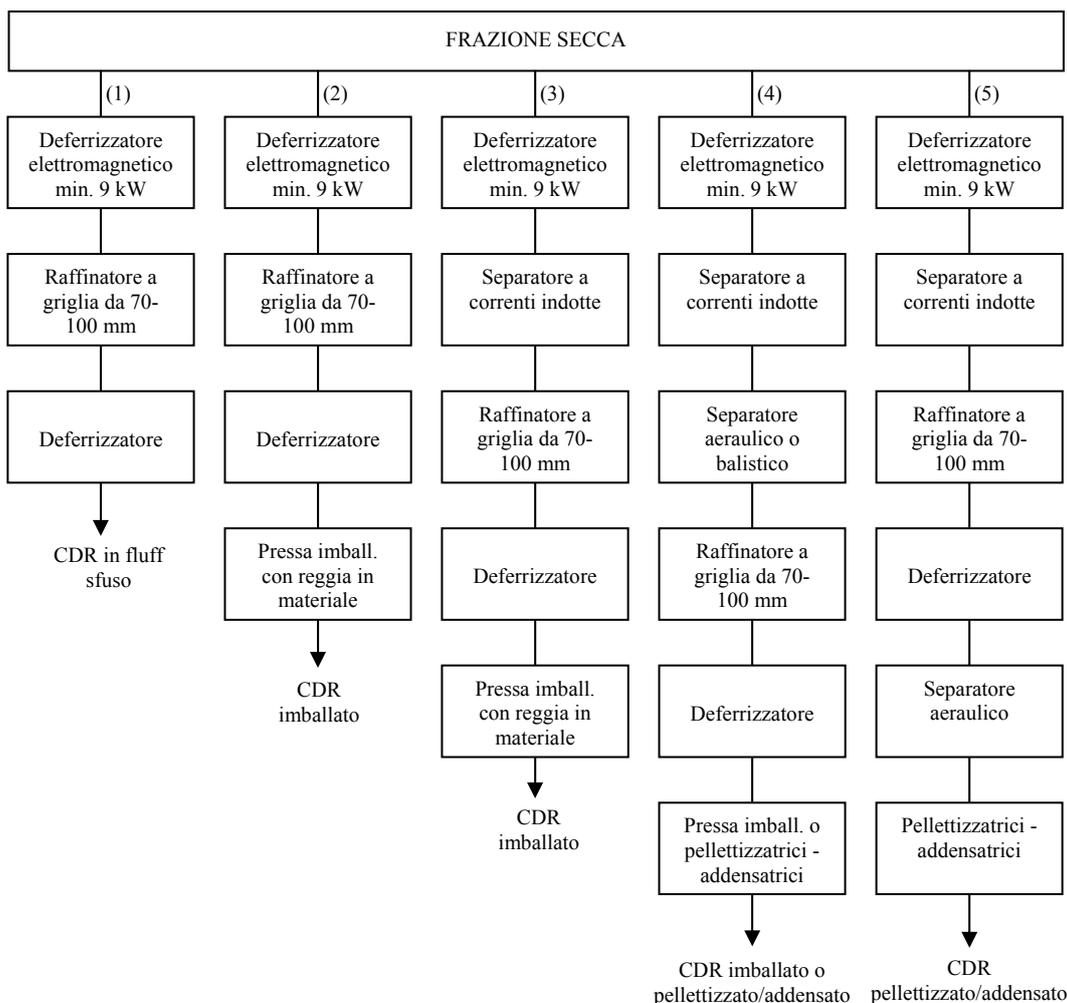
La selezione passiva, invece, è limitata alla sola separazione delle frazioni indesiderate (plastiche clorurate, metalli, inerti, frazioni organiche ad elevato contenuto di umidità), aumentando la resa quantitativa del CDR e riducendo gli scarti.

Al termine del processo di produzione possono essere previsti altri trattamenti quali ulteriori riduzioni di pezzatura, compattazione, conferimento in balle e formatura di *pellets*, bricchette e *chips*. L'introduzione di questi trattamenti deriva da esigenze tecniche e commerciali dettate dall'utilizzatore o da motivazioni legate al trasporto. A seconda della destinazione finale il CDR fluff ottenuto può essere:

¹⁰ Nel caso in cui la biostabilizzazione aerobica avvenga solo sulla frazione umida, si ottiene in uscita dal trattamento la frazione organica stabilizzata (FOS) destinata di norma allo smaltimento in discarica.

- addensato (densità in mucchio > 300 kg/m³) per forni a griglia o a letto fluido bollente;
- pellettizzato (densità in mucchio > 600 kg/m³) per forni a griglia o a letto fluido ricircolato;
- pressato in balle per forni a griglia alimentati con CDR fluff.

Figura 2.3 - Possibili alternative per la produzione di CDR

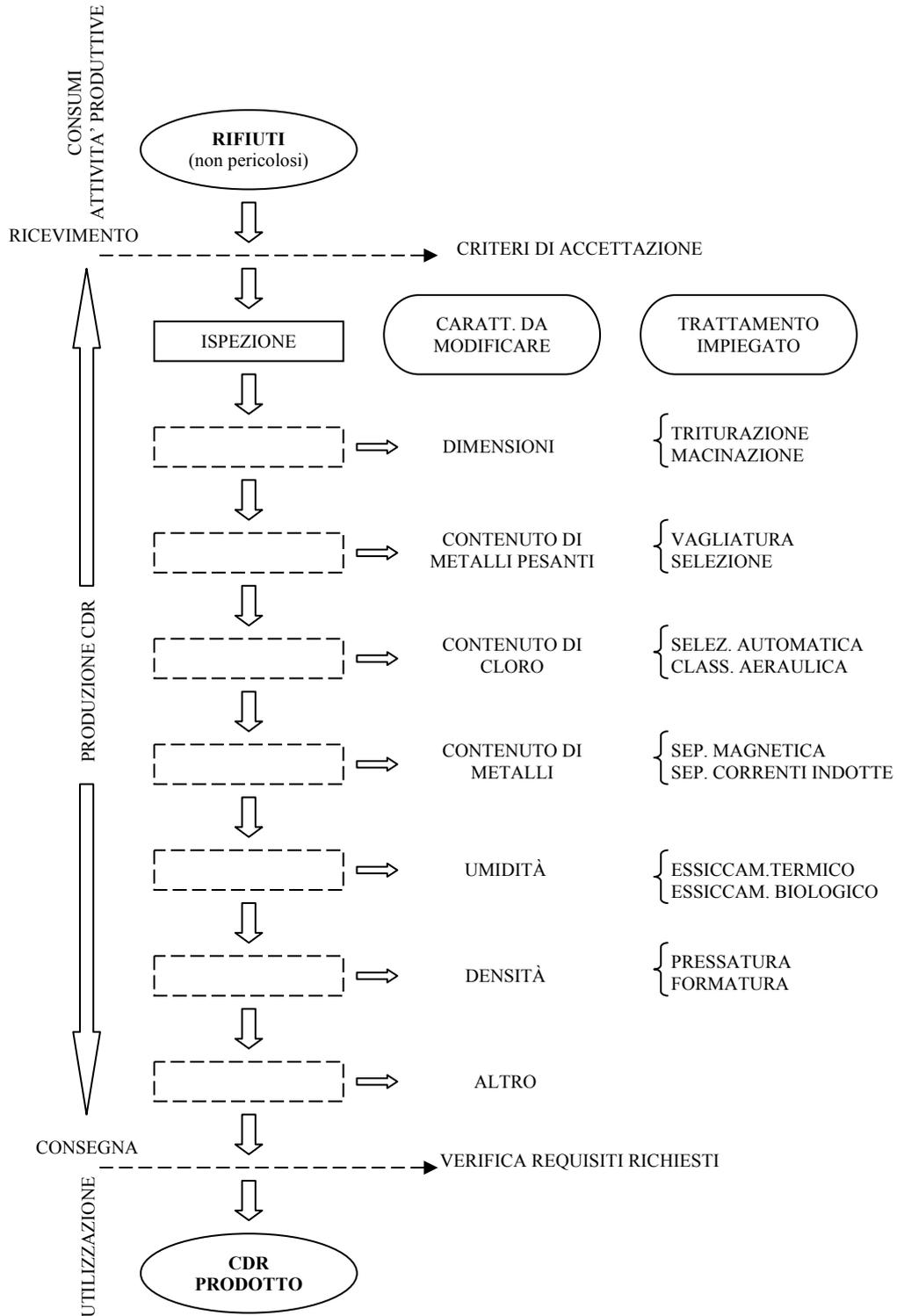


NOTE

- (1), (2) Linee semplificate, necessitano di un raffinatore in grado di accettare materiali intriturbabili con danni minimi al sistema di taglio
- (3) Come le precedenti ma dotata di un separatore di metalli non ferrosi, anche in questo caso non è garantita l'eliminazione di materiali intriturbabili
- (4) Linea più complessa con l'inserimento di un separatore aeraulico o balistico con il preciso scopo di salvaguardare il sistema di taglio del raffinatore. La separazione aeraulica è più efficiente ma con maggiori probabilità di ingolfamenti dovuti alla pezzatura grossolana del materiale
- (5) Maggiore complessità per la produzione di CDR pellettizzato o addensato dove la separazione aeraulica è inserita a valle del raffinatore (pertanto il raffinatore deve essere del tipo previsto nelle linee 1 e 2), con lo scopo di eliminare materiali pesanti ferrosi e non ferrosi, inerti e plastiche rigide per salvaguardare le filiere delle pellettizzatrici che diversamente si otturerebbero. In questo caso potrebbe essere omesso il separatore a correnti indotte.

I processi di trattamento finalizzati alla produzione di CDR cambiano quindi in funzione della tipologia di prodotto che si vuole realizzare. Le fasi ed i trattamenti a cui deve essere sottoposto il flusso di rifiuti al fine di ottenere il CDR sono riassunti nello schema generale di figura 2.4.

Figura 2.4 - Schema generale per la produzione di CDR



Qualora si volesse conseguire un valore elevato del Potere Calorifico Inferiore (PCI) del combustibile, è necessario ridurre il contenuto di umidità presente nella massa in lavorazione. Per ottenere questo risultato, durante il processo viene effettuato uno stadio di essiccamento, attuato per via termica e/o biologica.

In alternativa quindi al processo meccanico-biologico di separazione e stabilizzazione dell'organico e di trattamento più o meno spinto della frazione secca al fine di ottenere un combustibile ad elevato PCI, si può realizzare anche un processo di bioessiccazione. Con tale pratica, effettuata in appositi reattori, in biotunnel o in biocelle con areazione forzata, la reazione di fermentazione della parte organica avviene insieme con gli altri rifiuti. Riscaldando la massa si determina un'essiccazione-biostabilizzazione non solo della frazione organica ma anche di altre frazioni quali carta, legno, plastica ecc...

A causa dell'ossidazione della frazione organica e dell'essiccazione delle altre frazioni si ha una perdita di massa di circa il 25%, mentre il valore del PCI del materiale che si ottiene dopo 14 giorni di permanenza nei reattori è di circa 15.000 kJ/kg [2.11]. Il bioessiccato così ottenuto presenta un livello di umidità di circa il 20% ed è già destinabile al recupero energetico; ma, per diventare CDR a norma, deve subire ulteriori trattamenti, quali vagliatura del fine, deferrizzazione, asportazione dei metalli non ferrosi, separazione aerea degli inerti ed altri materiali ad elevata densità, eventuale triturazione secondaria, addensamento o pellettizzazione o semplice pressatura. Il CDR in uscita presenta un valore del PCI superiore a 17.000 kJ/kg, contiene una parte di sostanza organica biostabilizzata e bioessiccata, corrisponde a circa il 45-50% del rifiuto in ingresso e può essere bruciato in forni, ad esempio, a letto fluido ed a griglia mobile.

Il CDR infine può essere prodotto anche attraverso un trattamento anaerobico dei rifiuti nel quale tuttavia oltre al combustibile vengono ricavati altri prodotti. Nelle tabelle 2.4 e 2.5 [2.11] sono riportati rispettivamente i valori delle quantità di materiali ed energia prodotti in uscita da un impianto di selezione e trattamento anaerobico e quelli relativi ad un impianto di essiccazione biologica.

2.4.2 Caratteristiche chimico-fisiche del CDR

Le caratteristiche del CDR sono assoggettate al processo con il quale viene realizzato; in ogni caso bisogna attenersi sempre alla normativa vigente che, come accennato già nel paragrafo 2.2, definisce le caratteristiche chimico-fisiche minimali del CDR (tabella 2.1 a pag. 24).

I valori normati dal Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998 e dalla norma UNI 9903 sono mostrati in tabella 2.6.

Tabella 2.4 - Impianto di trattamento anaerobico della frazione organica

Frazione da cui è possibile recuperare energia	Quantità prodotte (kg/t di RU)	Potere Calorifico (MJ/kg)	
		Inferiore	Superiore
biogas	117,5	15,4	16,8
residuo leggero	37,3	12,4	21,5
CDR	257,2	17	25,8
frazione legnosa	14	4,9	10
Frazione da cui non è possibile recuperare energia	Quantità prodotte (kg/t di RU)	Destinazione dei materiali	
ferrosi	32	rottamatori	
fibre	51,7	compost	
non ferrosi	6,3	recupero di materiali	
Sabbia	84,2	materiale da costruzione (dopo trattamento)	
inerti	51,7		

Tabella 2.5 - Impianto di bioessiccazione

Frazione da cui è possibile recuperare energia	Quantità prodotte (kg/t di RU)	Potere Calorifico (MJ/kg)	
		Inferiore	Superiore
CDR	460	16,6	19,9
Frazione da cui non è possibile recuperare energia	Quantità prodotte (kg/t di RU)	Destinazione dei materiali	
ferrosi	32	rottamatori	
non ferrosi	8	recupero do materiali	
inerti	48,6	riuso	

Tabella 2.6 - Caratteristiche CDR secondo il DM 5 febbraio 1998 e la norma UNI 9903

Parametro	Unità di Misura	CDR qualità elevata norma UNI 9903	CDR qualità normale norma UNI 9903 e DM 5-2-98
PCI	kJ/kg t.q.	> 20.000	> 15.000
Umidità	t.q.	< 18%	< 25%
Ceneri	t.q.	< 15%	< 20%
Cloro	t.q.	< 0,7%	< 0,9%
Zolfo	t.q.	< 0,3%	< 0,6%
Piombo volatile	mg/kg s.s.	< 100	< 200
Cromo	mg/kg s.s.	< 70	< 100
Rame	mg/kg s.s.	< 50	< 300
Manganese	mg/kg s.s.	< 200	< 400
Nichel	mg/kg s.s.	< 30	< 40
Arsenico	mg/kg s.s.	< 5	< 9
Cadmio	mg/kg s.s.	< 3	< 7
Mercurio	mg/kg s.s.	< 1	

Legenda: t.q. = materiale tal quale; s.s. = sostanza secca

Fonte: Pirelli Ambiente

In tabella 2.7 vengono invece confrontati i valori caratterizzanti i CDR prodotti con il processo Herhof-Ladurner, nell'impianto di Fusina, e quello Pirelli. Bisogna sottolineare comunque che, sul territorio nazionale, molti degli impianti autorizzati alla produzione di CDR non producono CDR a norma, ossia i valori caratterizzanti i combustibili sfiorano i limiti legislativi. Purtroppo, data l'eterogeneità del prodotto, è difficile poter classificare i CDR: infatti, come descritto nei paragrafi precedenti, parametri quali la resa la presenza più o meno di inerti ed altri materiali o altri fattori quali la pezzatura, dipendono esclusivamente dai trattamenti cui i CDR sono sottoposti.

Un altro fattore che partecipa alla eterogeneità della composizione dei CDR è il flusso d'origine, ossia le caratteristiche dei rifiuti. Nella tabella 2.8, è riportata la composizione tipica del CDR ricavato dai RU e presente sul territorio italiano [2.13].

Tabella 2.7 - Caratteristiche CDR Pirelli e CDR con metodo Herhof-Ladurner

Parametro	Unità di Misura	CDR Pirelli ⁽¹⁾ (valori medi)	CDR Fusina ⁽²⁾ (valori medi)
PCI	kJ/kg t.q.	20.857	18.213
Umidità	t.q.	3,09%	10,43%
Ceneri	t.q.	14,08%	17,88%
Cloro	t.q.	0,28%	0,49%
Zolfo	t.q.	0,12%	0,25%
Piombo volatile	mg/kg s.s.	46,7	70,1
Cromo	mg/kg s.s.	63,1	27,8
Rame	mg/kg s.s.	42,1	78,5
Manganese	mg/kg s.s.	98,7	126,7
Nichel	mg/kg s.s.	0,85	15,9
Arsenico	mg/kg s.s.	3,21	< 4
Cadmio	mg/kg s.s.	0,18	2,9
Mercurio	mg/kg s.s.	0,38	< 0,2

Legenda: t.q. = materiale tal quale; s.s. = sostanza secca

(1) Fonte: Pirelli Ambiente

(2) Fonte: Vesta SpA

Tabella 2.8 - Composizione standard del CDR in Italia

Frazione del rifiuto	[%]
Plastica	23
Carta	44
Legno	4,5
Tessuti	12
Altro	14
Materiale indesiderato (vetro, roccia, metalli)	2,5
CDR	100

Fonte: Eni Ambiente (2002)

Per quanto riguarda il CDR le caratteristiche più importanti sono:

1. il potere calorifico inferiore;
2. il contenuto in acqua;
3. il contenuto in ceneri;
4. i contenuti in zolfo e cloro.

Tali valori sono condizionati dalle fonti (abitazioni, uffici, industria ecc...), dal sistema di raccolta dei rifiuti e dai diversi trattamenti adottati (vagliatura, separazione, macinazione ed essiccazione). Di seguito si riportano i valori medi delle principali caratteristiche del CDR in funzione delle fonti (tabella 2.9) [2.13].

Tabella 2.9 - Caratteristiche del CDR in relazione alle fonti

Origine della fonte	PCI [kJ/kg]	Residuo in ceneri [%]	Cl [%]	S [%]	Acqua [%]
Residenziale	12.000÷16.000	15÷20	0,5÷1,0	0,1÷0,2	10÷35
Commerciale	16.000÷20.000	5÷7	< 0,1÷0,2	< 0,1	15÷20
Industriale	18.000÷21.000	10÷15	0,2÷1,0	< 0,1	3÷10
Costruzioni e demolizioni	14.000÷15.000	1÷5	< 0,1	< 0,1	15÷25

Anche se i valori riscontrati dalle analisi e le interpretazioni statistiche non sono ancora stati armonizzati, si è riscontrato una soddisfacente consistenza dei risultati riportati dai vari esami effettuati sui CDR, attraverso i quali si è rilevato come i PCI dei CDR sono soddisfacenti per tutte le filiere di rifiuti oggetto di separazione alla fonte, con valori che si attestano tra i 20 e 23 MJ/kg, in genere molto più alti dei valori tipici per CDR ricavati da RSU misti, circa 13 MJ/kg, o tal quali, circa 8÷11 MJ/kg.

Inoltre per i CDR di origine industriale, i contenuti di umidità sono più bassi, circa 11÷17%, a fronte di un 25÷34% per quelli da RU; anche le percentuali le ceneri sembrano risultare più contenute (7÷10%) rispetto alle altre filiere (10÷16%).

Per quanto riguarda il contenuto in cloro (Cl), influenzato dal livello di plastiche presenti nella matrice in ingresso, si registrano valori relativamente alti (0,3÷0,7%) per tutte le filiere, con valori più bassi per il settore industriale e commerciale.

Infine il contenuto di zolfo si attesta praticamente sullo stesso valore per tutte le filiere.

Nella tabella 2.10, si riportano i valori delle caratteristiche dei CDR in funzione delle principali fonti e relativi ad impianti esistenti [2.13].

Comunque, a prescindere dal metodo di produzione adottato, in generale questi combustibili alternativi possono raggiungere elevate caratteristiche qualitative, riassumibili in un basso contenuto di umidità ed un alto PCI, in grado di poter essere impiegati in impianti dedicati per la produzione di energia elettrica e/o termica mediante termovalorizzazione.

Tabella 2.10 - Caratteristiche del CDR in relazione alle fonti in impianti esistenti

Origine della fonte	PCI [kJ/kg]	Residuo in ceneri [%]	Umidità [%]	Forma fisica
Carbone fossile	29.300	3÷11	3÷12	a pezzi
Lignite	12.600	15÷20	3÷40	a pezzi
Lignite S. Barbara	8.400	18	45	a pezzi
Torba italiana	14.200	5÷25	25÷35	terriccio
Sansa esausta da olive	16.700	-	-	granulare
Legno	15.900	0,5÷3	15÷45	a pezzi
RU Italia	5.300	32	40	tal quale
RU Milano	6.500	-	25	tal quale
CDR Milano	14.500	-	15	fluff
RU Roma	5.900	-	25	tal quale
CDR Roma	16.700	-	6	fluff
RU Puglia	4.200	35	40	tal quale
CDR Puglia	12.600	18	20	fluff
RU Bari	4.600	30	40	tal quale
CDR Bari	16.300	20÷25	20÷30	fluff

2.4.3 Stime sulla reperibilità sul territorio nazionale

La distribuzione degli impianti di trattamento meccanico-biologico sul territorio nazionale, non essendo strettamente vincolati al sistema strutturato di raccolte differenziate, risulta piuttosto omogenea. A livello di macroaree, al Nord è localizzato il 47,9% del totale degli impianti presenti, al Centro il 25,5% mentre al Sud la percentuale si attesta al 26,6%.

Nella tabella 2.11 viene riportato il censimento degli impianti autorizzati alla produzione di CDR con annesse indicazioni relative alla potenzialità.

Come si evince dalla tabella, il numero complessivo di impianti per il 2003 ammonta a 54, di cui solamente 30 in esercizio. In particolare al Nord sono situati 22 impianti, 16 al Centro e 16 al Sud. I dati fanno registrare una potenzialità complessiva pari a 7.602.585 tonnellate.

È necessario precisare comunque che molti degli impianti autorizzati alla produzione di CDR non producono CDR a norma.

Tabella 2.11 - Quadro impiantistico al 2005 del trattamento e della produzione di CDR¹¹

Regione	Provincia	Comune	Potenzialità RU (t/a)	Potenzialità produttiva teorica di CDR (t/a)	Stato	Anno avviamento
Piemonte	AL	Alessandria	70.000	21.000	Operativo	2000
	CN	Roccavione	26.200	24.000	In avviamento	2003
	TO	Pinerolo	50.000	12.500	Operativo	2002
	BI	Cavaglià	120.000	50.000	In avviamento	2003
	CN	Villafalletto	60.000	24.000	Nuovo impianto	2004
Lombardia	BG	Bergamo	60.000	24.000	Operativo	2001
	LC	Ponticello Brianza	25.000	10.000	Operativo	2001
	LO	Montanaso	60.000	30.000	Operativo	2000
	MI	Lacchiarella	60.000	24.000	In avviamento	2003
	MN	Ceresara	70.000	21.000	Operativo	1990
	MN	Pieve di Coriano	70.000	21.000	Operativo	1990
	PV	Parona	200.000	120.000	Operativo	2000
	PV	Corteolona	160.000	64.000	Operativo	2001
Veneto	PV	Giussago	80.000	26.400	Operativo	2000
	RO	Rovigo	105.000	12.500	Operativo	2001
	VE	Fusina	150.000	82.500	Operativo	2001
	VE	Dolo	62.400	20.592	Operativo	2001
Friuli V.G.	VR	Verona (Ca' del Bue)	156.000	51.000	Operativo	2002
	PN	Aviano	93.600	30.888	Operativo	2000
Emilia R.	UD	Udine	75.000	24.300	Operativo	1992
	BO	Sant'Agata Bolognese	90.000	33.000	Operativo	2000
Toscana	RA	Ravenna	180.000	70.000	Operativo	2000
	FI	Sesto Fiorentino	205.200	12.000	Operativo	1996
	LI	Porto Azzurro	27.000	9.700	Operativo	1998
	LI	Rosignano	93.000	30.690	Operativo	2000
	LU	Piombino	70.000	20.000	Nuovo impianto	2004
	LU	Massarosa (Pioppogatto)	120.000	39.600	In collaudo	2002
	LU	Galliciano	30.000	21.000	Operativo	2002
Umbria	PO	Prato	150.000	77.000	Operativo	2001
	PG	Foligno	62.000	20.460	Operativo	2002
Marche	MC	Tolentino/Pollenza	80.000	8.000	Operativo	2000

¹¹ Commissione Nazionale ex art. 3 comma 2 del DLgs 372/99 (a cura della), Rapporto tecnico, *Schema di rapporto finale relativo alle linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per gli impianti di selezione, produzione di CDR e trattamento di apparecchiature elettriche ed elettroniche dismesse*, pp. 18-19.

Lazio	FR	Colfelice	185.000	15.500	Operativo	1996
	RM	Albano Laziale	200.000	60.000	Operativo	1998
	RM	Roma (Malagrotta 1)	187.200	62.000	In avviamento	2003
	RM	Roma (Malagrotta 2)	324.000	105.600	Nuovo impianto	2005
	RM	Roma (Rocca Cencia)	234.000	148.500	Nuovo impianto	2005
	RM	Roma (Salaria)	234.000	148.500	Nuovo impianto	2005
	VT	Viterbo	190.000	57.000	Operativo	1998
Abruzzo	CH	Chieti	n.d.	n.d.	In avviamento	2003
Campania	AV	Pianodardine	116.000	40.100	Operativo	2001
	BN	Casalduni	90.885	31.000	Operativo	2002
	CE	S. Maria Capua Vetere	361.700	120.000	Operativo	2001
	CE	Santa Maria La Fossa	146.000	48.180	Operativo	2002
	NA	Caivano	607.000	218.000	Operativo	2001
	NA	Giugliano	451.500	140.000	Operativo	2002
	NA	Tufino	495.300	168.000	Operativo	2002
	SA	Battipaglia	395.000	130.000	In avviamento	2003
Calabria	CS	Gioia Tauro	40.000	13.200	Nuovo impianto	2004
	CS	Siderno	85.000	28.050	Nuovo impianto	2004
	CZ	Catanzaro	93.600	30.888	Operativo	2001
	CZ	Lamezia Terme	115.000	32.000	Non operativo	2000
	KR	Crotone	65.000	21.000	Nuovo impianto	2004
Sardegna	NU	Macomer	80.000	26.400	Operativo	2000
	SS	Tempio Pausania	46.000	15.180	Operativo	2000
Totale Italia			7.602.585	2.694.228		
Totale Impianti		54				

2.5 La termovalorizzazione dei rifiuti

Con la normativa vigente si è venuta a creare una situazione che ha favorito il passaggio dalla concezione, ormai obsoleta e controproducente, di incenerimento del rifiuto alla sua termovalorizzazione mediante combustione.

Sotto l'aspetto puramente tecnico con il termine "incenerimento" si identifica il processo di smaltimento di rifiuti finalizzato alla distruzione degli stessi ed alla loro conseguente riduzione in massa e volume. In questa ottica l'efficacia di tale trattamento viene misurata nei soli termini di potere di distruzione e rimozione delle parti inquinanti.

Con il termine “*combustione*”, invece, si intende un processo la cui finalità primaria consiste nel produrre la quantità massima di energia termica e/o elettrica attraverso l’impiego di combustibili convenzionali e non; in questo caso l’efficacia è misurata in termini di efficienza del processo.

Il recupero di energia attraverso la *termovalorizzazione* dei rifiuti abbina alcune finalità dell’incenerimento, ossia la riduzione in massa ed in volume, con gli obiettivi della combustione facendo ricorso a combustibili non convenzionali costituiti da rifiuti o da frazioni da essi derivate. Operando un recupero di energia, infatti, si *valorizza* il rifiuto, con conseguenti vantaggi in termini di risparmio energetico e di emissioni evitate, riducendo allo stesso tempo i problemi legati allo smaltimento in discarica quali, ad esempio, la dispersione nell’ambiente di sostanze inquinanti.

Gli impianti di termovalorizzazione utilizzano tecnologie avanzate che garantiscono elevata efficacia di funzionamento nei riguardi degli standard ambientali. Essi sono progettati in modo da recuperare il “calore” prodotto dai processi di combustione ed utilizzarlo per la produzione di nuova energia. In sostanza un impianto di termovalorizzazione è costituito da un forno, da una camera di post-combustione, da una caldaia adibita al recupero del calore liberato dalla combustione ed alla generazione di vapore, ed un sistema per il trattamento delle scorie e dei fumi finalizzato all’abbattimento delle emissioni.

Il processo di combustione avviene all’interno di forni, dove si raggiungono temperature superiori ai 1.000 °C, ed è suddiviso in tre fasi: essiccazione del prodotto e precombustione, combustione delle sostanze volatili, combustione dei residui solidi e loro trasformazione in scorie. Durante la combustione le sostanze tossiche che si sprigionano vengono totalmente distrutte: in tema di sicurezza si riscontra un’elevata efficienza del processo, pari o superiore al 99,9%.

I fumi prodotti vengono avviati in una camera di post-combustione dove il processo di combustione viene completato, garantendo in questo modo l’assenza di composti organici dei fumi in uscita dall’impianto.

In uscita dalla camera di post-combustione, i fumi caldi entrano nella caldaia dove viene prodotto vapore, il cui contenuto energetico può essere utilizzato per:

- a) produrre energia elettrica, parte della quale viene impiegata per autoalimentare l’impianto, e parte viene immessa in rete;
- b) alimentare una rete di teleriscaldamento.

Dopo il passaggio in caldaia, i fumi raffreddati passano attraverso un circuito di depurazione che consente l’abbattimento delle diverse sostanze inquinanti ancora presenti. Al termine della purificazione viene emesso nell’atmosfera quasi esclusivamente vapore acqueo, permettendo così un forte contenimento dell’impatto ambientale.

Le scorie che restano nel forno rappresentano il 10-12% in volume ed il 15-20% in peso del flusso iniziale.

I fattori che condizionano il recupero energetico sono principalmente:

- 1) il PCI del rifiuto: un elevato contenuto energetico aumenta l'entità del recupero;
- 2) potenzialità dell'impianto: al crescere della taglia migliora il rendimento energetico;
- 3) tipologia del recupero energetico: la produzione combinata di energia elettrica e termica permette di incrementare il rendimento energetico complessivo;
- 4) ciclo del vapore: l'aumento del contenuto entalpico consente un incremento della produzione di energia.

Nell'attuare la termovalorizzazione dei rifiuti i vantaggi principali sono:

- 1) trasformazione dei rifiuti pericolosi in rifiuti non pericolosi attraverso il processo di ossidazione;
- 2) produzione di effluenti gassosi ad alta temperatura ed elevato contenuto entalpico utilizzabili per la generazione di energia attraverso un processo di combustione, che genera vapore per la produzione di energia elettrica;
- 3) riduzione di volume.

2.5.1 Situazione internazionale

Nel 2002 a livello mondiale la quantità di rifiuti solidi urbani (RSU) sottoposti a termotrattamento si è attestata ad oltre 130 milioni di tonnellate; in tale anno gli impianti dedicati al recupero energetico erano oltre 600, distribuiti su 35 nazioni [13].

Allo stesso anno, la valorizzazione energetica in Europa è operativa con oltre 350 impianti. Il quantitativo medio avviato a recupero energetico si aggira ad un valore inferiore al 20%, con forti squilibri tra Europa centrale e Paesi scandinavi da una parte (dove tale quantitativo si attesta intorno al 30%) e Paesi dell'area del Mediterraneo dall'altra.

La tabella 2.12 mostra la situazione, a livello europeo, degli impianti destinati alla termovalorizzazione dei rifiuti, indicando al contempo il numero di linee di trattamento installate e la tecnologia adottata.

Dai dati si evince come la soluzione a griglia sia quella maggiormente impiegata tanto che su 733 linee in funzione 616 si avvalgono di questa tecnologia.

A livello internazionale gli impianti installati presentano una capacità maggiore rispetto a quelli italiani: le taglie più diffuse sono comprese tra le 200÷500 t/g e tra le 500÷1.000 t/g; in alcuni Stati esistono impianti con capacità fino a 2.500 t/g¹².

¹² Dati consultabili all'indirizzo internet: www.comune.prato.it/ambiente/rifiuti/pdf/cap-b.pdf

Tabella 2.12 - Situazione degli impianti di combustione dei rifiuti in Europa, anno 2002

Nazione	Numero impianti	Linee di combustione	Quantitativi trattati (t/a)	Linee a griglia mobile	Linee a letto fluido	Altri tipi di impianti (***)
Austria	2	5	406.700	5	-	-
Belgio	18	(**)	2.652.000	(**)	(**)	(**)
Danimarca	32	69	3.136.000	55	-	14
Francia	112	221	11.965.800	189	5	27
Germania	60	174	16.787.400	152	3	19
Gran Bretagna	3	8	1.071.000	2	-	6
Italia	51 (*)	91	3.488.776	66	14	13
Norvegia	4	6	273.000	6	-	-
Olanda	11	32	4.412.000	32	-	-
Portogallo	2	5	933.800	5	-	-
Spagna	8	16	1.070.300	9	4	3
Svezia	19	40	2.344.000	32	6	2
Svizzera	31	60	3.150.700	59	1	-
Ungheria	1	4	420.000	4	-	-
TOTALE	354	733	52.111.476	616	33 (***)	84 (***)

(*) Dati 2003, Fonte APAT/ONR Rapporto Rifiuti 2004

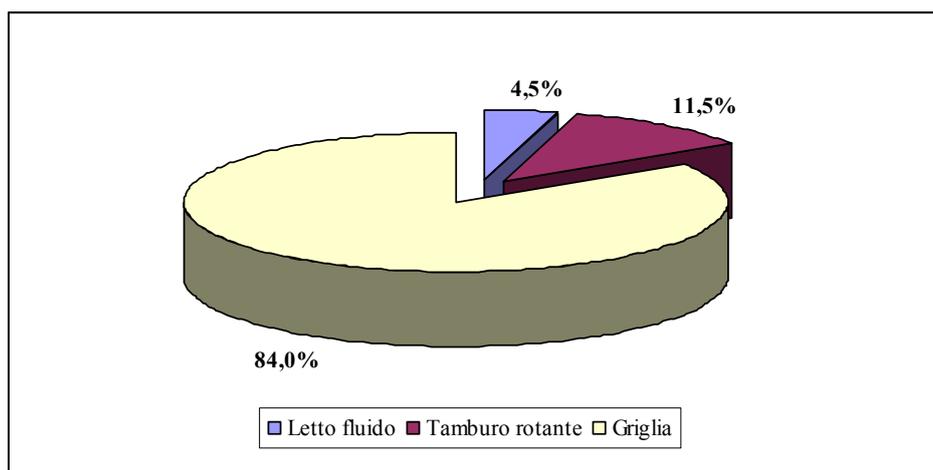
(**) Dati non disponibili

(***) Escluso il Belgio

(****) Per altri tipi si intendono sistemi a griglie fisse, tamburi rotanti, sistemi con massificazione, con pirolisi

Fonte ISWA [2.14]

Figura 2.5 - Tecnologie impiantistiche di forni installate nel mondo



2.5.2 Situazione nazionale

A livello nazionale al 2004 erano operativi 53 impianti di incenerimento e di termovalorizzazione (tabella 2.14, nella pagina a fianco). Negli ultimi anni la capacità installata totale è stata incrementata in maniera notevole: oltre alla realizzazione e l'entrata in funzione di impianti di nuova concezione, alcuni impianti di termotrattamento costruiti tra la fine degli anni '60 ed i primi anni '80 hanno subito un processo di ammodernamento attraverso l'introduzione di sezioni a recupero e di nuovi sistemi per il trattamento degli effluenti gassosi.

Riguardo le tecnologie impiegate, anche a livello nazionale (tabella 2.13) si riscontra una situazione analoga a quella europea: 38 impianti su 51 utilizzano infatti la tecnologia a griglia mobile.

Delle 74 linee di trattamento a griglia, in grado di gestire complessivamente 11.091 tonnellate di materiale al giorno, 64 si avvalgono del raffreddamento ad aria, 2 linee hanno un sistema di raffreddamento misto aria-acqua, 3 utilizzano quello ad acqua e 5 hanno un sistema ad acqua della griglia.

Per quanto riguarda gli impianti con forno a letto fluido, invece, delle 14 linee complessive, per una potenzialità giornaliera media di 2.060 tonnellate, 3 trattano esclusivamente CDR, 8 linee gestiscono anche RS e frazione secca ed infine 3 trattano biomasse.

Dei 51 impianti solo 2 sfruttano la tecnologia del forno a tamburo rotante, più idonea al trattamento dei RS, e solamente altri due impianti hanno un sistema misto di linee a griglia e tamburo rotante che trattano RS di origine industriale.

Tabella 2.13 - Situazione degli impianti di combustione dei rifiuti in Italia, anno 2004

	Numero impianti	Numero linee di trattamento	Potenzialità media (t/g)	Quantità trattate nel 2003 (t)
Forni a griglia	38	74	11.091	3.056.944
Forni a letto fluido	9	14	2.060	352.751
Forni a tamburo rotante	2	5	340	79.081
Impianti con forni a Griglia e tamburo rotante	2	-	-	-
TOTALE	51	93	12.891	3.488.776

Fonte: APAT [2.15]

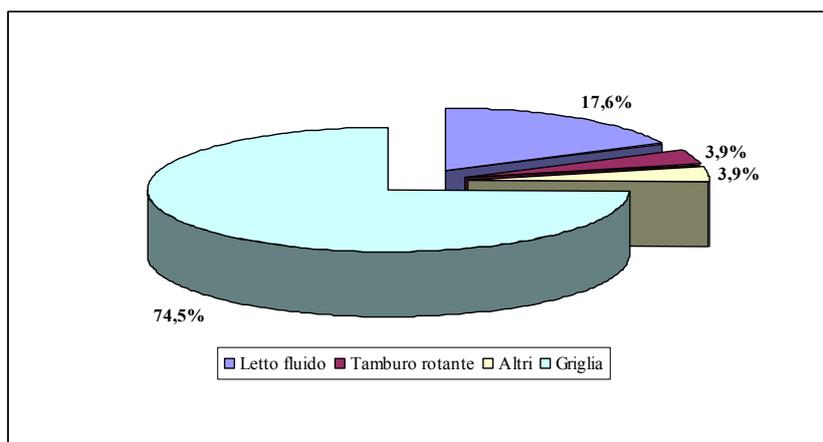
Tabella 2.14 - Situazione degli impianti di incenerimento e termovalorizzazione operativi in Italia, anno 2004

Regione	2000	2001	2002	2003	2004 Impianti operativi	2004 Impianti previsti
Piemonte	2	2	2	2	2	3
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-
Lombardia	12	14	14	13 ⁽¹⁾	14 ⁽⁶⁾	14
Trentino - Alto Adige	1	1	1	1	1	2 ⁽⁷⁾
Veneto	3	3	4	4	4	4
Friuli Venezia Giulia	3	3	3	2 ⁽²⁾	2	2
Liguria	-	-	-	-	-	-
Emilia Romagna	9	9	10	9 ⁽³⁾	8	9 ⁽⁸⁾
Totale Nord	30	32	34	31	31	34
Toscana	8	6	8	8 ⁽⁴⁾	8	8
Umbria	1	1	1	1	1	1
Marche	1	1	1	1	1	1
Lazio	-	-	2	3 ⁽⁵⁾	3	3
Totale Centro	10	8	12	13	13	13
Abruzzo	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-
Campania	-	-	-	-	-	1 ⁽⁹⁾
Puglia	-	-	1	2	2	2
Basilicata	-	-	1	1	1	2 ⁽¹⁰⁾
Calabria	-	-	-	-	-	-
Sicilia	1	1	1	1	4	4
Sardegna	2	2	2	2	2	2
Totale Sud	3	3	5	6	9	11
Totale Italia	43	43	51	51	53	58

- (1) L'impianto di Abbiategrasso ha cessato l'attività. L'impianto di Milano Silla 1 ha cessato l'attività ad agosto del 2003. L'impianto di Bergamo per RU ha cessato l'attività a gennaio 2003 ed è stato sostituito con un nuovo impianto a CDR.
- (2) L'inceneritore di Gorizia (Morato) ha cessato l'attività nel 2003.
- (3) L'impianto di Parma ha cessato l'attività nel 2003; l'impianto di Reggio Emilia risulta non operativo nel 2003, sarà riattivato dopo i lavori di adeguamento.
- (4) L'impianto di Falascaia (LU) da agosto 2003 tratta CDR; nel 2002 ha funzionato solo per un breve periodo utilizzando biomasse legnose.
- (5) A Colferro sono attivi due impianti identici funzionalmente separati, in grado di trattare ciascuno circa 85.000 t/a di CDR.
- (6) Da febbraio 2004 è operativo l'impianto alimentato a CDR di Cortoleona (PV) con una capacità di circa 67.000 t/a. L'impianto di Dalmine è in fermo impianto, la relativa autorizzazione è scaduta a gennaio 2004.
- (7) In fase di realizzazione l'impianto in località Ischia Podetti (TN).
- (8) L'impianto di Bologna sarà sostituito da uno nuovo con potenzialità di 180.000 t/a.
- (9) Dovrebbe essere realizzato l'impianto di Acerra (CE).
- (10) Dovrebbe entrare in attività l'impianto di Potenza.
- (11) Nel piano regionale sono previsti 4 nuovi impianti, uno dei quali sostituirà quello attualmente operativo di Messina.

Fonte: APAT [15]

Figura 2.6 - Tecnologie impiantistiche di forni installate in Italia



2.5.3 Problematiche connesse alla termovalorizzazione

I problemi maggiori per un impianto di termotrattamento dei rifiuti sono di tipo operativo e riguardano quasi sempre l'eterogeneità della massa combustibile da trattare: da questo fattore nascono i problemi di gestione, soprattutto nelle sezioni di alimentazione ed in quelle di scarico delle ceneri, e proprio la variabilità nella composizione rende problematico inoltre il rispetto delle norme sulle emissioni.

Un altro aspetto significativo riguarda gli elevati costi di investimento ed esercizio che gli impianti di termotrattamento presentano. Tuttavia è possibile prevedere una riduzione di tali costi grazie ad una maggiore diffusione delle tecnologie di termotrattamento, che già oggi garantiscono una buona affidabilità, ed al vantaggio economico che potrebbe derivare dal recupero di materia ed energia.

Quelle appena descritte sono problematiche legate alla natura endogena del termotrattamento, ma bisogna sottolineare che il fattore più negativo che finora ha rappresentato, soprattutto a livello nazionale, un forte freno allo sviluppo di questa tecnologia è stata la diffusa ostilità dell'opinione pubblica.

Le cause di ciò vanno ricercate in un'inadeguata campagna d'informazione sui sostanziali miglioramenti tecnologici cui si è arrivati, ma anche nella mancanza di un sistema trasparente di monitoraggio continuo di impianti e processi in grado di comunicare i benefici economici associati al recupero energetico sponsorizzandone l'impiego attraverso un'immagine positiva della tecnologia.

La combinazione di questi fattori con la presenza viva nella memoria collettiva di incidenti nel passato recente, va a rafforzare una posizione che molto difficilmente potrà essere sradicata senza opportune manovre di sensibilizzazione.

2.6 Impatto ambientale

Un termotrattamento consiste essenzialmente in un'ossidazione ad alta temperatura dei materiali combustibili, tale da trasformare il carbonio presente in anidride carbonica (CO₂), da fare evaporare l'acqua e da ossidare l'idrogeno presente nei legami chimici, che si trasforma in vapor d'acqua.

Nella termovalorizzazione, in termini di impatto ambientale, l'attenzione viene focalizzata sul controllo delle emissioni di ossidi di azoto e di zolfo, gas acidi alogenati (acido cloridrico ed acido fluoridrico), idrocarburi policiclici aromatici, diossine e metalli pesanti. Nelle acque reflue bisogna abbattere i livelli di acidità, solidi sospesi, metalli pesanti e organismi patogeni.

Per le diverse categorie di inquinanti, lo studio del miglior sistema di trattamento è eseguito in fase progettuale dove, una volta esaminate le diverse soluzioni tecnologiche disponibili, valutati i vantaggi e gli svantaggi derivanti dalla loro applicazione (prestazioni, costi, compatibilità con altre tecnologie), sono individuate le soluzioni di trattamento più idonee. Per quanto riguarda il trattamento dei fumi, a titolo di esempio, si riportano le tecnologie proposte per l'impianto di termovalorizzazione di Gerbido [2.7]:

- un sistema a depolverazione a due stadi costituito da un precipitatore elettrostatico per la rimozione delle polveri generate dalla combustione, e da un filtro a maniche per la rimozione delle polveri e dei materiali adsorbenti per la rimozione di gas acidi e metalli pesanti;
- un sistema a secco a base di bicarbonato di sodio, con trattamento rigenerativo dei residui nel filtro a maniche, per la rimozione dei gas acidi;
- un sistema di iniezione di carboni attivi a monte del sistema di depolverazione con filtro a maniche per la rimozione dei metalli pesanti e delle diossine;
- un sistema DeNOx di tipo catalitico per la rimozione degli ossidi di azoto.

2.6.1 Gestione delle emissioni: alcune tecnologie innovative

Per poter accrescere il consenso dell'opinione pubblica verso la termovalorizzazione dei rifiuti, le società di ingegneria del settore hanno concentrato i loro sforzi nella ricerca di soluzioni tecnologiche per contenere e ridurre al massimo la possibile presenza di sostanze contaminanti negli effluenti degli impianti di termotrattamento.

La *Snamprogetti* ha messo a punto e brevettato una nuova tecnologia di depurazione dei fumi di combustione in fase liquida denominata *Slurry Wet Scrubbing (SWS)* [2.16]: questa è in grado di contattare i fumi con una sospensione acquosa omogenea (*Slurry*) di adsorbenti solidi (carboni attivi, plastiche, resine, gomme) idonei a adsorbire, all'interno della propria struttura porosa, le sostanze inquinanti contenute nei fumi di scarico¹³.

¹³ La tecnologia *SWS* può essere inserita nel processo di combustione senza modificare sostanzialmente la configurazione dell'impianto.

Sempre la *Snamprogetti*, in collaborazione con la *Haldor Topsoe*, ha messo a punto un procedimento denominato “*DeNO_x a bassa temperatura*” che consente di ottenere, per via catalitica ed a basse temperature (< 210 °C), la degradazione simultanea di diossine ed ossidi di azoto.

Un'altra tecnologia che è utilizzata nel trattamento degli effluenti gassosi è la tecnologia *Neutrec*[®] della *Solvay*, basata su di un processo a secco che impiega bicarbonato di sodio per abbattere le sostanze acide¹⁴. Tramite questo processo i prodotti sodici residui, cloruro e solfato di sodio, vengono trattati e recuperati.

2.7 Bibliografia

- [2.1] P. DE STEFANIS, *Il mercato dei CDR: evoluzione a livello europeo e nazionale*, Rivista “RIFIUTI – bollettino di informazione normativa”, n.105, pp. 8-16, marzo 2004.
- [2.2] R. LARAIA, *La valorizzazione energetica dei rifiuti. Il nuovo quadri normativo di riferimento*, Ecomondo 2003 – Atti dei seminari, Ed. Maggioli, vol. 2, pp. 109-121, Rimini, ottobre 2003.
- [2.3] P. FICCO, *I rifiuti fanno il loro ingresso sostanziale tra le fonti energetiche rinnovabili - Commento al Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387*, Rivista “RIFIUTI – bollettino di informazione normativa”, n.108, pp. 6-15, giugno 2004.
- [2.4] Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, “Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio”.
Consultabile all’indirizzo:
<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/97022dl.htm>
- [2.5] Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998, “Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22”.
Consultabile all’indirizzo:
<http://www.ambiente.it/impresa/legislazione/leggi/1998/dm5-2-98/sommario.htm>
- [2.6] Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”.
Consultabile all’indirizzo:
<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/03387dl.htm>
- [2.7] R. LARAIA, *L’impianto di termovalorizzazione del Gerbido: scelta delle migliori tecnologie*, Presentazione del lavoro presso la Sala Giolitti del Centro Congressi Torino Incontra, Torino, 4 febbraio 2005.
Consultabile all’indirizzo:
http://www.provincia.torino.it/ambiente/file-storage/download/rifiuti/pdf/pres_laraia.pdf
- [2.8] C. ZANOTTA, Presentazione, *Il CDR di qualità Pirelli – Pirelli & C. Ambiente S.p.A.*, Piacenza, gennaio 2005.
Consultabile all’indirizzo:
http://www.sede-piacenza.polimi.it/avvisi_eventi/file_recupero/zanotta.pdf

¹⁴ La polvere di bicarbonato di sodio e dei carboni attivi reagendo con i prodotti inquinanti presenti nei fumi depura i fumi stessi.

- [2.9] Commissione Nazionale ex art.3 comma 2 del DLgs 372/99 (A cura della), Rapporto tecnico, *Schema di rapporto finale relativo alle linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per gli impianti di selezione, produzione di CDR e trattamento di apparecchiature elettriche ed elettroniche dismesse*, pag. 31.
Consultabile all'indirizzo:
http://www.provincia.savona.it/temi/ambiente04/Bat/BATImpianti_selezione.pdf
- [2.10] *ibidem*, pp. 24-26.
- [2.11] *ibidem*, pp. 33-37.
- [2.12] G. TEARDO, S. PAOLI, *L'impianto di produzione CDR di Fusina. Bilanci energetici e analisi LCA*, Ecomondo 2003 – Atti dei seminari, Ed. Maggioli, vol. 2, pp. 202-211, Rimini, ottobre 2003.
- [2.13] D. LA FORGIA, A. PERAGO, A. PIGNERI, A. TREVISI, *Gestire i rifiuti*, Ed. Maggioli Editore, cap. 7, pp. 365-411, ottobre 2004.
- [2.14] ISWA Report (WG Thermal Treatment of Waste), *Energy from Waste. State of the art Report. Statistics*, 4° Edition, January 2002.
- [2.15] APAT – ONR, *Rapporto Rifiuti 2004*, pp. 95-128, Roma, 2004.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.osservatorionazionale rifiuti.it/rapRif.asp>
- [2.16] LAB E LAB (a cura di), *Rifiuti – Scheda monografica di sintesi: produzione di energia da fonti rinnovabili*, “Energia Lab”.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.energialab.it/Downloads/Schede/rifiuti.pdf>

Per la stesura di questo capitolo sono stati consultati i seguenti siti internet:

<http://www.ecodeco.it>
<http://www.ecoprogettovenetia.it/produzioneCDR.htm>
<http://www.ecoprogettovenetia.it/biocella.htm>
<http://www.energialab.it/Downloads/Schede/rifiuti.pdf>
<http://www.fibespa.it/index.htm>
<http://www.haldortopsoe.com/>
<http://www.ladurnersrl.it/index.htm>
http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/Home.asp
http://www.pirelliamambiente.com/it_17/index.jhtml?_requestid=17404
<http://www.solvay.it/>
<http://www.vasonline.it/forum/inceneritori/cirelli.htm>
<http://www.vasonline.it/forum/inceneritori/cuttica.htm>
<http://www.village.it/italianostra/cdr.html>
<http://www.village.it/italianostra/sitoGerordinato/documenordina/combustibiledarifiuto.htm>

3 IL TRASPORTO MERCANTILE NAVALE

3.1 Evoluzione del traffico marittimo mondiale

Il moderno trasporto mercantile navale si presenta come una struttura complessa, che dal punto di vista logistico deve correlare le merci da trasportare, i mezzi più idonei al loro spostamento e le infrastrutture portuali adatte alla ricezione.

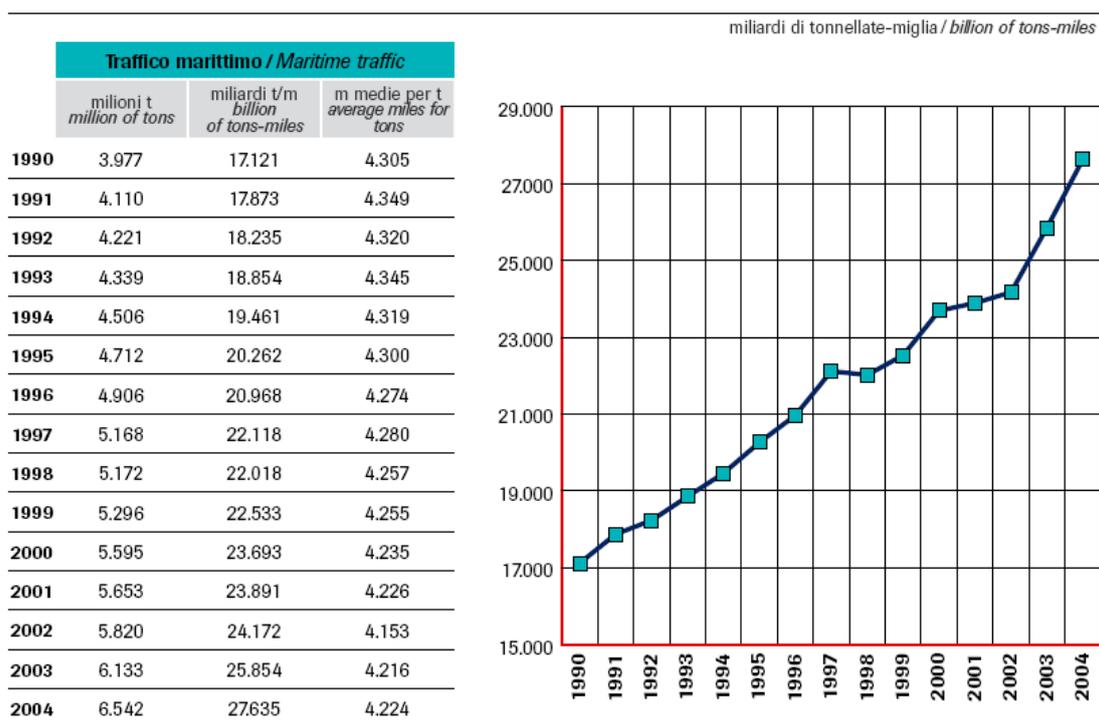
Dal 1990 al 2004, ad esclusione del 1998, il traffico marittimo mondiale è stato caratterizzato da una progressiva crescita del quantitativo (in milioni di tonnellate) di merci trasportate (tabella 3.1) [3.1].

Dall'analisi dei dati riportati in tabella 3.1 si evidenzia come, dal 1990 al 2004, le miglia medie percorse per tonnellata trasportata siano progressivamente diminuite, segnale di un ridimensionamento delle tratte più estese a favore di quelle a più corto raggio.

Nel 2004 la flotta mercantile mondiale annoverava un numero di navi pari a 39.932 unità, superando la soglia dei 600 milioni di tonnellate di stazza e raggiungendo un *deadweight tonnage dwt*¹ pari a 888 milioni (tabella 3.2) [3.1].

Sempre nel 2004 si è registrato inoltre il maggior incremento annuo del *dwt* negli ultimi dieci anni, valore che si è attestato sul +5,68%.

Tabella 3.1 - Evoluzione del traffico mondiale



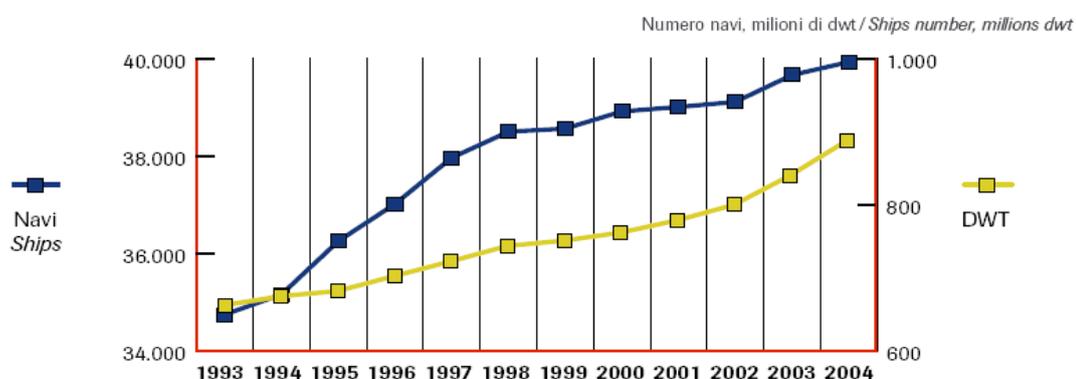
Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati Fearnleys-Review / Confitarma processing of Fearnleys-Review

¹ Il *dwt* rappresenta un'unità di misura che sta ad indicare il *deadweight tonnage* (portata lorda) di una nave, ossia la capacità di trasporto espressa in tonnellate metriche (1.000 kg). Il *dwt* include il peso massimo del carico, il combustibile e gli altri approvvigionamenti necessari¹³ per la propulsione della nave, che la stessa è in grado di trasportare senza che venga superata la linea del bordo libero estivo.

Tabella 3.2 - Evoluzione della flotta mercantile mondiale

numero navi, milioni di gt, milioni di dwt e var.% dwt su anno precedente / ships number, millions gt, millions dwt, %dwt change over previous year

Anno / Year	Navi / Ships	gt (mil)	dwt (mil)	Var. % dwt / % change dwt
1993	34.743	420,7	662,5	-
1994	35.158	420,8	674,7	1,84
1995	36.250	438,4	681,8	1,05
1996	37.015	456,7	702,3	3,01
1997	37.965	472,6	722,5	2,88
1998	38.500	488,0	743,6	2,92
1999	38.564	496,2	750,8	0,97
2000	38.917	506,5	761,9	1,48
2001	39.008	520,9	778,7	2,21
2002	39.113	537,3	799,8	2,71
2003	39.665	570,3	840,3	5,06
2004	39.932	601,7	888,0	5,68



N.B.: Navi di almeno 300 gt / Ships of 300 gt and more

Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati ISL Bremen / Confitarma processing of ISL Bremen data

Interessante è notare (tabella 3.3) come la flotta mondiale sia composta principalmente da navi cisterne (*tanker*) e da navi *general cargo*, che assieme costituiscono il 63,5% del numero totale di unità esistenti, mentre in termini di *dwt* spetta alle *tanker* ed alle *bulk carrier* il ruolo di capofila con il 77,7% della capacità di carico totale [3.1].

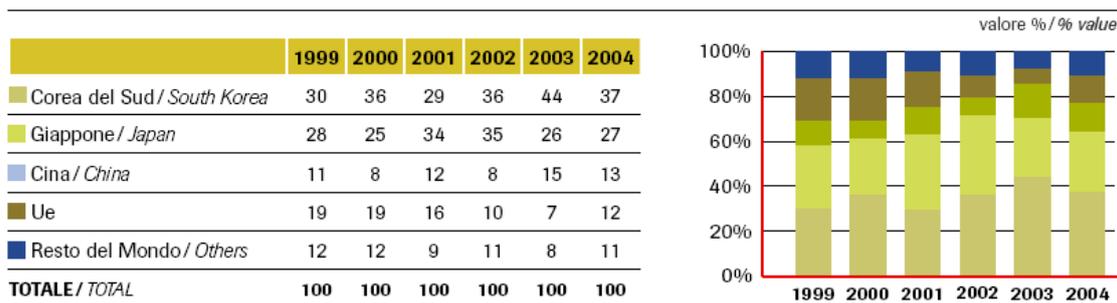
Tabella 3.3 - Composizione della flotta mercantile mondiale

Tipologia / Typology	Navi / Ships	dwt
Cisterne / Tankers	24,4%	41,5%
Portarinfuse / Bulk carriers	19,2%	36,2%
Portacontainer / Container fleet	10,4%	11,3%
General Cargo	39,1%	10,4%
Passeggeri / Passengers	6,9%	0,6%
TOTALE / TOTAL	100%	100%

N.B.: Navi di almeno 1.000 gt / Ships of 1,000 gt and more

Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati ISL Bremen
Confitarma processing of ISL Bremen

Tabella 3.4 - Andamento delle quote di mercato nella cantieristica mondiale al 2004



Fonte / Source: Elaborazione Confitarma su dati Assonave / Confitarma processing of Assonave data

Gli aumenti più consistenti hanno riguardato soprattutto navi di taglia medio-grande in virtù della forte domanda verso queste soluzioni; questo particolare evidenzia una tendenza in atto, di anno in anno sempre più manifesta, a realizzare navi di grandi dimensioni favorendo la maggior capacità di carico.

La tabella 3.4 è rappresentativa dell'andamento delle quote di mercato nella cantieristica mondiale, dove si evidenzia un aumento della produzione in Cina ed in Corea del Sud.

3.2 Classificazione della flotta mercantile

Obiettivo principe, in tema di trasporto, è l'ottimizzazione della funzione di sistema definendo le innumerevoli variabili che la compongono e che definiscono ogni segmento della filiera: tipologia e caratteristiche della merce, distanza da percorrere, condizioni da garantire durante il viaggio, tempi di percorrenza, ecc... Alla luce di ciò, in via generale è possibile classificare principalmente le navi destinate al trasporto mercantile in:

- *bulk carrier*;
- *portacontainer*;
- *navi cisterna (tanker)*.

3.3 Le bulk carrier

La classe *bulk carrier* è stata individuata da questo studio come mezzo più idoneo alla possibile realizzazione di un sistema propulsivo con turbina a vapore alimentato a CDR. A questa tipologia appartengono le navi destinate al trasporto di materiali alla rinfusa quali ad esempio carbone, ferro, rame per quanto concerne il settore industriale ma anche grano, cereali e zucchero per il settore alimentare. Vengono chiamate anche *rinfusiere* poiché il carico, per la sua natura, viene introdotto nelle stive della nave per l'appunto alla rinfusa [3.2].

In genere sotto l'espressione "*carico bulk*" si ritrovano quelle particolari tipologie di merci quali carbone, ferro, rame, bauxite, granaglie alimentari (frumento) ecc... apparentemente diverse tra loro, ma tutte accomunate dal fatto di presentarsi alla vista come sciolte ed omogenee. Con *bulk carrier*, quindi, si intende una nave nella quale le merci vengono caricate alla rinfusa piuttosto che in container, covoni, fusti senza che siano, inoltre, conteggiate e controllate.

Le operazioni di carico e scarico vengono effettuate tramite delle benne o nastri trasportatori, essendo particolarmente adatti per tali carichi; in genere durante la fase di carico le merci vengono fatte cadere per gravità direttamente nelle stive [3.2] [3.6].

Nel gergo comune le navi del tipo *bulk carrier* vengono chiamate più semplicemente *bulkers*. In genere, sono navi munite di un sola elica calettata su un unico asse azionato, in genere, da un motore diesel lento a due tempi, basso numero di giri ed alto rendimento.

Le *bulk carrier* non richiedono sofisticati sistemi di sicurezza, come nel caso delle navi da crociera oppure dei traghetti che, trasportando persone, necessitano di soluzioni per garantire il continuo esercizio e controllo della nave; inoltre, in considerazione del fatto che la merce trasportata non presenta un alto valore aggiunto, le *bulkers* possono essere equiparate a dei “*muli*” il cui compito principale è salpare da un porto ed attraccare ad un altro: l’unica garanzia da fornire, in termini commerciali, è l’arrivo a destinazione del carico nelle condizioni contrattuali di partenza. In funzione anche di quest’ultimo aspetto le *bulk carrier*, rispetto alle altre tipologie di navi, sono assoggettate a controlli meno stringenti da parte delle autorità competenti e con minor frequenza. Queste navi non sono dunque altro che “*i treni merci*” degli oceani, adatte per scopi classicamente *heavy duty*.

La taglia di una *bulk carrier* viene normalmente indicata in funzione della massima portata lorda trasportabile (dwt), che corrisponde al massimo carico consentito dalla nave misurato imbarcando acqua marina estiva (di densità di circa 1,025 t/m³); con tale sistema viene rilevato quindi anche il pescaggio massimo della nave [3.6].

Figura 3.1 - Immagine di una *bulk carrier* di classe *handymax*²



² Foto di pubblico dominio rilasciata da *Nsandel* per il progetto *English Wikipedia*.

Comunque, alcune volte il dwt utilizzato si riferisce al pescaggio di progetto, che è normalmente minore di quello effettivamente misurato ed uguale al carico medio della nave in servizio.

Ai fini del presente lavoro, risultano di particolare interesse i dati inerenti al trasporto delle merci secche alla rinfusa, la tipologia di merce trasportata proprio da *bulk carrier*. Nel 2004 si è registrata una notevole crescita delle importazioni di minerali di ferro da parte della Cina, in particolare da paesi come Australia (210,4 milioni di tonnellate trasportate, con un incremento del 12,8% rispetto al 2003) e Brasile (202,7 milioni di tonnellate, con un aumento del 8,2% rispetto al 2003): i due paesi assieme rappresentano circa il 70% dell'intero flusso di traffici marittimi di minerali di ferro, che nel 2004 è stato stimato in 590 milioni di tonnellate [3.1].

Il traffico marittimo di carbone ha evidenziato anch'esso una *performance* positiva passando da 619 milioni a 650 milioni di tonnellate movimentate. Anche in questo caso l'Australia è la capofila dei paesi esportatori di carbone con 1.425 milioni di tonnellate trasportate nel 2003.

Infine per quanto concerne le granaglie, i fosfati e la coppia bauxite-allumina, i volumi registrati nel 2004 si sono attestati rispettivamente a 250 milioni, 30 milioni e 67 milioni di tonnellate movimentate.

3.3.1 Classificazione delle *bulk carrier*

Le *bulk carrier* vengono classificate in funzione della capacità di trasporto espressa in dwt ed in base alle dimensioni dello scafo; la tabella 3.5 riporta le classi principali in cui esse sono suddivise.

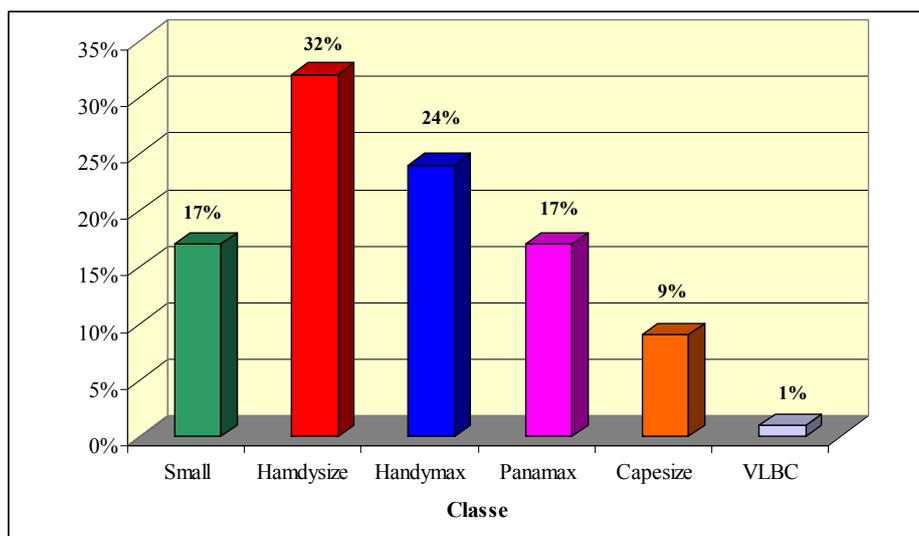
Tabella 3.5 - Classificazione delle *bulk carrier* in funzione del dwt

Classe	Dimensioni	[m]	Capacità [dwt]
<i>Small</i>	lunghezza	≈ 115	fino a 10.000
<i>Handysize</i>	pescaggio	≈ 10	10.000 ÷ 35.000
<i>Handymax</i>	lunghezza	≈ 190	35.000 ÷ 55.000
<i>Panamax</i>	lunghezza max larghezza max pescaggio max	≈ 225 ≈ 32 ⁽¹⁾ ≈ 12	60.000 ÷ 80.000
<i>Capesize</i>	larghezza	43 ÷ 45	80.000 ÷ 200.000
<i>VLBC (Very Large Bulk Carrier)</i>	lunghezza	> 300	oltre 350.000

⁽¹⁾ Larghezza massima consentita per poter navigare nel canale di Panama (32,24 m).

Con riferimento ai dati della MAN B&W, prendendo in considerazione navi con capacità di carico maggiore di 5.000 dwt, nel mondo il numero totale di *bulk carrier* ammontava, a maggio 2004, a 6.263 unità [3.6]. In figura 3.2 si riporta il grafico relativo alla distribuzione percentuale della flotta delle *bulk carrier* in classi.

Figura 3.2 - Numero di navi distribuite per classi: 6.263 *bulk carrier* (> 5.000 dwt)



Dal grafico si vede come in termini di unità le *bulk carrier* classe *small*, *handysize*, *handymax* e *panamax* rappresentano il grosso della flotta attualmente in funzione. In particolare più del 70% delle *bulk carrier* in circolazione presenta un tonnellaggio inferiore ai 55.000 dwt; in questo caso la classe maggiormente rappresentativa è la *handysize*. Sempre in relazione al numero delle unità in esercizio, la classe *panamax* ricopre il 17% mentre la *capesize* si attesta intorno al 9% del totale e solo l'1% dell'intera flotta riguarda le *VLBC* (*Very Large Bulk Carrier*).

Le 6.263 unità hanno una capacità massima di trasporto che si attesta intorno alle 294 milioni di dwt. Valutando la ripartizione in classi della flotta in funzione del tonnellaggio, invece che del numero di unità esistenti, si vede come la distribuzione cambi in favore delle navi più grandi, come quelle appartenenti alle classi *panamax* e *capesize*.

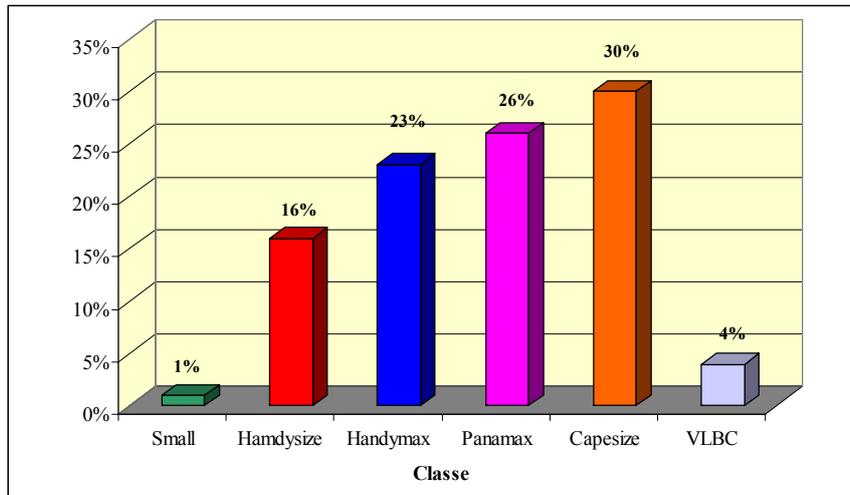
La figura 3.3 riporta la distribuzione in classi della flotta *bulk carrier* in funzione del dwt trasportabile. Da questo si evince come anche questa volta le classi maggiormente rappresentate sono, insieme alla *capesize*, la *handymax* e la *panamax*.

Attualmente sono in fase di progetto le *Ultra Large Handymax bulk carrier*, con capacità di trasporto di circa 60.000 dwt e dimensioni idonee per la navigazione nei porti giapponesi (lunghezza fuori tutto massima di 190 m) e nel canale di Panama (larghezza massima consentita 32,2 m)³.

La ragione per cui si realizzano navi con lunghezza massima inferiore ai 225 m risiede nel fatto che la maggior parte dei porti del mondo presentano infrastrutture dedicate realizzate su tale lunghezza.

³ È bene precisare che sebbene la lunghezza (fuori tutto) massima limitata dalle chiuse del canale di Panama sia di 289,6 m, alla classe *Panamax* si impone una lunghezza massima di 225 m, una larghezza massima di 32,2 m ed un pescaggio massimo di 12 m affinché gli sia consentito l'attraversamento del canale.

**Figura 3.3 - Distribuzione per classi in funzione del dwt (totale 294 milioni di dwt):
6.263 bulk carrier (> 5.000 dwt)**



Tuttavia, nonostante queste limitazioni, la classe *panamax* continua a crescere in termini di capacità di carico trasportabile, come del resto sta crescendo la competizione tra i cantieri navali di tutto il mondo al fine di offrire sempre maggiori dwt.

A titolo di esempio si fa riferimento ad una particolare *bulk carrier* classe *panamax* battezzata *Kamsarmax*, con una lunghezza (fuori tutto) di 229 metri ed un tonnellaggio di 82.000 dwt che l'hanno fatta diventare la più grande nave in grado di attraccare al più grande porto del mondo di bauxite, il Porto di Kamsar nella Guinea Equatoriale.

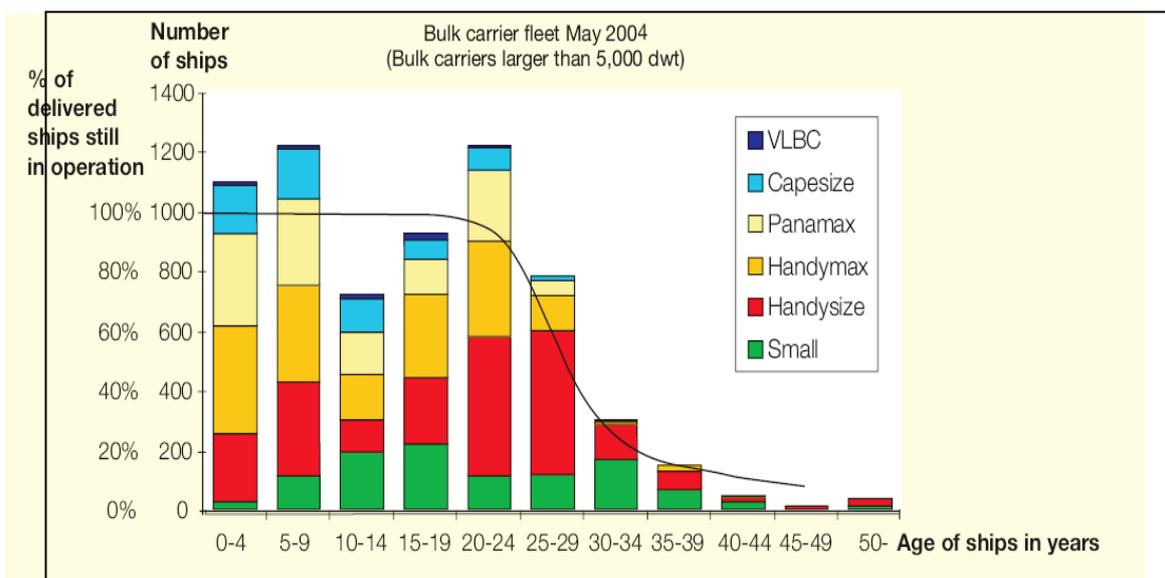
La *Kamsarmax* appartiene alla categoria delle classi speciali delle *bulk carrier*: tra queste si citano inoltre la *Dunkirkmax* (175.000 dwt classe *Large Capesize* lunghezza fuori tutto 289 m e larghezza di 45 m, per il porto *Dunkirk* situato nella Francia orientale), la *Newcastlemax* (185.000 dwt classe *Large Capesize* di larghezza massima di 47 m in grado di attraccare al porto australiano di Newcastle) e la *Setouchmax* (205.000 dwt classe *VLBC Capesize* con un pescaggio minimo di progetto di 16,1 m ed una lunghezza massima di circa 299,9 m e destinata ai porti del *Setouch Sea* in Giappone).

La figura 3.4 mostra invece la distribuzione delle *bulk carrier* in base all'età delle singole unità costituenti la flotta ed una curva che rappresenta in percentuale le navi ancora in servizio rapportate a quelle originariamente costruite.

Dal grafico si può vedere come più del 18% delle *bulk carrier* con tonnellaggio maggiore di 5.000 dwt sia stato costruito tra il 2000 ed il 2004; solo il 20% della flotta ha un'età superiore ai 25 anni mentre solo l'8% ha più di 30 anni.

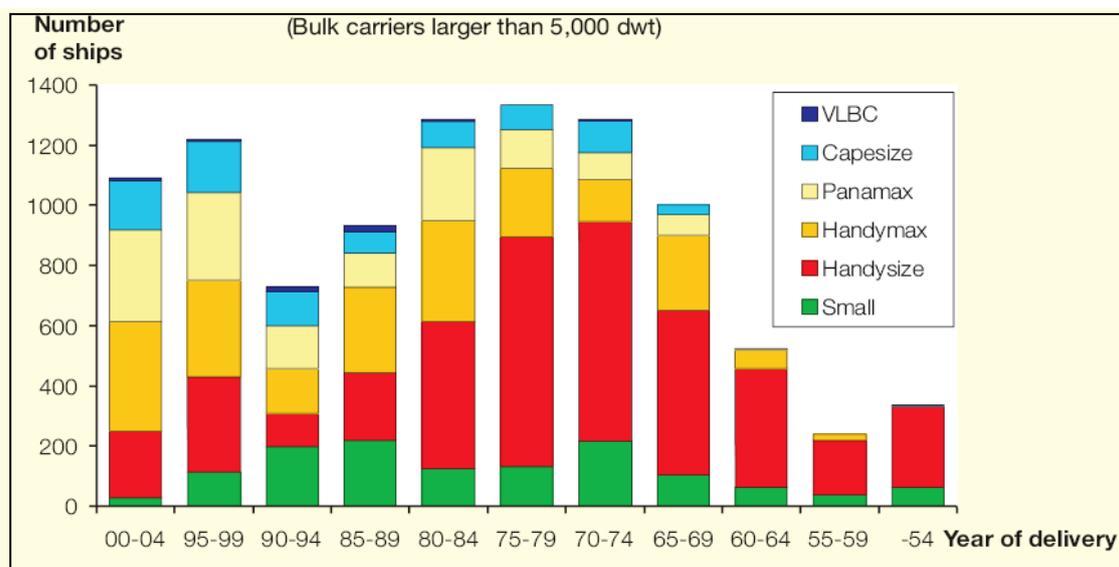
La figura 3.5, invece, mostra il numero di *bulk carrier* costruite nei differenti periodi che vanno dal 1950 al 2004.

Figura 3.4 - Età della flotta di *bulk carrier*



Fonte: MAN B&W Diesel A/S

Figura 3.5 - Anno di costruzione delle *bulk carrier*



Confrontando i dati dei due diagrammi, si osserva come la vita media di servizio di una *bulker* si attesta intorno ai 25÷30 anni; più del 40% delle navi costruite negli anni 1975-79 hanno lasciato il servizio mentre tale percentuale arriva a più del 75% per quelle costruite negli anni 1970-74.

Nel 2004 gli ordini ai cantieri navali sono cresciuti poco più dell'8% rispetto al 2003, mentre sono aumentate del 20,2% le vendite delle navi di seconda mano.

Tabella 3.6 - Flotta mondiale di navi *bulk carrier* (>10.000 dwt) al 2004

	N.	anno / year 2004	
		dwt	
		million	% change 2004/2003
Flotta / Existing Fleet	5.830	320,1	5,9
Ordini ai cantieri / Order book	673	54,2	8,4
Consegne di nuove navi / Deliveries	264	19,4	73,2
Demolizioni / Demolitions	21	0,6	-81,8
Vendite di seconda mano / Second-hand sales	446	26,8	20,2

N.B.: Navi di almeno 10.000 dwt / Ships greater than 10,000 dwt

Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati Fearnleys-Review 2004 / Confitarma processing of Fearnleys-Review 2004 data

Interessante da notare è il dato inerente alla consegna di nuove realizzazioni che ha visto rispetto al 2003 un incremento rilevante, attestatosi al 73,2%. Al contrario le demolizioni hanno registrato nel 2004 una diminuzione dell'81,8% (tabella 3.6) [3.1].

Le variazioni dei prezzi nel 2004 sono state piuttosto significative (tabella 3.7), con la classe *capsize* che ha raggiunto incrementi dell'ordine del 61% rispetto all'anno 2003.

Nel settore delle *bulk carrier*, al 2004 era la Grecia la nazione con il maggior numero di navi, pari a 1.326 unità, cui corrisponde la maggior capacità di trasporto in termini di *dwt* circa 78,8 milioni [3.1].

Tabella 3.7 - Mercato delle navi *bulk carrier*: nuove costruzioni e seconda mano

Anno / Year	Nuove costruzioni / New-building			Navi di seconda mano / Second-hand ships					
	Handysize	Panamax	Capesized	Handysize		Panamax		Capesize	
				5 anni 5 years	10 anni 10 years	5 anni 5 years	10 anni 10 years	5 anni 5 years	10 anni 10 years
000 DWT	50	74	170	45	45	70	70	150	150
1998	18,0	20,0	34,0	13,0	8,5	14,5	10,0	23,5	15,0
1999	19,5	22,0	36,0	15,5	12,0	17,0	12,0	27,5	19,5
2000	20,0	22,5	40,0	15,0	11,0	15,5	11,5	25,0	18,0
2001	18,0	20,0	36,5	12,0	8,0	13,5	9,0	22,0	15,0
2002	18,5	21,0	35,0	14,5	10,5	17,0	12,0	26,0	19,5
2003	22,5	25,0	47,0	20,5	16,0	28,0	20,0	41,0	33,0
2004	30,0	35,0	61,0	30,0	24,5	41,0	33,5	57,0	48,0
Var.% 2004/2003	33,3	40,0	29,8	46,3	53,1	46,4	67,5	39,0	45,5
Var.% 2004/1998	66,7	75,0	79,4	130,8	188,2	182,8	235,0	142,6	220,0

Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati Fearnleys-Review 2004 / Confitarma processing of Fearnleys-Review 2004 data

3.4 Lo scenario italiano

Al 2004 la flotta italiana contava 1.422 navi, di cui:

- 523 unità destinate ai servizi ausiliari;
- 429 unità per il trasporto di passeggeri e di merci-passeggeri;
- 294 unità destinate al carico liquido;
- 174 unità per il carico secco;
- 2 unità portarinfuse polivalenti.

Le variazioni più significative sono state riscontrate nelle navi da carico generale, che hanno visto crescere del 37,9% il numero di unità esistenti, mentre in termini di stazza l'incremento rispetto al 2003 è stato del 30,0% (tabella 3.8) [3.1].

Al 2004, il numero delle navi *bulk carrier* – tipologia scelta da questo studio – contava 37 unità per una stazza complessiva di circa 1,5 milioni di tonnellate.

Nel 2004 si evidenziava una crescita della componente della flotta appartenente alle imprese italiane di navigazione: la quota che fa riferimento ad armatori privati è aumentata dal 93,7% nel 2003 al 94,3% nel 2004 (tabella 3.9) [3.1].

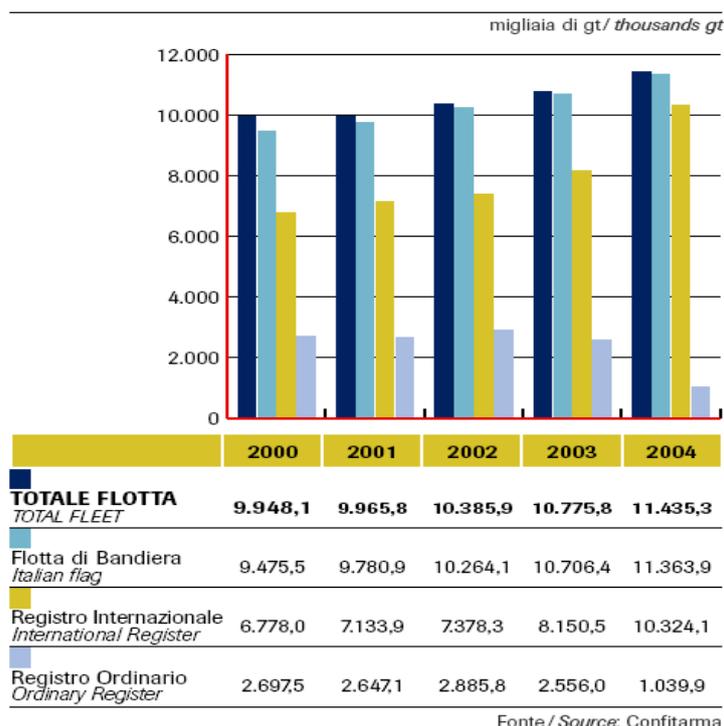
Tabella 3.8 - Flotta italiana al 2004

	numero navi, migliaia di gt e var.% 2004-2003 / ships number thousands gt, % change 2004-2003							
	2004		2003		2002		Var.% 2004-2003	
	N.	000 gt	N.	000 gt	N.	000 gt	N.	gt
NAVI DA CARICO LIQUIDO <i>LIQUID CARGO SHIP</i>	294	3.553,0	297	3.227,3	286	2.757,4	-1,0	10,1
Petroliere <i>Oil tanker</i>	110	1.903,5	105	1.539,8	96	1.228,6	4,8	23,6
Gassiere <i>Gas tanker</i>	49	385,8	52	399,1	48	355,0	-5,8	-3,3
Chimichiere (OIL-CHEM) <i>Chemical tanker</i>	103	1.229,5	109	1.259,5	109	1.143,3	-5,5	-2,4
Altre cisterne <i>Other tankers</i>	32	34,2	31	28,9	33	30,4	3,2	18,2
NAVI DA CARICO SECCO <i>DRY CARGO SHIP</i>	174	4.433,5	172	4.264,0	186	4.557,1	1,2	4,0
Carico generale <i>General cargo ship</i>	40	220,2	29	170,8	31	146,1	37,9	28,9
Portacontaineri e frigorifere <i>Container and refrigerator ship</i>	24	723,3	30	833,5	36	1.010,3	-20,0	-13,2
Portarinfuse <i>Bulk carriers</i>	37	1.486,5	36	1.364,3	41	1.543,5	2,8	9,0
Traghetti <i>Ferries</i>	73	2.003,5	77	1.895,4	78	1.857,2	-5,2	5,7
NAVI MISTE E DA PASSEGGERI <i>PASSENGER SHIPS</i>	429	2.683,0	420	2.507,4	419	2.297,3	2,1	7,0
Crociera <i>Cruise ships</i>	18	953,7	15	776,2	16	630,3	20,0	22,9
Aliscafi, Catamarani e unità veloci <i>Hovercraft, catamarans, and fast units</i>	84	23,5	84	23,5	82	22,4	0,0	-0,1
Traghetti <i>Ferries</i>	210	1.673,5	213	1.678,0	213	1.620,3	-1,4	-0,3
Altre navi trasporto passeggeri <i>Others passenger ships</i>	117	32,3	108	29,7	108	24,3	8,3	8,7
PORTARINFUSE POLIVALENTI <i>MULTIPURPOSE CARRIERS</i>	2	65,2	2	65,2	4	145,8	0,0	0,0
NAVI PER SERVIZI AUSILIARI <i>AUXILIARY SERVICE SHIPS</i>	523	700,6	516	711,9	536	628,3	1,4	-1,6
Rimorchiatori e navi appoggio <i>Tugboats and supply vessels</i>	305	128,9	300	127,0	308	123,2	1,7	1,5
Altri tipi di navi <i>Others</i>	218	571,7	216	584,9	228	505,0	0,9	-2,3
TOTALE <i>TOTAL</i>	1.422	11.435,3	1.407	10.775,8	1.431	10.385,9	1,1	6,1

N.B.: Navi di oltre 100 gt / Ships over than 100 gt.

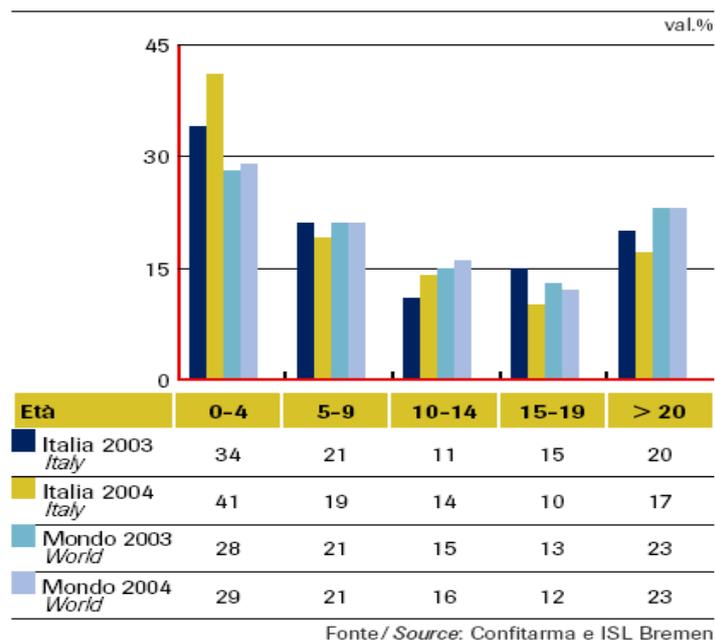
Fonte / Source: Confitarma

Tabella 3.9 - Evoluzione della flotta italiana



I dati riportati in tabella 3.10 mostrano come la flotta italiana, inoltre, abbia proseguito con successo il processo di rinnovamento del parco navi: al 2004 il 60% delle unità esistenti presentava un'età inferiore ai 10 anni di vita contro il 50% della flotta mondiale.

Tabella 3.10 - Età della flotta italiana e mondiale



In diminuzione è anche il gap tra Italia e resto del mondo nella fascia intermedia di età delle navi: al 2004 solamente il 24% del totale parco navi italiane possedeva un'età compresa tra i 10 anni ed i 20 anni, contro il 28% della flotta mondiale. Il numero delle navi con età maggiore ai 20 anni, infine, nel 2004 è diminuito scendendo dal 20% del 2003 al 17% del 2004 in contrasto con la tendenza mondiale che si è attestata al 23%, come nel 2003.

3.5 Bibliografia

- [3.1] CONFITARMA (CONFEDERAZIONE ITALIANA ARMATORI) (A cura della), *Relazione del Consiglio per l'anno 2004*, 2005.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.confitarma.it/dyn/doc/332.pdf>
- [3.2] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, 1989.
- [3.3] Dati tecnici di una *portacontainer* da 6.600 TEU della compagnia “Odense Steel Shipyard Group”.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.oss.dk/shipMain.asp?shipID=29>
- [3.4] “Hyundai Heavy Industries ha incamerato il primo ordine per portacontainer da 10.000 TEU” Articolo tratto dal sito: inforMARE, 24 gennaio 2005.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.informare.it/news/gennews/2005/20050144.asp>
- [3.5] Dati tecnici di una *tanker* da 299.000 dwt della compagnia “Odense Steel Shipyard Group”.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.oss.dk/shipMain.asp?shipID=33>
- [3.6] “Propulsion Trends in Bulk Carriers”, Rapporto tecnico, MAN B&W Diesel A/S, Copenhagen, Danimarca, settembre 2004.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.manbw.com/files/news/files/4538/p9056.pdf>

4 IMPIANTO

4.1 Scelta della nave: la *bulk carrier Cape Victory*

La scelta di una *bulk carrier* è stata dettata dall'esigenza di poter disporre di una tipologia di nave piuttosto semplice e poco sofisticata; non prevedendo a bordo apparecchiature e macchinari tecnologicamente complessi come quelli di una petroliera, di una metaniera o di una *chemical tanker*, la *bulk carrier*, rispetto a tali tipi di navi, risulta essere abbastanza economica sia in termini di costo iniziale, sia come costi di manutenzione.

Inoltre, il vantaggio di trasportare merci alla rinfusa, quindi non prevedendo un imballaggio delle stesse, unito al fatto che le operazioni di carico e scarico presentano tempi piuttosto brevi se confrontati, ad esempio, con quelli relativi ai container, consentono di ridurre sensibilmente il costo unitario della merce trasportata.

Un altro fattore determinante nella scelta riguarda la velocità richiesta durante il viaggio, fattore che condiziona la taglia dell'impianto. In genere la velocità media di una *bulk carrier* si attesta sull'ordine dei 14÷15 nodi¹ (circa 25÷27 km/h), a fronte dei 26÷27 nodi (circa 47÷49 km/h), di una *portacontainer* che, trasportando merci pregiate (prodotti finiti) deve ammortizzare i costi imputabili alle immobilizzazioni tecniche riducendo i tempi di trasporto. Il tutto si traduce in una richiesta di potenza all'elica piuttosto elevata che richiede la presenza di motori, nella quasi totalità diesel, con potenze dell'ordine dei 60÷70 MW nel caso di *portacontainer* classe *postpanamax*² [4.1]. In una *bulker* invece la velocità non esasperata comporta la presenza di un impianto motore con potenza che può andare da 1,5 MW, per una nave con capacità di circa 5.000 dwt, fino a 25 MW nel caso di una *bulk carrier* da oltre 320.000 dwt.

Come accennato nel capitolo precedente, non richiedendo la presenza a bordo di sofisticati sistemi di sicurezza, a differenza di altre tipologie di navi, ed in considerazione del fatto che la merce trasportata non presenta un alto valore aggiunto, le *bulker* si sono dimostrate più idonee al fine di sostituire all'originaria motorizzazione diesel un impianto con turbina vapore, alimentato da un combustibile alternativo.

Ai fini dello studio si è fatto riferimento ad una nave già esistente la cui individuazione si è basata sul rispetto di criteri dimensionali e di caratteristiche tecniche ottimali. La scelta è ricaduta sulla *bulk carrier Cape Victory*, classe *Dunkirkmax-Capesize*, di recente costruzione ed attualmente impiegata su rotte internazionali, in grado di trasportare un carico di oltre 177.000 dwt³.

¹ Un nodo (*knot*) corrisponde a circa 1,8 km/h.

² Il gruppo sudcoreano *Hyundai Heavy Industries (HHI)*, leader mondiale del mercato navalmecanico, nel gennaio 2005 ha ricevuto un ordinativo per la costruzione di quattro *portacontainers* da 10.000 *TEU* dal gruppo armatoriale *China Ocean Shipping (Group) Co. (COSCO)*. Le navi, lunghe 349 metri e larghe 45,6 metri, saranno equipaggiate con un sistema di propulsione della potenza di 94.000 cavalli (\approx 70 MW) in grado di consentire una velocità di servizio di circa 25,8 nodi.

³ La *Cape Victory* è stata consegnata nel maggio 2003 dai cantieri navali *Namura Shipbuilding Co., Ltd.-Imari Works*. Yard No. 227.

Tabella 4.1 - Caratteristiche principali della *Cape Victory*

Classe: Capesize-Dunkirkmax	
Capacità [dwt]	177.359
Dimensioni:	
Lunghezza fuori tutto [m]	288,97
Lunghezza prora poppa [m]	280,45
Larghezza [m]	45,00
Pescaggio [m]	17,955
Caratteristiche tecniche:	
Potenza [kW]	16.800 ⁴
Velocità [nodi]	14,8

Fonte: <http://www.navy-mar.com/CapeVictoryMusel.htm>

La scelta di riferirsi ad una nave di grandi dimensioni, se da un lato comporta svantaggi di natura logistica quali l'impossibilità, ad esempio, di transitare attraverso il canale di Panama, dall'altro risponde alla necessità di avere a disposizione un volume di carico utile sufficientemente grande da giustificare e compensare il maggiore ingombro dell'impianto di termovalorizzazione da installare a bordo.

Come si vedrà più in dettaglio nei prossimi paragrafi, l'inevitabile presenza di sistemi per l'abbattimento dei fumi e per il trattamento delle scorie, nonché la problematica sistemazione del gruppo caldaia-forno a letto fluido, il cui ingombro verticale si aggira intorno ai 30 m, hanno condizionato l'individuazione della taglia ottimale della nave.

Figura 4.1 - Due immagini della *Cape Victory*



Fonte: <http://www.navy-mar.com/CapeVictoryMusel.htm>

⁴ Tale valore di potenza non si riferisce direttamente alla *Cape Victory* ma deve considerarsi come valore indicativo per una *bulk carrier* di classe *Capesize-Dunkirkmax*.

Non essendovi una correlazione diretta lineare tra la potenza dell'impianto ed i sistemi di trattamento delle scorie e dei fumi, e dovendo spostare le sovrastrutture di comando di qualche metro in avanti a causa della sistemazione dell'impianto a poppa, si è individuato nella classe *Capesize* la taglia più idonea a garantire comunque un carico accettabile dal punto di vista economico. Con una taglia molto piccola (<5.000 dwt) si correrebbe il rischio di realizzare una nave il cui unico compito è trasportare l'impianto che la motorizza. Una taglia ancora più grande invece, se da un punto di vista impiantistico non creerebbe certamente problemi, limiterebbe comunque fortemente il fattore versatilità della nave a causa delle ingenti dimensioni, soprattutto in termini di pescaggio: attualmente nel panorama internazionale solo alcuni porti sono in grado di ricevere *bulk carrier* classe *VLBC* (*Very Large Bulk Carrier*), comportando conseguentemente una riduzione delle rotte mercantili praticabili.

La classe ipotizzata si presta bene inoltre, in termini di potenze in gioco, ad essere comparata con i dati relativi ad un impianto di termovalorizzazione di taglia medio-grande come, ad esempio, quello di Gioia Tauro, uno degli impianti utilizzati come riferimento in questo studio.

Per aumentare la latitudine delle analisi economiche – affrontate nel capitolo successivo – oltre alla classe medio-grande *Capesize* è stata considerata anche una *bulk carrier* di taglia media, rientrante nella classe *Handymax*, con una capacità di carico trasportabile di 45.000 dwt.

4.2 La propulsione navale

4.2.1 Gli impianti motori navali: richiami generali

Il principio su cui si fonda la propulsione è *unico* ed indipendente dalla particolare applicazione, navale o aeronautica, dal sistema propulsivo, elica o getto, e dalla natura del fluido (aria, gas combustibili, acqua) [4.2].

Tra i fattori ed i criteri di cui si deve tener conto nella scelta e nella progettazione degli impianti motori navali, la *potenza* dell'impianto riveste un ruolo di grande rilievo; questa risulta essere legata alle caratteristiche tecniche (dimensioni, forma della carena ecc...) ed alla velocità di avanzamento della nave, ed è esprimibile come:

$$P_e = \frac{S \cdot v}{1000 \cdot \eta_e \cdot \eta_m} \text{ [kW]} \quad (4.1)$$

dove con P_e si intende la *potenza effettiva* che deve sviluppare l'impianto motore, con S la *spinta* che il fluido imprime all'albero dell'elica e da questa trasmessa allo scafo determinandone l'avanzamento, v è la velocità della nave e η_e e η_m sono rispettivamente il *rendimento globale dell'elica*⁵, considerata come propulsore e macchina operatrice, ed il *rendimento meccanico*. Generalmente il prodotto $\eta_e \cdot \eta_m$ oscilla in un ampio campo con valori medi compresi tra 0,62 e 0,78.

⁵ Tale rendimento è il risultato del prodotto di altri due rendimenti, un rendimento propulsivo η_p ed un rendimento η_o che tengono conto di una serie di perdite.

In fase di valutazione, inoltre, un altro fattore molto importante è l'*economicità* dell'impianto, ossia i rendimenti ed i consumi ottenibili prestando particolare attenzione alla qualità del combustibile usato.

Altri fattori che bisogna prendere in considerazione sono [4.3]:

- il tipo di nave: petroliera, portacontainer, traghetto, da crociera ecc...;
- la frequenza delle variazioni d'esercizio, ossia i periodi di funzionamento a regime ed i transitori: velocità ridotta, arresti, inversioni di marcia ecc...;
- l'autonomia richiesta e la rotta, in relazione anche ai tipi di combustibile reperibili lungo la rotta stessa⁶;
- lo spazio disponibile per l'apparato motore ed il peso e l'ingombro di quest'ultimo.

Nella valutazione di un impianto motore navale vanno considerati anche gli aspetti legati alla *sicurezza* ed alla *manovrabilità* che sono influenzati da altri fattori quali:

- l'affidabilità dell'impianto;
- la potenza disponibile nella marcia indietro;
- la rapidità della manovra d'inversione;
- l'entità e la durata della sovrapotenza ottenibile;
- la rapidità nelle variazioni di regime dell'impianto motore.

Negli anni si è constatato come, in ambito navale, le particolari esigenze della propulsione (accoppiamento all'elica, inversione di marcia ecc...) rendono idonei allo scopo i motori diesel, le turbine a vapore⁷ e, limitatamente alle applicazioni militari, le turbine a gas.

Avendo comunque questo lavoro lo scopo di analizzare possibili scenari alternativi nei quali si ipotizza l'impiego di CDR in un impianto navale a vapore, il confronto tra gli impianti motori testé citati è stato circoscritto fra la turbina a vapore ed il motore diesel, non prendendo in considerazione la turbina a gas.

In via generale è bene precisare che se, fino a qualche decennio fa, la valutazione nella scelta dell'impianto motore era basata sul confronto tra le caratteristiche offerte dalla motorizzazione diesel e dalla turbina a vapore, oggi lo scontro tra queste due filosofie ha visto come incontrastato vincitore il motore diesel, che ha ormai raggiunto una posizione di sostanziale monopolio nella marina mercantile, sia per nuove realizzazioni che per la conversione di navi già esistenti.

⁶ Questo fattore ha rilevanza maggiore nel caso in esame in quanto il combustibile impiegato è il CDR, quindi, come si vedrà in avanti, bisognerà tenere in considerazione quali scali portuali sono idonei in termini di rifornimento di tale combustibile.

⁷ In generale gli impianti a vapore si riferiscono a quelli convenzionali, in considerazione del fatto che i nucleari trovano impiego solo in applicazioni militari, limitatamente a qualche unità di superficie, in genere portaerei, ed ai sottomarini con armamento missilistico.

4.2.1.1 Motore diesel

In ambito navale, i motori diesel riescono oggi a ricoprire tutta la gamma di potenze richieste: per potenze elevate in genere vengono impiegati motori lenti a due tempi, con numero di giri al minuto tra 56 ed 80, corsa superlunga con rapporti corsa-diametro pari a 3÷3,5 ed oltre, accoppiati direttamente all'elica, in grado di sviluppare oltre 3.000 kW per cilindro e complessivamente anche oltre i 40.000 kW⁸ [4.2]. I rendimenti globali si attestano intorno al 50% con consumi specifici di carburante in qualche caso inferiori a 0,160 kg/kWh. Tali motori presentano il vantaggio di poter bruciare, senza inconvenienti apprezzabili, nafta residuale di tipo pesante tipo il *MFO* (*Marine Fuel Oil*) oppure il *RMF* (*Residual Marine Fuel*).

Un altro vantaggio che presentano i motori diesel riguarda la possibilità di variare il regime di rotazione ed il carico, mantenendo in un *range* limitato la variazione del rendimento. Questo aspetto permette inoltre di poter modificare la velocità di normale andatura della nave in relazione al mutare dei fattori che intervengono nella scelta della velocità *economicamente conveniente*⁹. Essendo motori reversibili, i diesel sono in grado di garantire a marcia indietro l'intera potenza sviluppata nella marcia avanti, il che comporta un ulteriore vantaggio in termini di spazio di arresto della nave e quindi di sicurezza.

Mentre per alcune particolari applicazioni, con elevate richieste di potenza, è ancora possibile favorire le turbine a vapore, per potenze più ridotte, da qualche centinaio fino ad una decina di migliaia di kW, l'impiego dei motori diesel non viene messo in discussione. In questi casi vengono montate le versioni veloci e semiveloci a quattro tempi, con diametro dei cilindri di minori dimensioni (200÷600 mm), e velocità di rotazione da 300 a 2.000 giri/min il che comporta un sistema di accoppiamento elica-motore realizzato mediante giunto e riduttore ad ingranaggi¹⁰. Tali motori in genere vengono impiegati in applicazioni in cui è richiesta una frequente variazione di regime e dove vi sono problemi di spazio, soprattutto in altezza come nel caso dei traghetti.

In genere, quando non insorgono altre esigenze di natura tecnico-economica, l'impianto motore viene sistemato verso poppa; per navi che trasportano carichi liquidi o molto scorrevoli e che sono fortemente compartimentate, la sistemazione a poppa diviene obbligatoria ed in genere la soluzione a monoelica è la più impiegata.

⁸ Nel 1988 su di una grande nave portacontainer è stato installato un motore diesel a due tempi sovralimentato con 12 cilindri in linea realizzato dalla Sulzer, sigla 12RTA84, la cui potenza ammonta a 41.920 kW; a quel tempo era il più potente al mondo.

⁹ Nella scelta della velocità economicamente conveniente oltre al consumo del combustibile si considerano altri fattori quali il tipo di deperibilità del carico, le condizioni meteomarine lungo la rotta, la portata della nave.

¹⁰ È bene specificare che collegando ad una o più eliche diversi motori semiveloci, ciascuno costituito da un numero elevato di cilindri in linea o a V, si possono comunque sviluppare notevoli potenze, anche superiori ai 50 MW; tuttavia tale soluzione viene scarsamente impiegata in quanto per grandi potenze i motori a due tempi garantiscono migliori rendimenti.

4.2.1.2 Turbina a vapore

In un impianto motore a vapore il rendimento ottenibile è legato al valore della potenza installata: all'aumentare di quest'ultima, infatti, divengono economicamente sempre più convenienti i vari accorgimenti, quali il surriscaldamento ripetuto e/o gli spillamenti di vapore, che migliorano il rendimento del ciclo ed in quello globale dell'impianto [4.2]. Come accennato poc'anzi per i motori diesel, le turbine a vapore sono generalmente impiegate sulle grandi navi, con potenze che variano dai 20 MW ad oltre 40 MW. I rendimenti globali, seppur apprezzabili – in media 25÷30% – sono molto inferiori rispetto a quelli dei diesel lenti a due tempi, il che ha comportato negli ultimi anni la preferenza verso questi ultimi nelle nuove realizzazioni. Inoltre, in termini di rendimento, un altro handicap delle turbine a vapore riguarda la sensibile riduzione del rendimento in caso di carichi ridotti, con conseguente aumento dei consumi specifici, superiore anche al 50% rispetto alle condizioni nominali.

Tuttavia un grande vantaggio delle turbine a vapore riguarda la possibilità di fornire sovrapotenze in condizioni normali dell'ordine del 20% per un tempo praticamente indefinito, senza incorrere in problemi legati a possibili sovraccarichi meccanici e termici della macchina; nei motori diesel invece tale incremento di potenza, seppur intorno al 15%, può essere mantenuto solo per un tempo limitato, mediamente di circa 2 ore, superato il quale si instaura un regime di funzionamento con temperature insostenibili per il motore stesso.

4.2.1.3 Confronto diesel-turbina a vapore: sicurezza e manovrabilità

Riguardo la sicurezza e la manovrabilità della nave, l'influenza della motorizzazione è sia di natura diretta che indiretta [4.2]. Nel primo caso entrano in gioco il tempo necessario per le variazioni di regime ed i valori della potenza e della spinta conseguibili durante la fase di marcia indietro. La natura indiretta riguarda la facilità di impiegare mezzi ausiliari quali, ad esempio, le eliche a pale orientabili. In tema di sicurezza, un parametro fondamentale cui bisogna far riferimento riguarda i valori della potenza e della spinta realizzabili in marcia indietro, nonché la rapidità della manovra stessa.

Nei motori diesel e negli impianti con turbine a vapore, l'operazione di inversione della spinta si realizza generalmente invertendo il senso di rotazione dell'albero motore. Per quanto concerne i primi, non si incontrano particolari difficoltà in quanto, come tutti i motori alternativi a combustione interna, il diesel è una macchina reversibile: la procedura viene eseguita fermando la rotazione del motore per poi riavviarla nel senso contrario. L'unico inconveniente riguarda il tempo per effettuare il fermo e l'inversione. Nel caso di elica a pale fisse la potenza di marcia indietro eguaglia quella a marcia avanti, mentre la spinta è minore a causa del più basso rendimento dell'elica durante la fase di rotazione inversa. Lo stesso discorso *non è valido* in caso di impianto con turbina a vapore, poiché questa macchina è non reversibile, essendo la palettatura rotorica orientata per un predefinito senso di rotazione. Con elica a pale fisse, l'operazione di inversione di marcia viene effettuata con un'apposita *turbina di marcia indietro* predisposta per l'altro senso di rotazione, calettata sullo stesso albero della turbina principale.

Durante la marcia in avanti la turbina di marcia indietro viene trascinata senza pericoli poiché, essendo collocata allo scarico della turbina principale di bassa pressione, ruota in un'atmosfera di vapore umido a bassa pressione (circa 0,05 bar). Si tratta di una turbina a pochi stadi, con rendimento più basso e quindi con valori di potenza e di spinta molto inferiori rispetto alla turbina di marcia avanti (circa il 40÷50% in meno).

4.2.2 Combustibili per motori diesel marini e loro caratteristiche

In ambito navale, nella quasi totalità delle applicazioni, per l'alimentazione dei motori diesel si impiegano combustibili liquidi derivati dai processi di raffinazione del petrolio: questi in genere sono costituiti da una miscela di idrocarburi appartenenti alla famiglia paraffinica, olefinica, naftenica ed aromatica [4.8].

Mentre per i motori a quattro tempi veloci viene impiegato il *distillate marine fuel* (noto anche come *Marine Diesel Oil*; *MDO*) costituito da alcuni dei prodotti della distillazione intermedia del greggio, nei motori a quattro tempi semiveloci e nei motori a due tempi si ricorre all'utilizzo del *residual marine fuel* (detto anche *Marine Fuel Oil*; *MFO*), caratterizzato dal contenere tutti i residui più pesanti del petrolio¹¹.

I fattori che differenziano le proprietà di un combustibile destinato all'alimentazione di un motore diesel marino sono:

1. la **viscosità** ν ;
2. la **densità** (massa volumica) ρ ;
3. il **residuo carbonioso**;
4. la presenza di **asfalti**;
5. il contenuto di **zolfo**;
6. il contenuto di **vanadio e sodio**;
7. la presenza di **ceneri**;
8. il contenuto di **alluminio**;
9. il contenuto d'**acqua**;
10. la **stabilità** e la **compatibilità**;
11. il **flash point**;
12. il **pour point** o **punto di scorrimento**;
13. il **cloud point** o **punto di intorbidamento**.

4.2.2.1 Impiego del MFO (Marine Fuel Oil) nei motori diesel a due tempi

Il successo e la conseguente larga diffusione dei combustibili pesanti (*residual fuel*) nei motori a due tempi va ricercata nella convenienza economica che in termini di minor costo comporta l'impiego di tali combustibili rispetto ai distillati quali il gasolio o il *diesel oil* marino [4.8].

¹¹ Tali residui, derivati dalla distillazione del greggio, sono caratterizzati da temperature di distillazione superiori ai 300÷350 °C.

Fino alla crisi petrolifera del 1974, i combustibili residui presenti sul mercato erano caratterizzati da un livello qualitativo più che soddisfacente, in relazione ai modesti tenori di zolfo, ceneri e residuo carbonioso, e grazie a idonei valori di viscosità. Inoltre, provenendo dalla prima distillazione del greggio, operata generalmente a pressione atmosferica, il *residual fuel* era particolarmente ricco di prodotti leggeri che gli conferivano buone proprietà.

Poiché fattori quali il tenore di zolfo ed il residuo carbonioso erano in relazione alla viscosità, fino a qualche decennio fa i combustibili venivano classificati e valutati esclusivamente in funzione di tale parametro. Inoltre, provenendo da poche aree geografiche nelle quali allora conveniva l'estrazione, i vari combustibili residui presentavano una certa omogeneità grazie anche al fatto che i processi di raffinazione adottati dalle varie compagnie petrolifere non si discostavano sensibilmente l'uno dall'altro. Il tutto si traduceva in un rapporto piuttosto stabile tra la viscosità e le altre caratteristiche enunciate precedentemente.

A causa della crisi petrolifera del 1974 l'orientamento delle compagnie petrolifere fu quello di modificare i processi di raffinazione del greggio (introduzione del *cracking catalitico a letto fluido*) per rispondere alla allora nascente domanda di combustibili leggeri, come le benzine ad alto numero di ottani, richieste in particolar modo dalle applicazioni con turbine a gas di tipo aeronautico.

La scomparsa dal *residual fuel* dei prodotti leggeri ha comportato un aumento della percentuale di composti ad elevato peso molecolare con conseguente incremento del residuo carbonioso e del tenore di asfalti. Si registrò inoltre un sensibile aumento del tenore dello zolfo passato dall'1÷2% al 3÷4%, con conseguente aumento dell'usura delle canne dei cilindri, ed una maggior usura di natura abrasiva dettata dall'introduzione di particelle di catalizzatore trascinate dal residuo nel passaggio attraverso la colonna di *cracking*, costituite essenzialmente da Al_2O_3 e SiO_2 .

Le caratteristiche del combustibile persero quel legame diretto con il grado di viscosità e cominciarono ad assumere proprietà legate alla natura locale del giacimento petrolifero. Il tutto comportò problemi di stabilità e compatibilità tra combustibili di differente provenienza.

In relazione a quest'ultimo aspetto, per limitare gli inconvenienti di funzionamento nascenti dall'impiego di combustibili eterogenei nei motori diesel marini, gli armatori, unitamente ai costruttori ed ai petrolieri, fecero pressioni affinché gli organi preposti emanassero apposite specifiche internazionali per ciascun tipo di combustibile, al fine di classificare lo stesso all'interno di classi di qualità omogenee.

A riguardo gli organismi che si sono occupati di classificare i combustibili sono:

1. il *British Standard Institution (BSI)*;
2. l'*International Organization of Standardization (ISO)*;
3. l'*International Council on Combustion Engines (CIMAC)*.

Nella tabella 4.2 si riportano le specifiche di un combustibile pesante (*residual fuel*).

Si può osservare come alcune proprietà del combustibile, peraltro di una certa rilevanza, siano state riportate in tabella: la motivazione è imputabile al fatto che non è stato raggiunto un accordo, a livello internazionale, sui criteri per la loro valutazione.

Tabella 4.2 - Residue Marine Fuel Standard al marzo 1985. Standard ISO: DIS DP 8217; Standard BSI: BS MA100 – 1982; Standard CIMAC

		Denominazione																						
		RMA	RMB	...	RMC	RMD	RME	RMF	RMG	RMH	RMK	RML												
		10	10	...	10	15	25	25	35	35	35	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
		M4	...	M5	...	M6	...	M7	...	M10	M8	...	M11	M9	...	M12	M12	M12	M12	M12	M12	M12
		4	3	...	2	5	6	7	...	8	9	...	10	11	...	12
		Limiti																						
Densità a 15°C [g/ml]	max	0,975		0,991		0,991	0,991	0,991		0,991		...	0,991		...	0,991		...	0,991		...	0,991		...
Viscosità cinematica a 50 °C [c St] a 100 °C [c St] a 80 °C [c St]	max		40			80	180			380														
	max		10			15	25			35														
	max		15			25	45			75														
Flash point [°C]	min		60			60	60			60														
Pour point [°C] 01 dic – 31 mar 01 apr – 30 nov	max	0		24		30	30			30														
	max	6		24		30	30			30														
Residuo carbonioso [% in massa]	max	10		12	14	14	15	20	18	22	22	22	22	22
Ceneri [% in massa]	max		0,10			0,10	0,10	0,15	0,15	0,20														0,20
Acqua [% in massa]	max		0,50			0,80	1,0			1,0														1,0
Zolfo [% in massa]	max		3,5			4,0	5,0			5,0														5,0
Vanadio [% in massa]	max	150	250	300	300	350	200	500	300	600														600

Fonte: R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 2, pag. 124, 1989

4.2.3 Scelta della motorizzazione di baseline: il motore diesel lento a due tempi di produzione MAN B&W

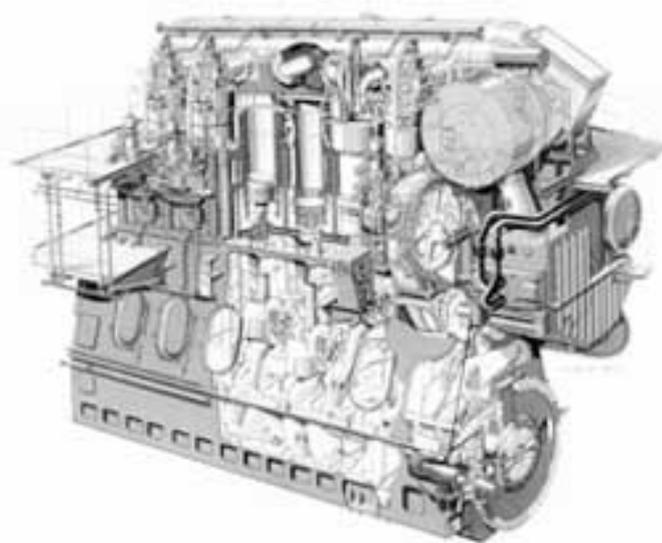
Si considerano le unità commerciali attualmente disponibili sul mercato e, dopo una valutazione delle informazioni, sono stati presi come riferimento i motori diesel prodotti dalla compagnia multinazionale MAN B&W Diesel [4.9].

Attualmente la MAN B&W Diesel si posiziona sul mercato differenziando l'offerta di motori diesel lenti (figura 4.2) a due tempi in due famiglie: i diesel appartenenti al *ME Programme*¹² e quelli facenti capo al *MC-C* e *MC Programme*. I primi si avvalgono di sistemi di controllo elettronico di nuova generazione in grado di ridurre i costi d'esercizio, abbassare le emissioni, incrementare l'affidabilità ed assicurare un alto livello di flessibilità di funzionamento. Tali motori sono caratterizzati dall'avere elettronicamente controllati il tempo di iniezione del combustibile, le valvole di aspirazione e mandata ed anche la lubrificazione dei cilindri.

I motori diesel siglati MC-C e MC, differentemente, si avvalgono di sistemi di iniezione, di apertura e chiusura valvole e di lubrificazione cilindri azionati meccanicamente attraverso alberi a camme: eventualmente, solo in presenza di opportune pompe il tempo di iniezione del combustibile può essere regolato durante il funzionamento.

In considerazione del fatto che una *bulk carrier* si presenta come una nave con basso contenuto tecnologico, ai fini dello studio e del confronto tra motorizzazione diesel e turbina a vapore, si è ritenuto più logico focalizzare l'attenzione sui motori diesel della famiglia a MC-C, quindi con controllo meccanico dei dispositivi di funzionamento quali valvole ed iniezione. In particolare, volendo mantenere una flessibilità in termini di potenza impiegata, la scelta del motore si è indirizzata verso il modello **L60MC-C**, in quanto tale motore riesce a soddisfare un *range* di potenza che va da 6 MW a 20 MW.

Figura 4.2 - Esempio di motore diesel lento a due tempi prodotto dalla MAN B&W



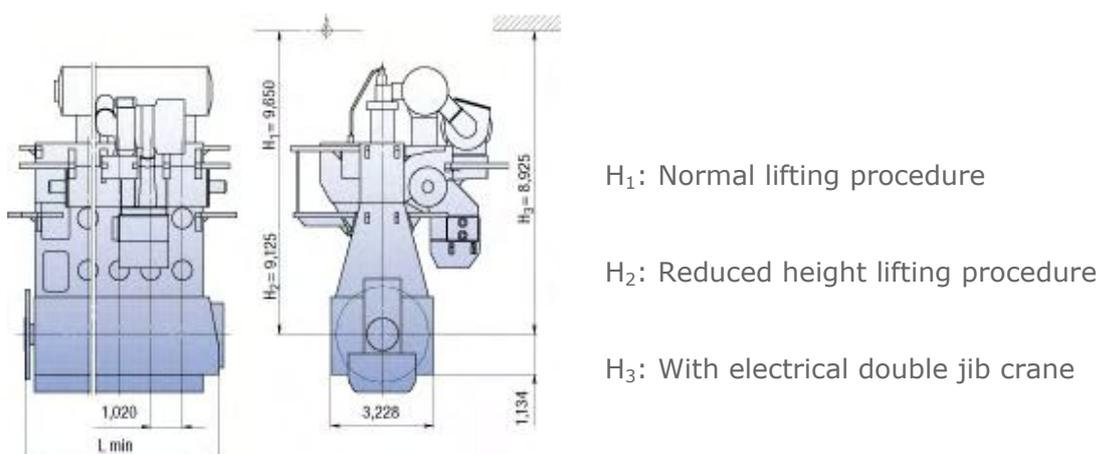
¹² I motori diesel lenti a due tempi appartenenti al *ME Programme* sono identificati oltre che la semplice sigla ME anche con le sigle ME-C e ME-GI.

Nella tabella 4.3 vengono riportate le principali caratteristiche tecniche e dimensionali di tale motore diesel [4.9].

Tabella 4.3 - Caratteristiche principali del motore L60MC-C di produzione MAN B&W

Layout points		L ₁	L ₂	L ₃	L ₄
Speed	r/min	123	123	105	105
Mep	bar	19.0	15.2	19.0	15.2
		kW	kW	kW	kW
4L60MC-C		8920	7120	7600	6080
5L60MC-C		11150	8900	9500	7600
6L60MC-C		13380	10680	11400	9120
7L60MC-C		15610	12460	13300	10640
8L60MC-C		17840	14240	15200	12160
9L60MC-C		20070	16020	17100	13680
Specific Fuel Oil Consumption (SFOC)					
g/kWh		171	164	171	164
Lubricating and Cylinder Oil Consumption					
Lubricating oil	5 - 6.5 kg/cyl. 24 h				
Cylinder oil	0.7 - 1.2 g/kWh				

Fonte: MAN B&W [4.9]



Cyl. No	4	5	6	7	8	9
L _{min} mm	5648	6688	7688	8708	9728	10519
H ₁ mm	9650	9650	9650	9650	9650	9650
H ₂ mm	9125	9125	9125	9125	9125	9125
H ₃ mm	8925	8925	8925	8925	8925	8925
A mm	1134	1134	1134	1134	1134	1134
B mm	3228	3228	3228	3228	3228	3228
E mm	1020	1020	1020	1020	1020	1020
Dry Mass t*	255	304	347	377	453	510

Fonte: MAN B&W [4.9]

Individuato il modello, si vede dalla tabella 4.3 come questo possa essere configurato attraverso diverse soluzioni che prevedono un impiego di un minimo di 4 cilindri fino ad un massimo di 9¹³. Riferendosi, per il confronto, ad impianti di termovalorizzazione di taglia medio-grande, caratterizzati da valori di potenza intorno ai 15.000÷16.000 kW, si è visto come non esista una sola configurazione che meglio si presta ad essere confrontata con la soluzione a turbina a vapore; infatti, considerando come parametro esclusivamente la potenza da sviluppare, il motore **L60MC-C** può essere configurato a 7, 8 o 9 cilindri.

4.3 Motorizzazione alternativa ipotizzata

Per poter sfruttare il CDR come combustibile alternativo in sostituzione del convenzionale diesel marino, si deve procedere all'installazione a bordo della *bulk carrier* di un impianto con turbina a vapore opportunamente modificato. Questa soluzione, come accennato nel paragrafo 4.2.1.2, non è del tutto nuova in ambito navale, in quanto fino al 1980 la turbina a vapore ha rappresentato una valida alternativa al motore diesel, in particolar modo quando le potenze richieste si attestavano sull'ordine di qualche decina di MW.

Tuttavia l'incontrastato predominio del motore diesel registrato negli ultimi anni non ha permesso un confronto alla pari tra le due tecnologie: infatti, se è vero che negli ultimi decenni gli sviluppi tecnologici hanno visto incrementare notevolmente le *performance* dei motori diesel, la stessa cosa, sempre in campo navale, non si può dire per quanto concerne le turbine a vapore, le cui soluzioni e configurazioni più recenti risalgono ai primi anni '80 del secolo scorso.

¹³ I valori della potenza in funzione delle diverse configurazioni sono state tutte rilevate con condizioni tropicali a livello del mare, con una temperatura dell'acqua marina di 32 °C, temperatura in ingresso al motore di 45 °C ad una pressione di 1 mbar.

Preso atto di ciò, lo studio ha preso in considerazione le ultime generazioni di impianti a vapore destinati ad applicazioni navali¹⁴, sui quali sono stati introdotti opportuni accorgimenti vista la diversa natura del combustibile impiegato. Le principali modifiche hanno riguardato il sistema caldaia per la generazione di vapore, cosa che ha richiesto l'introduzione di un forno a letto fluido circolante, ed il sistema per il trattamento dei gas combusti e delle scorie.

4.3.1 Impianto a vapore ipotizzato per la propulsione navale

Negli impianti a vapore circola acqua che, nella sua evoluzione termodinamica ciclica, passa dallo stato liquido a quello di vapore surriscaldato, ricevendo calore dalle sorgenti anatermiche presenti, per poi, attraverso un'espansione, passare nuovamente dallo stato di vapore saturo a quello liquido, cedendo questa volta calore per effetto delle sorgenti catatermiche.

I moderni impianti motore a vapore sono a *massa variabile*, nel senso che la portata in massa non è la stessa nelle diverse sezioni dell'impianto, ma subisce variazioni legate alla presenza di rigeneratori i quali sfruttano il contenuto energetico del vapore spillato dalla turbina durante la fase di espansione per riscaldare l'acqua da inviare al generatore di vapore [4.11] [4.12]. Mediante la rigenerazione termica, pur riducendo il lavoro specifico scambiato tra organo mobile e fluido – in quanto un'aliquota della portata di vapore che entra in turbina viene spillata e quindi non completa la fase di espansione fino alle condizioni di pressione e temperatura vigenti nel condensatore – si realizza un incremento del rendimento, venendo ridotta anche la quantità di calore da fornire al fluido.

Le configurazioni con cui si realizzano gli impianti a vapore per la propulsione navale si differenziano da quelle degli impianti termoelettrici: è bene precisare, infatti, che se da un lato l'adozione di schemi e cicli più complessi comporta consistenti benefici termodinamici (incremento del rendimento), dall'altro implica il nascere di complicazioni costruttive e realizzative con conseguente aumento dei costi di investimento e, per quanto riguarda le navi, un maggior peso della struttura.

Mentre negli impianti termoelettrici – destinati per l'appunto alla produzione di potenza elettrica – l'inclinazione a realizzare notevoli concentrazioni di potenza, anche superiori ai 1.000 MW, può giustificare e rendere economicamente accettabili e sostenibili i maggiori costi, in campo navale, lavorando con potenze di gran lunga inferiori, tale convenienza viene a mancare. Nelle navi, infatti, il valore della potenza è fissata principalmente dalle esigenze propulsive e, come visto nei paragrafi precedenti, difficilmente si riscontrano potenze paragonabili a quelle di una centrale termoelettrica; pur considerando una *portacontainer* da oltre 10.000 TEU difficilmente infatti si superano i 60÷70 MW.

In campo navale la convenienza economica e costruttiva impone la realizzazione di impianti semplici, con pressioni di esercizio sempre inferiori a quella critica di 221 bar e

¹⁴ Sono stati presi a riferimento due impianti a vapore della *Kawasaki*, uno tipo UB senza risurriscaldamento e l'altro tipo UR con risurriscaldamento, entrambi con quattro spillamenti di vapore.

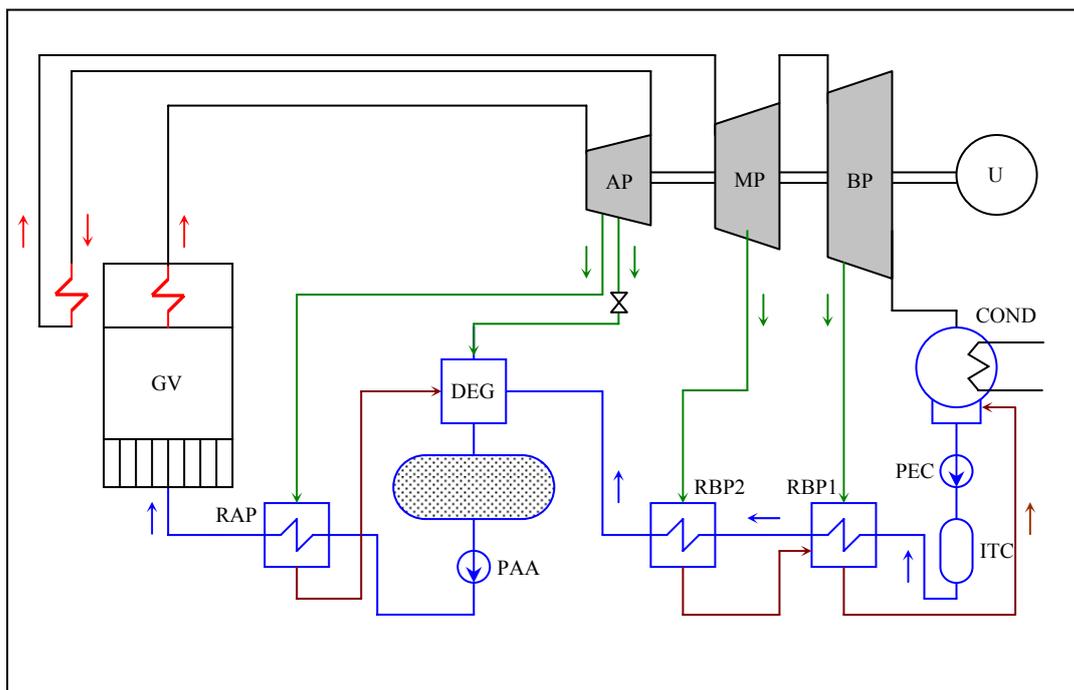
temperature massime intorno ai 500 °C, dove sono previste soluzioni tecniche con un solo risurriscaldamento e numero di spillamenti mai superiore a cinque [4.13].

In figura 4.3 si riporta lo schema semplificato dell'impianto a vapore di produzione *Kawasaki* in cui sono previsti quattro spillamenti di vapore ed un solo risurriscaldamento. Per l'impianto a vapore ipotizzato nel presente lavoro è stata scelta questa configurazione.

Il rendimento limite del ciclo di un simile impianto a vapore è sicuramente più basso rispetto a quello di un impianto a vapore destinato alla produzione di potenza elettrica. Inoltre le caldaie marine in genere non riescono a raggiungere i rendimenti di quelle di terra¹⁵, a causa delle limitazioni di peso e dimensioni che l'installazione delle stesse impone a bordo di una nave.

Non ultimo, considerando l'effetto di scala, anche il rendimento meccanico presenta valori sensibilmente inferiori, in quanto è ben noto come, al crescere delle potenze in gioco e quindi delle dimensioni delle macchine, l'incidenza delle perdite si riduca.

Figura 4.3 - Schema semplificato d'impianto a vapore *Kawasaki* tipo UR con risurriscaldamento a quattro spillamenti



Schema dell'impianto

- | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|
| GV: Generatore di vapore | AP: Turbina di alta pressione |
| MP: Turbina di media pressione | BP: Turbina di bassa pressione |
| U: Utilizzatore | COND: Condensatore |
| PEC: Pompa Estrazione Condensato | DEG: Degasatore |
| ITC: Impianto Trattamento Condensato | PAA: Pompa Acqua Alimento |
| RBP: Riscaldatore Bassa Pressione | RAP: Riscaldatori Alta Pressione |

L'impianto previsto in questo lavoro sconta inoltre ulteriori limitazioni prestazionali in caldaia, a causa della combustione di CDR: la presenza del forno a letto fluido circolante (come si vedrà in seguito) impone di per sé temperature massime d'esercizio di 900÷950 °C, ma il vero problema risiede nelle caratteristiche dei gas generati dalla combustione del CDR, i quali non possono essere portati a temperature elevate in quanto il tenore di cloro presente causerebbe un'eccessiva azione corrosiva sulle parti dell'impianto con cui i fumi vengono a contatto. A causa di ciò non si riesce ad ottenere, in termini di caratteristiche termodinamiche del fluido, una produzione ottimale di vapore: i valori di pressione non superano i 60÷65 bar mentre la temperatura massima d'esercizio è di circa 450 °C¹⁶ [4.14].

4.3.1.1 Turbina multistadio: gruppo turboriduttore

La tecnica costruttiva delle turbine navali tende a dividere la macchina in più *corpi*, generalmente due, uno di alta pressione (AP) e l'altro di bassa pressione (BP), assegnando a ciascun corpo il numero di giri più idoneo in riferimento alle caratteristiche termodinamiche e cinematiche assunte dal fluido durante la fase di espansione. Non mancano tuttavia applicazioni in cui si è preferito suddividere la turbina in tre corpi, inserendo un corpo di media pressione (MP). Nell'impianto oggetto del lavoro si fa riferimento a quest'ultima configurazione in ragione del fatto che gli ultimi sviluppi tecnologici – risalenti comunque al 1980 – hanno riguardato proprio la soluzione a tre corpi.

Nella propulsione navale è prevista la suddivisione della macchina in due sottogruppi a disposizione incrociata (*cross-compound*), cioè montati su due alberi, costituiti ciascuno da uno o due corpi con stadi ad azione e rotori ottenuti di pezzo. Il sottogruppo con il corpo di alta pressione (ovvero di AP e MP nel caso di suddivisione della turbina in tre corpi) presenta una velocità di rotazione in media di circa 6.000÷7.000 giri/min mentre quello di bassa pressione ruota a valori decisamente inferiori, intorno ai 3.000÷4.500 giri/min. Poiché le velocità di rotazione dell'elica si attestano intorno agli 80÷130 giri/min (essendo comunque in atto la tendenza a realizzare applicazioni con numero di giri dell'elica sempre più bassi), lo sviluppo avuto dalla turbina a vapore è stato intimamente legato, in ambito navale, al perfezionamento della tecnica costruttiva dei riduttori di giri. Sono questi ultimi infatti a condizionare le scelte dei progettisti in fase di studio dell'impianto, in quanto i rapporti di riduzione, le velocità periferiche ed i carichi delle dentature determinano il numero di giri di funzionamento delle turbine stesse [4.13].

I moderni riduttori a doppia ed a tripla riduzione oltre a presentare un elevato rendimento, di natura meccanica ovviamente, garantiscono una buona affidabilità e sono in grado di gestire rapporti fino a 60÷1 ed oltre. Tale aspetto ha reso possibile quindi il miglioramento delle prestazioni delle turbine a vapore, in grazia della possibilità di realizzare maggiori velocità di rotazione delle stesse, assegnando ad ciascun corpo i valori di rotazione più idonei.

¹⁵ Le caldaie degli impianti termoelettrici riescono a raggiungere elevati valori del rendimento in grazia delle estese superfici attraverso le quali avviene il recupero del calore sensibile dei gas di scarico.

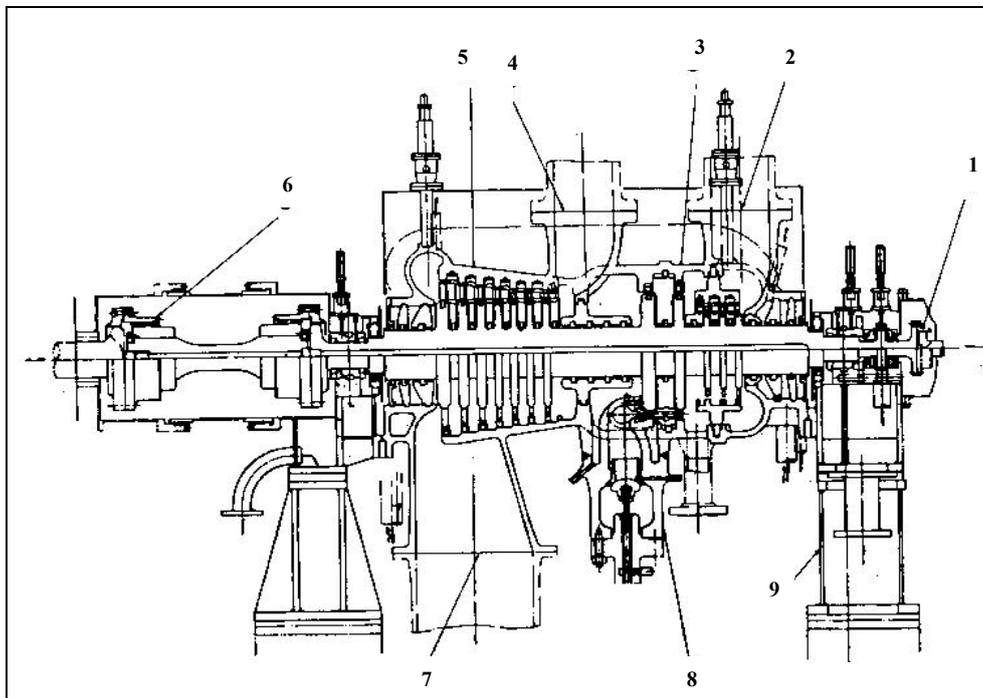
¹⁶ L'impianto di termovalorizzazione di Parona, progettato per una produzione di 17 MW_e, utilizza una caldaia a letto fluido circolante con circolazione esterna di tecnologia *Foster Wheeler* in grado di produrre (condizioni di progetto) vapore a 440 °C e 62 bar.

Riguardo gli impianti marini a vapore prodotti dalla *Kawasaki*, si osserva come le soluzioni costruttive e le condizioni termodinamiche adottate in diverse configurazioni sono comunque piuttosto simili tra loro. Come accennato nei paragrafi precedenti questo lavoro ha analizzato le prestazioni di due diverse tipologie d'impianto: un impianto tipo *UB* dove è previsto un ciclo a vapore a 60÷80 bar e 510÷520 °C senza risurriscaldamento e con quattro spillamenti, ed un impianto tipo *UR*, anch'esso con quattro spillamenti ma con un risurriscaldamento dopo il corpo di AP, caratterizzato dallo stesso livello di temperature ma con pressione del vapore a circa 100 bar.

La scelta si è diretta sull'impianto tipo *UR*, non tanto per la suddivisione in tre corpi della turbina quanto per la presenza del sistema di risurriscaldamento del vapore che, alla luce delle caratteristiche termodinamiche del vapore prodotto attraverso la combustione del CDR, risulta essere necessario.

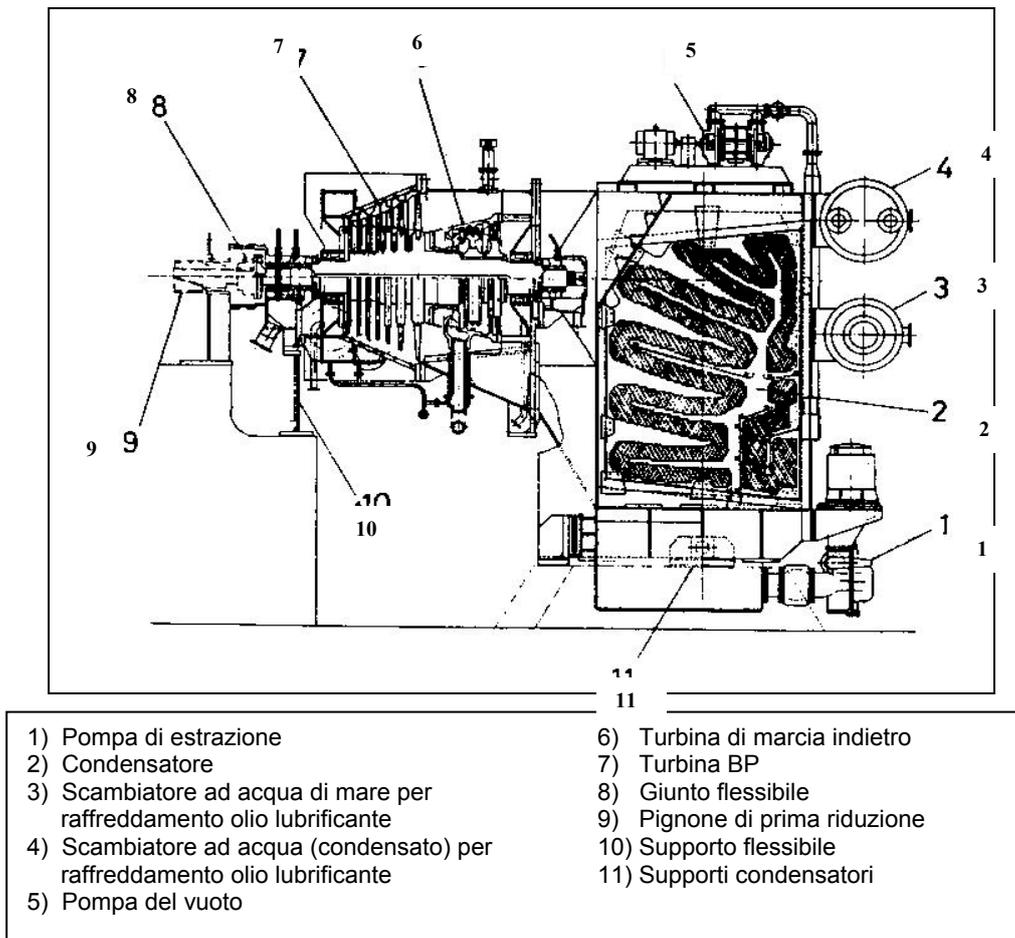
Il gruppo turboriduttore dell'impianto è costituito per l'appunto da tre corpi, in cui quello di alta e media pressione sono calettati su un unico albero, mentre nel sottogruppo ove è collocato il corpo di BP viene inserita anche la turbina di marcia indietro, costituita da due ruote Curtis a due salti di velocità. Le turbine, a parte le ruote Curtis di testa ad ammissione parziale, sono per il resto costituite da stadi ad azione a salti di pressione. In figura 4.4 si riporta lo schema semplificato del corpo di alta e media pressione della turbina impiegato dalla *Kawasaki*, mentre la figura 4.5 riporta il corpo di bassa pressione dove è presente anche la turbina di marcia indietro.

Figura 4.4 - Schema semplificato del corpo di AP e MP dell'impianto *Kawasaki*



- | | |
|--|--|
| 1) Giunto di accoppiamento | 6) Giunto flessibile |
| 2) Scarico della turbina AP verso il risurriscaldatore | 7) Scarico dalla turbina MP verso il corpo BP |
| 3) Turbina AP | 8) Valvola di ammissione vapore al primo stadio della turbina AP |
| 4) Ingresso alla turbina di media pressione del vapore proveniente dal risurriscaldatore | 9) Supporto flessibile |
| 5) Turbina MP | |

Figura 4.5 - Schema semplificato del corpo di BP della *Kawasaki*



4.3.1.2 Turbina di marcia indietro

Non essendo la turbina a vapore una macchina reversibile, al fine di garantire alla nave la possibilità di effettuare manovre ed operazioni di arresto, realizzabili invertendo il senso di rotazione dell'elica e quindi il verso della spinta, è stato necessario installare un'apposita turbina che in campo navale viene comunemente denominata *turbina di marcia indietro*. Adottando dei turboriduttore ad ingranaggi, questa rappresenta l'unica soluzione possibile ed in genere viene posizionata sullo stesso albero motore dove si trova il corpo di bassa pressione.

Dovendo funzionare solamente in regimi transitori, presenta una velocità di rotazione che al massimo può arrivare al 50% di quella relativa alla marcia avanti all'andatura di crociera, intono ai 1.500÷2.000 giri/min. In ragione di ciò la potenza della turbina si aggira intorno al 40% di quella sviluppabile durante la marcia in avanti mentre il dimensionamento della stessa viene realizzato per soddisfare una richiesta di coppia pari all'80% di quella richiesta per la marcia avanti.

In genere, nel realizzare una turbina di marcia indietro l'orientamento progettuale è indirizzato verso soluzioni ad una o due giranti, di cui la prima di solito è una Curtis a due salti di velocità.

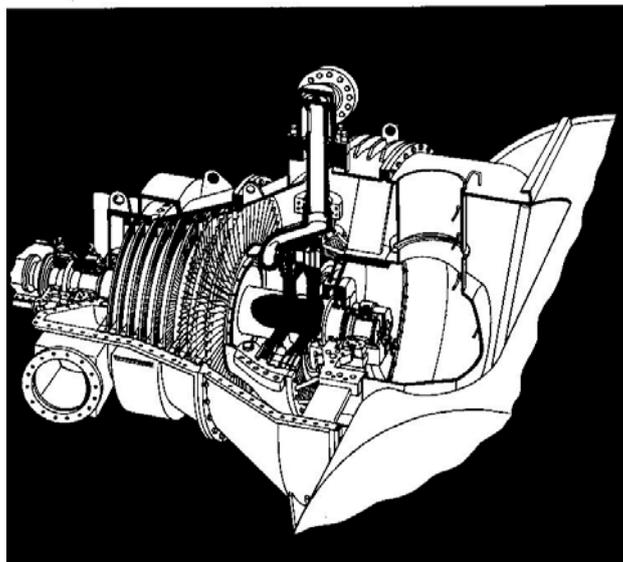
Come è noto, configurazioni che prevedono la presenza di una ruota Curtis, a causa delle elevate velocità del fluido e delle relative maggiori perdite, sono caratterizzate da un rendimento piuttosto basso; ciò è da ritenersi tuttavia accettabile in virtù dei ridotti tempi di impiego, del basso valore di potenza richiesto e della buona economicità costruttiva.

La tendenza di realizzare turbine di marcia indietro con pochi stadi è dettata inoltre dalla necessità di limitare il più possibile il peso e l'ingombro dell'impianto, nonché di contenere le perdite per effetto ventilante che si verificano quando la turbina viene trascinata in un'atmosfera di vapore durante il funzionamento a marcia avanti. Per limitare tali perdite la turbina di marcia indietro viene calettata e direzionata verso lo scarico del corpo di BP della turbina di marcia avanti.

In genere la manovra di inversione del moto della nave viene realizzata in maniera graduale chiudendo la valvola principale di marcia avanti ed aprendo contemporaneamente quella di marcia indietro; si evita in questo modo un aumento della temperatura troppo rapido sulle superfici della turbina di marcia indietro che potrebbero causare pericolose tensioni termiche. In caso di emergenza, la manovra di arresto è comunque realizzabile in tempi più brevi, regolando opportunamente l'apertura e la chiusura delle valvole d'interesse.

In figura 4.6 viene riportato lo spaccato del corpo di bassa pressione di una turbina a vapore di produzione *Stal Laval* dove sullo stesso albero si trova calettata la turbina di marcia indietro costituita da una ruota Curtis a due salti di velocità seguiti da due stadi ad azione.

Figura 4.6 - Corpo di bassa pressione con turbina di marcia indietro (*Stal Laval*)



4.4 Forno per la combustione del CDR

4.4.1 I forni: tecnologie disponibili

Nell'ambito della termovalorizzazione, il forno di incenerimento rappresenta l'elemento principale dell'impianto e la sua scelta ne determina, in ultima analisi, la capacità di trattamento.

Nell'individuare la tecnologia più idonea alla combustione del CDR a scopo di recupero energetico, bisogna tener conto di specifici requisiti tecnici a cui essa deve rispondere. In genere tale scelta viene eseguita in merito [4.20]:

- 1) alle prestazioni del processo di combustione, affinché favoriscano sia il completamento delle reazioni in fase gassosa sia un adeguato esaurimento delle frazioni inerti, costituenti le scorie;
- 2) ad elevati livelli di recupero energetico;
- 3) all'affidabilità di esercizio e ad una ridotta esigenza di manutenzione;
- 4) all'impiego consolidato, a livello internazionale, della specifica applicazione.

Tuttavia a parità di condizioni, il parametro che principalmente subordina la scelta della tecnologia è il combustibile stesso o meglio le sue caratteristiche chimico-fisiche (densità, pezzatura, contenuto di umidità, contenuto di inerti ecc...) ed in particolare il suo potere calorifico.

Attualmente, riguardo il termotrattamento di rifiuti, le principali tipologie di forno impiegate che ricoprono la maggioranza delle applicazioni richieste, sono¹⁷:

- a) i **forni a griglia**
- b) i **forni a letto fluido**
- c) i **forni a tamburo rotante**

Pur presentando ciascuna tipologia delle caratteristiche peculiari ed un proprio campo di applicazione principale, l'elemento che accomuna le tre tecnologie è la maturità di impiego. È bene precisare comunque che esistono altre tecnologie che risultano meno diffuse in quanto sviluppate per impieghi specifici e la cui applicazione, se non in fase sperimentale, è ancora circoscritta a particolari tipologie di rifiuti speciali e/o pericolosi. In tale categoria si trovano i forni statici per liquidi, forni a piani multipli, inceneritori a raggi infrarossi e i forni semi-pirolitici.

¹⁷ Nell'ambito del recupero energetico dei rifiuti, i forni a griglia rappresentano la tecnologia dominante grazie ad un'elevata flessibilità d'impiego e a contenuti costi d'impianto e di gestione. Per questa tipologia di forni il mercato viene conteso principalmente tra due compagnie: la tedesca *Martin GMBH*, la quale vanta una capacità installata di circa 60 milioni di tonnellate l'anno, e la svizzera *Von Roll-INOVA* i cui sistemi hanno una capacità complessiva di trattamento per via termica di circa 35 milioni di tonnellate di rifiuti l'anno [4.22]. Il resto della capacità mondiale installata, che si attesta intorno ai 40 milioni di tonnellate l'anno, è costituita da forni a tamburo ed a letto fluido. La *Von Roll-INOVA* produce entrambe le tecnologie detenendo importanti quote di mercato, soprattutto in Europa.

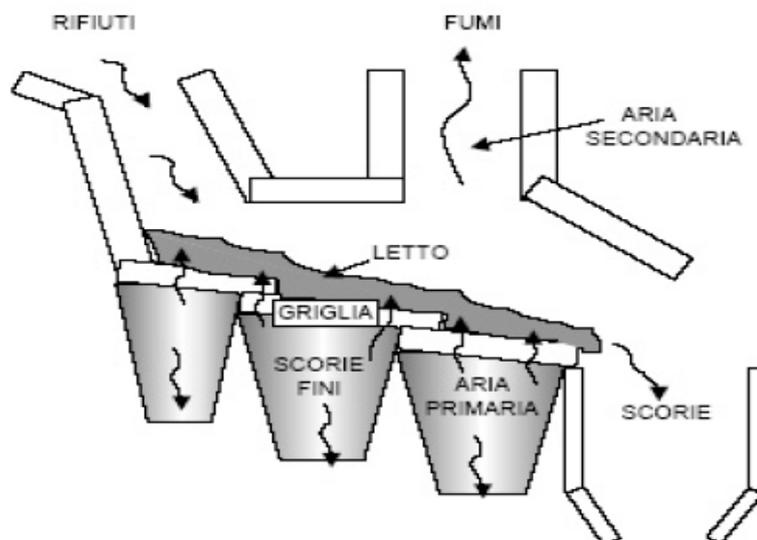
4.4.1.1 Forno a griglia

I forni a griglia sono impiegati prevalentemente per la combustione dei rifiuti solidi e rappresentano attualmente la tecnologia più consolidata e di conseguenza di più largo impiego. Il successo di questa tipologia di forni deriva dalla flessibilità di funzionamento e dalla manifestata affidabilità derivante dalle ormai numerose applicazioni.

Dal punto di vista costruttivo sono caratterizzati per l'appunto da una griglia – che può essere fissa o mobile – su cui viene formato un letto di combustibile dello spessore di alcune decine di centimetri. La tecnologia a griglia mobile presenta una camera alla cui base è disposta una suola di combustione costituita da una griglia, la quale, a sua volta, è composta da una serie di gradini mobili normalmente inclinati rispetto un piano orizzontale.

Come si vede dalla figura 4.7, il combustibile viene immesso mediante un sistema a tramoggia, situato nella parte più elevata della griglia. Lungo lo sviluppo longitudinale della griglia, il materiale subisce inizialmente un processo di essiccamento dove le sostanze volatili che si liberano sono costituite dall'umidità evaporata; in questa fase il rilascio di calore è piuttosto modesto. Nella parte centrale della griglia, al di sotto della griglia stessa, viene iniettata sia aria primaria, circa nella quantità stechiometrica necessaria alla combustione, sia aria secondaria, corrispondente in prima approssimazione all'eccesso d'aria necessario per la combustione, nella parte alta della camera di combustione¹⁸. Il volume al di sopra della griglia, dove avviene la combustione secondaria per il completamento dell'ossidazione dei fumi, riveste il ruolo di volano termico mantenendo livelli ottimali di temperatura per la combustione.

Figura 4.7 - Schema di un forno a griglia



¹⁸ La quantità d'aria secondaria ha il compito di completare la combustione delle frazioni volatili e la diluizione dei gas combusti, ma viene utilizzata anche per il controllo della temperatura.

Durante la fase di termotrattamento, la massa combustibile viene continuamente movimentata sulla griglia e mescolata ad una velocità controllata, realizzando un processo di combustione progressiva:

essiccamento ⇒ combustione ⇒ scorificazione

Il tempo di permanenza del combustibile in genere è compreso tra i 30 ed i 60 minuti, tale cioè da garantire il completamento delle diverse fasi di combustione. Al termine del processo, le scorie residue vengono scaricate con opportuni sistemi in vasche di accumulo a bagno d'acqua, dove subiscono un raffreddamento. Al fine di ottenere un processo più flessibile e quindi far fronte ad eventuali variazioni qualitative del combustibile, è possibile regolare i parametri di combustione attraverso una modulazione della velocità degli elementi mobili e/o della portata d'aria.

In tema di valutazione delle prestazioni di un forno a griglia, il parametro di maggiore interesse è il *carico termico superficiale*, il cui valore deve essere idoneo ad assicurare un'elevata efficienza di combustione con tempi di residenza compatibili con le condizioni d'esercizio. Questo rappresenta in fase di combustione la quantità di calore sviluppata dal combustibile per unità di tempo che l'unità di superficie della griglia è in grado di sopportare: nella pratica i valori si attestano nell'ordine dei 350-1000 kW/m².

Il volume totale della camera di combustione in genere è tale da assicurare carichi termici volumetrici compresi tra 70 e 300 kW/m³.

Per quanto riguarda i tempi di residenza dei gas, questi sono compresi tra 2 e 6 secondi.

Nella tabella 4.4 vengono riportati i valori dei principali parametri costruttivi e le condizioni di esercizio caratterizzanti i forni a griglia.

Le potenzialità tipiche per singola linea si attestano su valori compresi tra le 30 e le 1000 tonnellate al giorno.

Tabella 4.4 - Principali parametri di progetto e condizioni d'esercizio dei forni a griglia

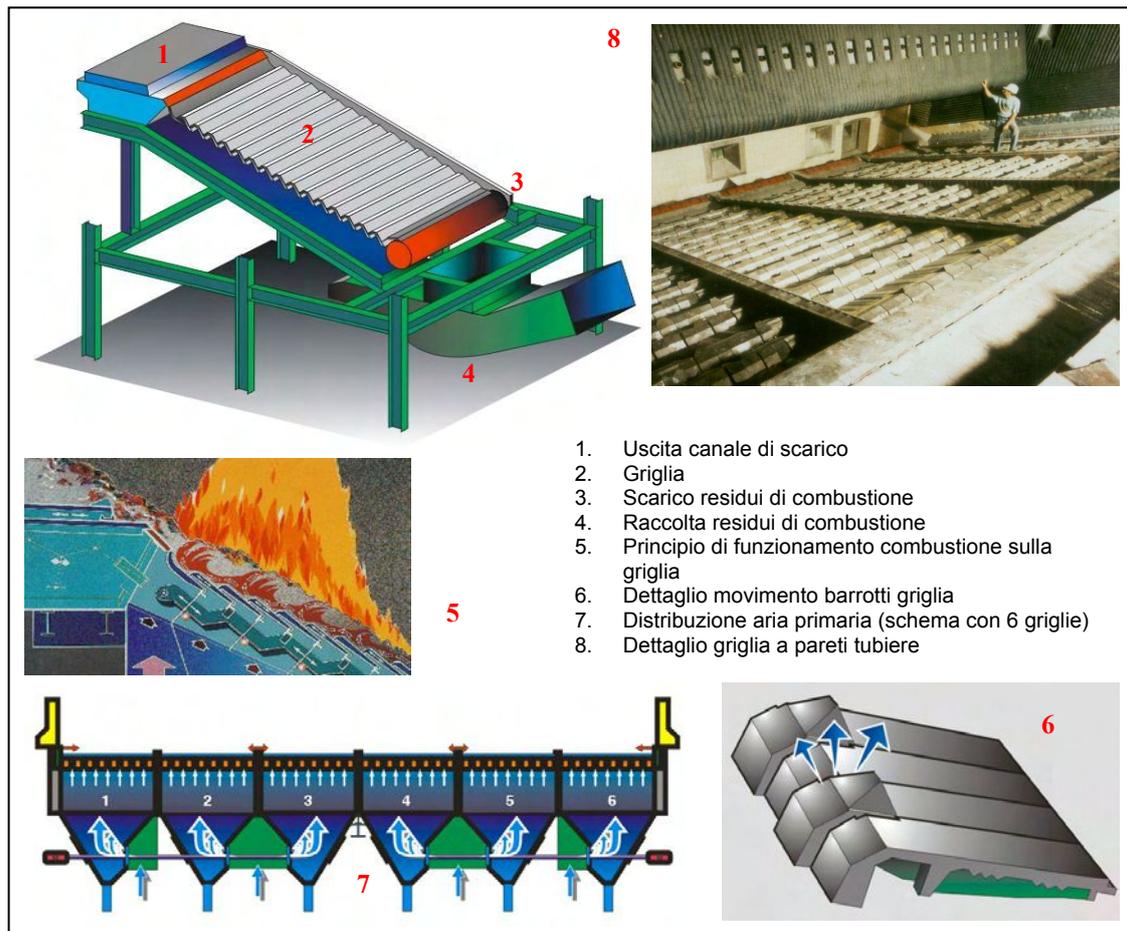
Parametri di progetto	
Carico termico specifico per unità di sezione	350÷1000 [kW/m ²]
Carico termico specifico volumetrico	70÷300 [kW/m ³]
Carico termico superficiale sulla griglia	450÷950 [kW/m ²]
Carico di massa specifico sulla griglia	200÷400 [kg/m ² h]
Tempo di permanenza dei solidi	30÷60 [min]
Tempo residenza fumi	2÷6 [s]
Condizioni d'esercizio	
Temperature d'esercizio (senza fusione di scorie)	850÷900 [°C]
Eccesso d'aria	70÷100 [%]
Rendimento tipico recupero energetico elettrico	20%
Rendimento tipico recupero energetico combinato elettrico-termico	60%

Forno a griglia inclinata (a contropinta)

In figura 4.8, insieme ad alcuni componenti principali, viene rappresentato il principio di funzionamento di un *forno con griglia inclinata a contropinta* che si avvale della tecnologia *Martin*.

L'inclinazione della griglia è tale che il peso proprio della massa combustibile favorisca il movimento della massa stessa sulla griglia. I gradini della griglia sono ricoperti con dei barrotti realizzati con acciai temperati al cromo, il cui compito consiste nel riportare verso la sezione iniziale della griglia la massa combustibile. Tale operazione avviene mediante un movimento oscillatorio lento, detto appunto contropinta o spinta inversa, opposto all'inclinazione della griglia che riguarda un gradino su due. Viene quindi generato un movimento continuo che garantisce una migliore circolazione della massa combustibile ed una sua maggiore permanenza sulla griglia. Questo movimento, infatti, oltre ad movimentare continuamente lo strato combustibile permette altresì una miscelazione tra la massa in fase di alimento con quella già in fase di combustione, estendendo la zona di combustione anche alle sezioni iniziali della griglia. In questa configurazione l'aria primaria entra dal di sotto della griglia seguendo stretti canali collocati tra le teste dei barrotti.

Figura 4.8 - Griglia inclinata a contropinta (tecnologia Martin)



Le griglie sono realizzate in moduli di larghezza compresa tra 1,5 e 2,5 m. Ogni linea può contare fino a 8 moduli per una larghezza complessiva di 15 m.

Molto simile alla tecnologia della tedesca Martin dal punto di vista componentistico e per principio di funzionamento, è la griglia della svizzera Von Roll-INOVA: in questo caso l'inclinazione della griglia rispetto al piano orizzontale è di circa 18°. La superficie della griglia è costituita da un sistema di barrotti fissi e mobili ed i movimenti di questi ultimi determina una controspinta della massa combustibile. La tecnologia Von Roll-INOVA, a differenza della rivale tedesca, prevede una sezione centrale della griglia separata da quelle iniziali e finali attraverso dei salti, per evitare che il materiale in fase avanzata di combustione – nella sezione centrale – e quello pressoché esausto – nella sezione finale – possano essere riportati indietro. Tale tecnologia prevede, a seconda del tipo di materiale di alimento e delle caratteristiche del forno, varie combinazioni dei moduli e diversi salti sulla griglia.

Nella tabella 4.5 sono elencati gli impianti di costruzione recente operanti in Italia con questa configurazione.

Tabella 4.5 - Impianti italiani di recente costruzione con forno a griglia a controspinta (tecnologia Von Roll-INOVA)

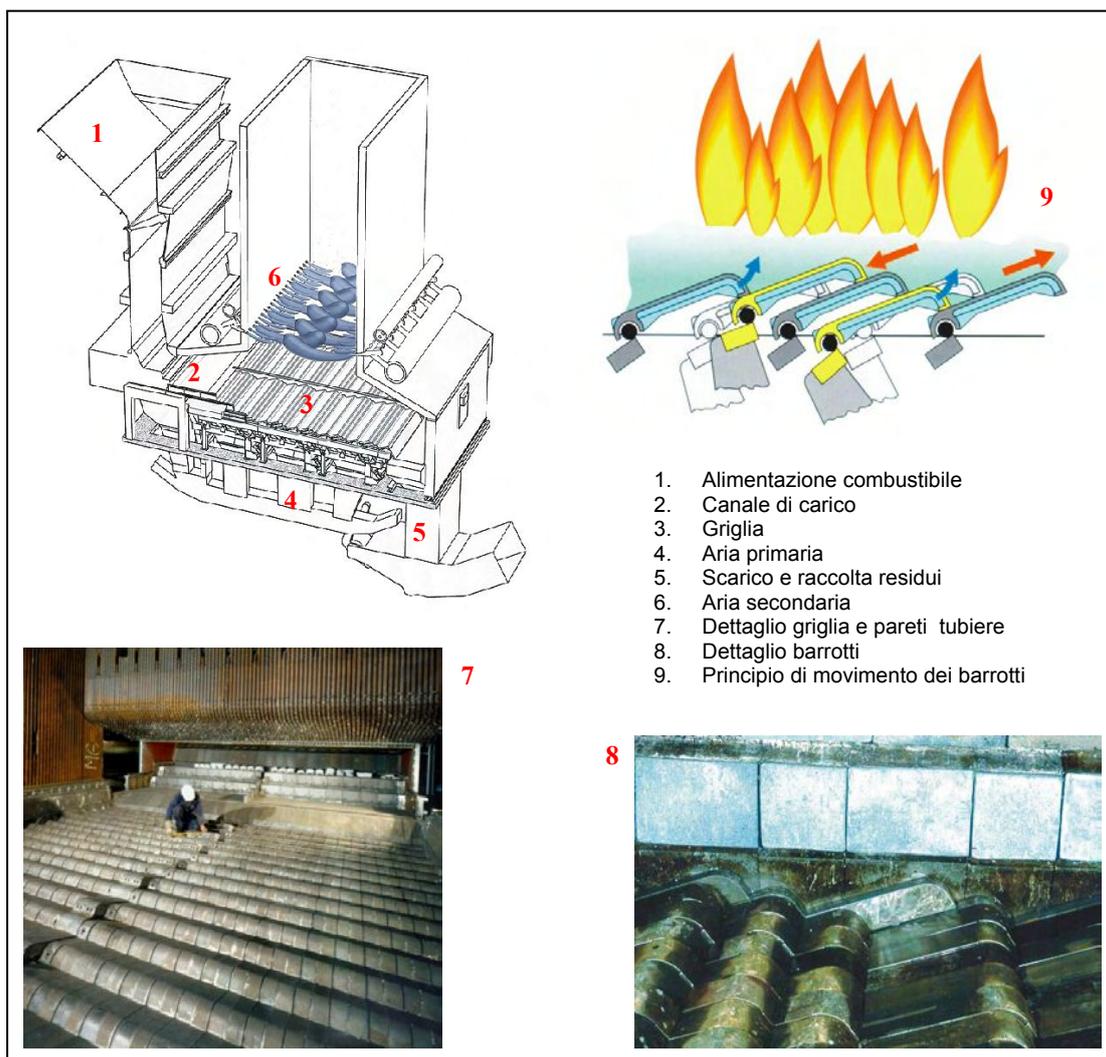
Parametri di progetto	
Carico termico specifico per unità di sezione	350÷1000 [kW/m ²]
Carico termico specifico volumetrico	70÷300 [kW/m ³]
Carico termico superficiale sulla griglia	450÷950 [kW/m ²]
Carico di massa specifico sulla griglia	200÷400 [kg/m ² h]
Tempo di permanenza dei solidi	30÷60 [min]
Tempo residenza fumi	2÷6 [s]
Condizioni d'esercizio	
Temperature d'esercizio (senza fusione di scorie)	850÷900 [°C]
Eccesso d'aria	70÷100 [%]
Rendimento tipico recupero energetico elettrico	20%
Rend. tipico rec. en. combinato elettrico-termico	60%

Forni a griglia orizzontale

Rispetto alla tecnologia a griglia inclinata, i forni con griglia orizzontale presentano alcune peculiarità: la griglia, in questa configurazione, è costituita da file di barrotti che sono sia fissi che mobili. In figura 4.9 viene rappresentato il principio di funzionamento di un *forno con griglia orizzontale* con tecnologia *Martin*.

Le file adiacenti si muovono in maniera opposta caratterizzando il movimento e la miscelazione della massa combustibile. Anche in questa configurazione, la griglia viene prodotta in moduli, in genere in numero di 3 e disposti in lunghezza, ognuno dei quali dotato di servomeccanismi in grado di azionare le file di barrotti e di sistemi propri di alimentazione d'aria primaria.

Figura 4.9 - Forno con griglia orizzontale (tecnologia Martin)



La tabella 4.6 fornisce i dati relativi agli impianti italiani – di costruzione recente ed in fase di realizzazione - che si avvalgono della tecnologia Martin per quanto riguarda i forni con griglia a contropinta e con griglia orizzontale.

Negli ultimi anni la tecnologia a griglia, inizialmente destinata alla termodistruzione dei rifiuti solidi, è stata soggetta a continui sviluppi riguardanti principalmente l'impiantistica. Le modifiche apportate si sono rese necessarie per adeguare il funzionamento della griglia e limitare i fenomeni di usura legati ad eventuali surriscaldamenti derivanti dall'impiego di combustibili con modesto contenuto in ceneri (inferiore al 15-20%) e con PCI piuttosto elevato (superiore ai 15 MJ/kg) come nel caso dei CDR.

Tabella 4.6 - Impianti italiani con forno a griglia (tecnologia Martin)

Impianto	Tipo griglia	n. linee	Capacità [t/anno]	Potenza termica [MW]	Messa in servizio
Cagliari	Orizzontale	1	79.200	30,50	1995
Porto Marghera	Orizzontale	1	57.090	16,60	1998
Brescia 1 e 2	Controspinta	2	364.320	176,54	1998
Trieste 1 e 2	Orizzontale	2	134.640	43,40	1999-2000
Milano (Silla)	Orizzontale	3	477.510	183,00	2000
Busto Arsizio	Orizzontale	2	166.320	61,20	2000
Piacenza	Controspinta	2	118.800	45,36	2002
Brescia 3	Controspinta	1	182.160	100,00	2004
Trieste 3	Orizzontale	1	67.320	21,75	2004

Le modifiche hanno riguardato:

- l'adozione di configurazione della griglia più idonee (minori salti), al fine di limitare il trascinarsi delle polveri;
- il miglioramento della distribuzione dell'aria primaria sotto la griglia per incrementare le condizioni ottimali di combustione e ridurre il trascinarsi delle polveri;
- la variazione della lunghezza della griglia per far fronte alla maggiore combustibilità del CDR per evitare zone non completamente coperte dal letto di materiale e quindi soggette a maggiore usura;
- l'impiego di griglie con sistema di raffreddamento ad acqua per limitare l'usura degli elementi ed ottimizzare i flussi d'aria primaria svincolati in questo modo dal compito di raffreddare la griglia;
- la possibilità di scaricare le scorie con estrattori a secco, per poter ridurre il loro contenuto di umidità.

Al fine di garantire il completamento dell'ossidazione dei componenti organici nei processi di combustione in modo da minimizzare le emissioni di macro e microinquinanti, le temperature d'esercizio sono comprese tra 850 e 900 °C.

Recentemente sono state sperimentate alcune tecniche finalizzate alla riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto (NO_x) che prevedono, nel caso delle più semplici, una ripartizione dell'aria di alimentazione, riducendo quella primaria ed aumentando quella secondaria, in modo da ridurre la presenza di ossigeno nelle zone a temperatura più elevata; questa pratica richiede un accurato monitoraggio del processo per non compromettere l'efficienza complessiva della combustione ed evitare l'aumento delle emissioni di incombusti.

Un'altra strada che attualmente ha portato alla riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto in camera di combustione riguarda processi di riduzione selettiva non catalitica (SNCR) tramite l'iniezione di ammoniaca o urea, supportata da un sistema di ricircolo dei fumi. Infine è possibile associare un sistema di controllo della combustione di tipo ottico ad infrarossi.

Riassumendo la tecnologia a griglia mobile è caratterizzata da un'elevata capacità nonché un'alta flessibilità ed affidabilità anche in caso di combustibili con potere calorifico compreso da 5 MJ/kg fino a 20 MJ/kg nel caso di griglie con raffreddamento ad acqua. A livello europeo costituiscono la tecnologia più referenziata.

Con riferimento all'anno 2002, nel mondo sono presenti 319 impianti con tecnologia griglia, operanti su 625 linee, con capacità di trattamento installata pari a 176.000 tonnellate al giorno.

4.4.1.2 Forno a letto fluido

I forni a letto fluido sono costituiti da una camera di combustione nella quale viene mantenuto una certa quantità di materiale inerte – il letto – di solito sabbia, tenuto in sospensione – “fluido” – da una corrente ascendente d'aria iniettata attraverso una griglia di distribuzione posta sul fondo, la quale funge anche da comburente.

Il movimento del letto garantisce un buon contatto tra combustibile e comburente, ed una notevole uniformità di temperatura e di miscelazione, parametri che assicurano una combustione costante e completa. Inoltre la presenza di sabbia, o altro materiale inerte, dosato insieme al materiale combustibile in fase di alimentazione, comporta un aumento dell'inerzia termica del sistema favorendo i processi di scambio termico.

Questa tecnologia, studiata e messa a punto inizialmente per applicazioni nell'industria petrolchimica, è stata successivamente individuata quale naturale destinazione per la combustione di combustibili piuttosto *omogenei* e di *pezzatura ridotta* quali i CDR¹⁹.

In linea generale, i forni a letto fluido vengono classificati in base alla pressione di esercizio in *letti fluidi a pressione atmosferica* e *letti in pressione*; proprio su questi ultimi si sta riversando l'interesse da parte dell'industria del recupero energetico, in quanto i forni con letto in pressione, inseriti come combustori in cicli di turbina a gas, hanno manifestato una certa potenzialità nel consentire l'integrazione fra la fase di termotrattamento e quella di recupero energetico. Esistono tuttavia problematiche legate al trattamento dei gas combusti da inviare in turbina che ne limitano ancora l'applicazione su larga scala.

Per quello che concerne i forni a letto fluido a pressione atmosferica, in base alla velocità di efflusso dell'aria, si individuano i *letti fluidi bollenti*, o fissi, e *letti fluidi circolanti*, o riciccolati. Nei primi il letto rimane in sospensione statica sotto le azioni contrastanti del peso e della spinta ascensionale dell'aria, mentre nei secondi il letto viene trascinato con la corrente gassosa e riciccolato sul fondo dopo essere stato separato meccanicamente dai fumi di combustione attraverso un ciclone.

¹⁹ In alcuni Paesi i forni a letto fluido sono largamente impiegati nel trattamento di fanghi da depurazione di acque reflue – rifiuti omogenei e di pezzatura ridotta già per loro natura – soprattutto per trattamenti combinati di essiccamento termico più incenerimento, dove il calore recuperato è destinato alla fase di essiccamento evitando l'impiego di combustibili fossili.

La distinzione si effettua quindi sulla velocità di fluidizzazione, definita come il rapporto tra la portata d'aria alimentata – riferita, ad esempio, alle condizioni di temperatura e pressione al di sopra del letto – e la sezione del letto stesso.

Nei letti a fluido bollente, l'aria viene introdotta dal basso mentre il materiale combustibile dall'alto o lateralmente. In questo caso si riscontrano velocità di fluidizzazione di circa 3 m/s.

Nei letti circolanti invece si arriva a velocità maggiori, anche fino a 8÷10 m/s (comunque superiori ai 4÷5 m/s), le quali comportano un consistente trascinamento del materiale costituente il letto in uscita dalla camera di combustione.

Nella tabella 4.7 vengono riportati i valori dei principali parametri costruttivi e le condizioni di esercizio caratterizzanti i forni a letto fluido.

Negli impianti con tecnologia a letto fluido, le potenzialità di trattamento per linea si attestano tra le 150 e le 250 tonnellate al giorno.

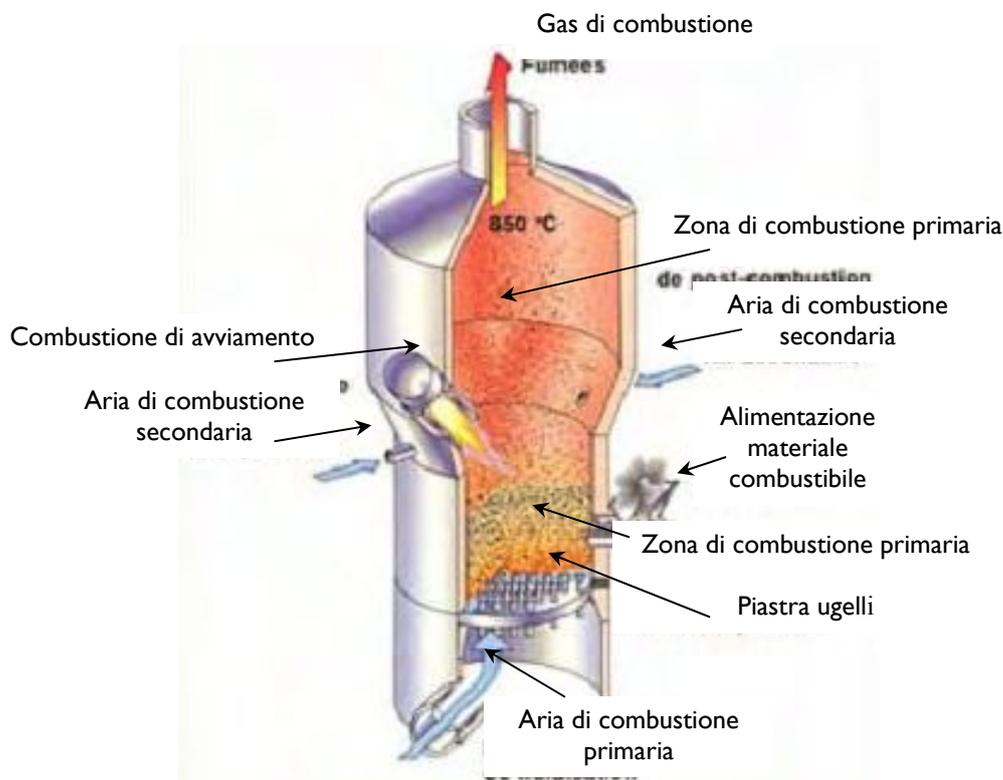
Tabella 4.7 - Principali parametri di progetto e condizioni d'esercizio dei forni a letto fluido

Parametri di progetto	
Velocità di fluidificazione (letti fluidi bollenti)	1÷3 [m/s]
Velocità di fluidificazione (letti fluidi ricircolati)	5÷8 [m/s]
Carico termico (letti fluidi bollenti)	10÷50 [MW]
Carico termico (letti fluidi ricircolati)	40÷80 [MW]
Carico termico volumetrico	175÷235 [MW/m ³]
Tempo di residenza del materiale nel letto	50÷90 [min]
Tempo residenza fumi	10 [s]
Condizioni d'esercizio	
Temperature d'esercizio	850÷900 [°C]
Eccesso d'aria	30÷40 [%]
Rendimento tipico recupero energetico elettrico	25%

Letto a fluido bollente

Nei forni a letto fluido bollente, detti anche *BFB (Bubbling Fluidized Bed furnaces)*, il materiale inerte costituente il letto, a causa del flusso turbolento generato dall'iniezione dell'aria primaria, si espande assumendo nel complesso un comportamento fluido. In genere la zona di fluidificazione arriva ad un'altezza massima di 2 metri al di sopra della piastra degli ugelli di alimentazione dell'aria. Le pareti della zona del letto fluido sono rivestite con materiale refrattario mentre la trasmissione di calore ai tubi del generatore di vapore viene effettuata nella parte superiore del forno lungo il percorso dei gas combusti.

Figura 4.10 - Schema forno a letto fluido bollente



Per mantenere l'intera zona del letto in fase di gassificazione, la temperatura del letto viene monitorata e controllata regolando le condizioni stechiometriche. Il rivestimento refrattario garantisce la realizzazione della gassificazione in condizioni quasi adiabatiche, quindi la temperatura nella zona di combustione è prossima ai valori delle temperature adiabatiche di fiamma dei combustibili.

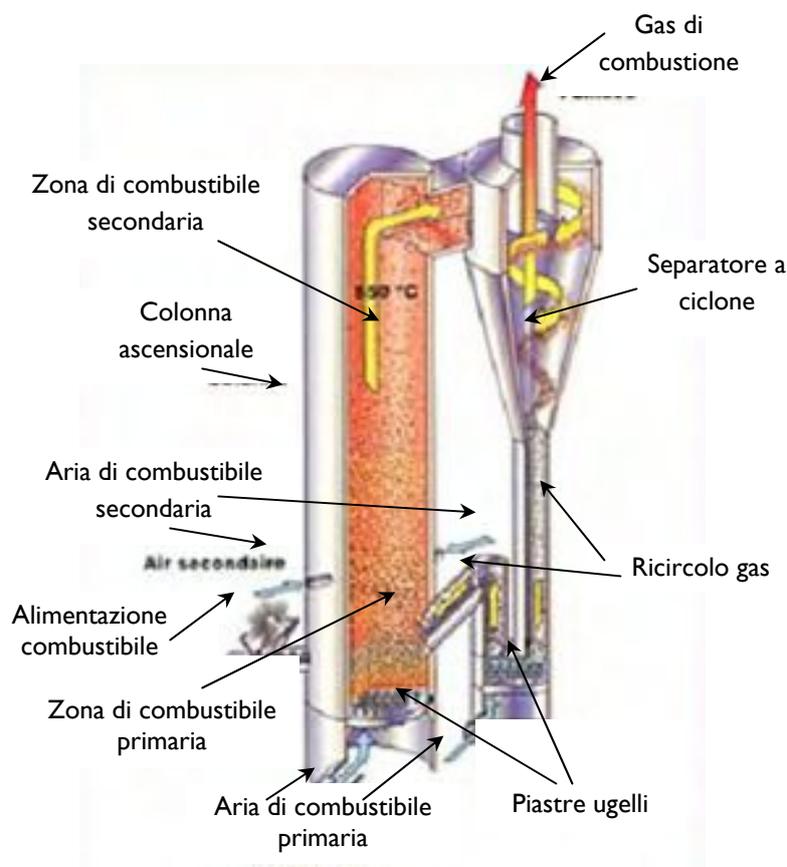
In figura 4.10 viene rappresentato il principio di funzionamento di un *forno a letto fluido bollente*.

Letto fluido circolante

I forni a letto fluido circolante, detti anche *CFB (Circulating Fluidized Bed furnaces)*, si dimostrano per forma e dimensioni particolarmente idonei per combustibili eterogenei; inoltre presentano una buona flessibilità riguardo ai contenuti in umidità ed ai poteri calorifici inferiori elevati.

La circolazione dei materiali costituenti il letto fluido, in particolare sabbie calcaree, e gli elevati valori di turbolenza presenti in camera di combustione, garantiscono una buona miscelazione con l'aria comburente ed un'efficace trasmissione del calore alle pareti del forno.

Figura 4.11 - Schema forno a letto fluido circolante



La presenza di un sistema a ciclone, posto all'estremità superiore del forno, assicura la separazione delle particelle solide, incombusti ed eventuale materiale inerte, dal flusso gassoso che dovrà essere inviato alle sezioni di recupero energetico ed al successivo sistema di trattamento dei fumi.

Le particelle caratterizzate da un certo peso e dimensione, una volta separate dai gas di combustione, ricadono nella parte inferiore del ciclone, dove una piastra ad ugelli ne opera il ricircolo verso la camera di combustione primaria. Tale sistema aumenta il tempo di residenza delle particelle incombuste nel letto permettendone il completamento della reazione. Grazie alla ricircolazione del combustibile, la trasmissione di calore avviene in tutte le sezioni del forno.

In figura 4.11 viene rappresentato il principio di funzionamento di un *forno a letto fluido circolante*.

In tabella 4.8, nella pagina seguente, vengono elencati gli impianti con tecnologia a letto fluido operanti in Italia.

Tabella 4.8 - Impianti italiani con forno a letto fluido

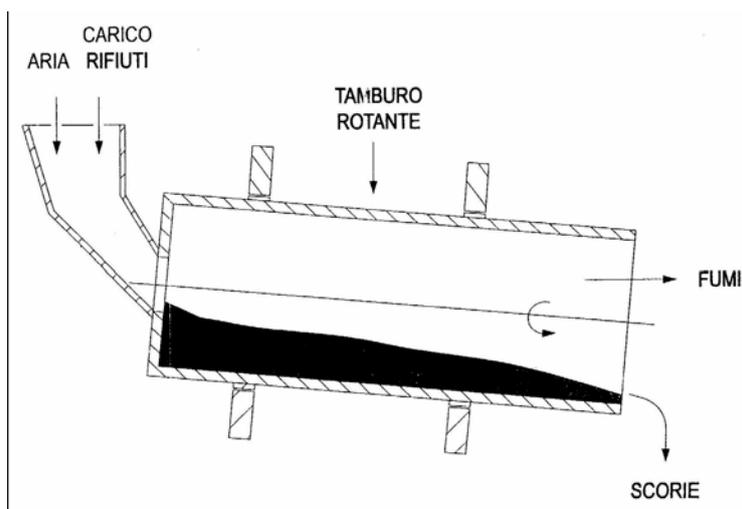
Impianto	Tipologia letto	n. linee	Capacità [t/anno]	Recupero energetico	Combustibili trattati
Parona (PV)	Circolante	1	150.480	Elettrico/Termico	RU, CDR
Ravenna	Bollente	1	99.000	Elettrico	RU, CDR
Pietrasanta (LU)	Bollente	2	59.400	Elettrico	CDR, sanitari
Massafra (TA)	Bollente	2	79.200	Elettrico	CDR
Macomer (NU)	Bollente	2	56.100	Elettrico	RU

4.4.1.3 Forno a tamburo rotante

I forni a tamburo rotante sono costituiti da un cilindro metallico in rotazione attorno al proprio asse, leggermente inclinato sull'orizzontale (1-3%) per favorire l'avanzamento della massa combustibile. Il tamburo è rivestito all'interno da materiale refrattario per proteggere l'involucro metallico dalla temperatura elevata e dall'aggressione chimica²⁰. Tali forni sono impiegati principalmente per la termodistruzione di rifiuti di origine industriale e possono essere alimentati sia con solidi che liquidi.

Dalla rappresentazione in figura 4.12 si vede come l'alimentazione del materiale avvenga tramite opportune testate, disposte in corrispondenza di un'estremità del forno, mentre lo scarico delle scorie e dei residui si trovi all'estremità opposta. All'interno del cilindro la combustione del carico avviene direttamente a contatto con la parete del forno. La tecnologia a tamburo rotante presenta una maggiore difficoltà di interazione tra combustibile e comburente rispetto a quella ottenibile con altre tipologie di forno come, ad esempio, con il forno a griglia dove l'aria viene insufflata direttamente attraverso il letto.

Figura 4.12 - Schema di un forno a tamburo rotante



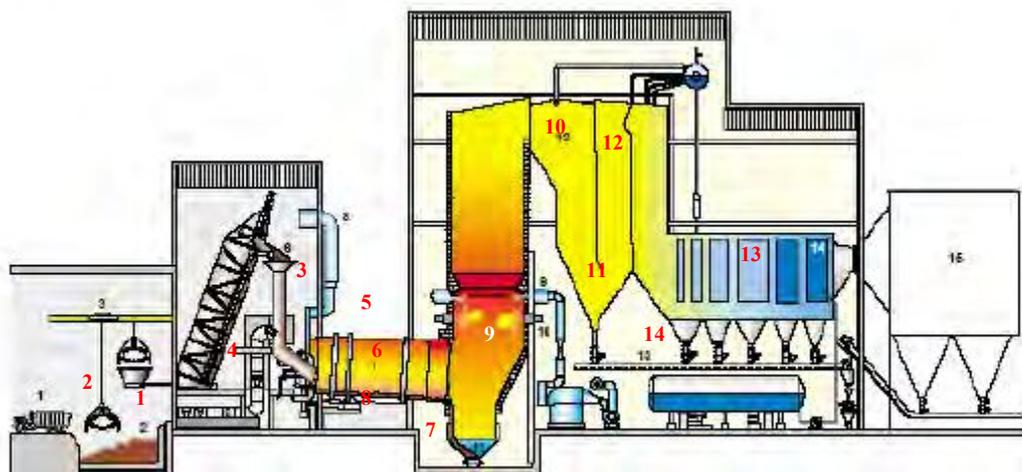
²⁰ In alcune configurazioni riguardanti il recupero di energia termica, il tamburo viene realizzato con un sistema a camicia di tubi d'acqua.

Tuttavia è possibile migliorare l'efficienza del contatto ricorrendo ad apposite strutture, disposte internamente al tamburo, il cui compito è quello di intensificare la movimentazione del letto del combustibile ottimizzando quindi il contatto con il comburente; tra le varie soluzioni si possono trovare, ad esempio, palettature che trascinano il materiale verso l'alto per poi lasciarlo ricadere.

I forni a tamburo rotante operano sia con configurazione in equicorrente che in controcorrente, a seconda che il flusso dei gas e del letto di combustibile avvenga nella medesima direzione e in quella opposta. In generale la configurazione in equicorrente trova impiego in misura maggiore rispetto a quella in controcorrente: questa preferenza è dettata sia da ragioni tecnico-costruttive, essendo più facile da realizzare, sia da ragioni impiantistiche perché il sistema in equicorrente consente di limitare il trascinarsi di sostanze volatili, tipico del flusso in controcorrente, evitando al contempo il loro scarico assieme ai fumi caldi.

In linea generale i principali parametri che condizionano il dimensionamento e permettono di valutare le prestazioni dei forni a tamburo rotante sono l'*intensità volumetrica di combustione* (kW/m^3) e l'*intensità di combustione riferita alla sezione del tamburo* (kW/m^2). Il primo tiene conto del volume globale del tamburo, quindi anche della sua lunghezza, ed è collegato al tempo di permanenza necessario alla conversione del materiale²¹, mentre il secondo è collegato alle massime sollecitazioni termiche locali.

Figura 4.13 - Schema di un impianto di termovalorizzazione con forno a tamburo rotante²²



- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1. Fossa rifiuti | 8. Sistema rotazione tamburo |
| 2. Benna | 9. Camera di combustione secondaria |
| 3. Canale di carico | 10. Generatore di vapore banchi surriscaldatori |
| 4. Sistema di alimentazione fusti | 11. Generatore di vapore banchi evaporatori |
| 5. Tamburo rotante | 12. Generatore di vapore economizzatore |
| 6. Camera di combustione primaria | 13. Trattamento effluenti gassosi: precipitatori elettrostatici |
| 7. Scarico ceneri e scorie | 14. Recupero ceneri volatili e particolato |

²¹ Il tempo di permanenza è strettamente correlato alla natura ed alla tipologia del combustibile; tale tempo può essere modificato attraverso parametri quali il diametro del tamburo, la sua inclinazione ed la velocità di rotazione.

²² Riferimento [5.9.9] pag. 437.

Nella tabella 4.9 vengono riportati i valori dei principali parametri costruttivi dei forni a tamburo di norma impiegati.

Come si vede dalla tabella, in condizioni d'esercizio la scarsa interazione tra combustibile e comburente necessita di elevati eccessi d'aria. Inoltre i forni a tamburo rotante sono in grado di operare a livelli di temperatura sia al di sotto del punto di rammollimento delle scorie sia al di sopra.

Tabella 4.9 - Principali parametri di progetto e condizioni d'esercizio dei forni a tamburo rotante

Parametri di progetto	
Diametro	1,5÷4,0 [m]
Lunghezza	8÷15 [m]
Rapporto lunghezza/diametro del tamburo	2÷5
Carico termico specifico per unità di sezione	600÷1.200 [kW/m ²]
Carico termico specifico volumetrico	60÷250 [kW/m ³]
Temperatura di mantello	100÷300 [°C]
Tempo di permanenza dei solidi nel tamburo	30÷60 [min]
Tempo residenza fumi	>3 [s]
Condizioni d'esercizio	
Temperatura d'esercizio (senza fusione di scorie)	850÷900 [°C]
Temperatura d'esercizio (con fusione di scorie)	1000÷1200 [°C]
Eccesso d'aria	100÷150%
Rendimento tipico recupero energetico elettrico	25%
Velocità di rotazione	0,5÷1,2 [giri/min]

I fenomeni di deformazione e fusione delle scorie cominciano a manifestarsi verso i 1.100÷1.200 °C, tuttavia, a causa della variabilità del punto di rammollimento, le condizioni d'esercizio in assenza di fusione impongono temperature massime di 900°÷950 °C, mentre applicazioni a scoria fusa possono raggiungere temperature più elevate, dell'ordine dei 1400°÷1600 °C.

Tra le due condizioni d'esercizio, quella a scoria solida risulta più semplice da gestire in quanto, lavorando a temperature più basse, sollecita meno i materiali refrattari del tamburo. A livello di rendimento la soluzione che prevede la scoria fusa garantisce migliori condizioni di combustione ma comporta una fase progettuale più accurata ed una gestione più complessa.

Nella tabella 4.10 vengono elencati gli impianti con tecnologia a tamburo rotante operanti sul territorio italiano.

Tabella 4.10 - Impianti italiani con forno a tamburo rotante

Impianto	n. linee	Capacità [t/anno]	Recupero energetico	Tipologie rifiuti trattati
Gorizia	1	19.800	-	RU, sanitari
Moraro (GO)	1	12.210	-	RU, sanitari
Montale-Agliana (PT)	2	39.600	Elettrico	RU
Capoterra (CA)	1	26.400	-	RU, sanitari

4.4.2 Confronto e scelta ottimale per l'installazione a bordo nave

Considerando combustibili come il CDR, è lecito escludere subito la tecnologia a tamburo rotante in quanto questa tipologia di forni ha come funzione primaria la termodistruzione del rifiuto e non la sua valorizzazione ai fini di un recupero energetico.

Inoltre le caratteristiche costruttive dei forni a tamburo rotante sono tali da offrire un ulteriore ostacolo all'impiego degli stessi per la termovalorizzazione del CDR: infatti, a fronte di una semplicità costruttiva e di un'elevata flessibilità per quanto concerne la tipologia e le caratteristiche di alimentazione, il ridotto volume della camera di combustione²³ in unione al fatto che il processo di combustione avviene con modalità pressoché adiabatica rappresentano un limite nell'applicazione, a causa rispettivamente di una ridotta capacità di trattamento²⁴ e, specie se in presenza di combustibili ad alto potere calorifico quali il CDR, di un controllo della temperatura che può essere realizzato solo aumentando l'eccesso di aria comburente.

Entrambi i fattori contribuiscono a considerare la tecnologia a tamburo rotante non idonea a conseguire elevati livelli di recupero energetico. Il confronto viene quindi circoscritto tra la tecnologia con griglia e quella a letto fluido.

Nella tabella 4.11, è riportato uno schema di sintesi che riassume i vantaggi e gli svantaggi delle due tipologie di forni [4.21]. In riferimento alle voci riportate nella tabella, e tenendo in considerazione che lo studio in esame impiega come combustibile il CDR, si evince come l'applicazione a letto fluido sia la più idonea.

²³ La camera di combustione deve essere integrata con un'apposita camera di post-combustione separata per il completamento delle reazioni in fase gassosa.

²⁴ L'inconveniente della ridotta capacità di trattamento può essere in parte ovviato ricorrendo all'installazione di più unità in parallelo.

Tabella 4.11 - Confronto tra griglia e letto fluido

Tecnologia	Vantaggi	Svantaggi
Griglia mobile	<ol style="list-style-type: none"> 1) Apparecchiatura collaudata ed affidabile 2) Elevata diffusione a livello mondiale 3) Consente buoni livelli di recupero energetico 4) Idoneo per combustibili solidi di diversa pezzatura 5) Non richiede pretrattamento dei combustibili nel caso in cui questi siano rifiuti urbani 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Non è particolarmente idonea per combustibili con elevato potere calorifico inferiore (PCI > 20.000 kJ/kg) 2) Non è idonea per sostanze pulvirodente, pastose e melme 3) In termini di fattibilità economica richiede taglie d'impianto medio-grandi
Letto fluido	<ol style="list-style-type: none"> 1) Elevata efficienza di combustione (grado di turbolenza elevato, maggiori tempi di residenza, temperatura più uniforme) 2) Basso contenuto di incombusti nelle scorie (0,2÷0,3%) 3) Unità più compatte (maggiori carichi termici specifici applicabili) 4) Ridotti tempi di avviamento e possibilità di funzionare anche in discontinuo 5) Ridotto numero di parti meccaniche in movimento 6) Possibilità di operare con ridotti eccessi d'aria, con conseguenti migliore rendimento di recupero e minori dimensioni dei sistemi di depurazione dei fumi 7) Parziale rimozione di gas acidi in fase di combustione, tramite l'iniezione di adsorbenti alcalini 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Rischio di defluidizzazione del letto conseguente a possibili fenomeni di agglomerazione 2) Necessità di aumentare i punti di alimentazione o di incrementare la velocità di fluidizzazione a causa di insufficiente mescolamento trasversale 3) Difficoltà di alimentazione in caso di combustibili solidi leggeri (ad esempio nel caso di CDR fluff) soprattutto in corrispondenza di velocità di fluidizzazione elevate (letti circolanti) 4) Ridotte esperienze applicative in scala industriale per l'impiego di rifiuti urbani, soprattutto per i letti circolanti 5) Maggiori carichi di polveri da captare nell'impianto di trattamento dei fumi

A fronte di una configurazione impiantistica più complessa, i letti a fluido circolante presentano turbolenze più elevate e di conseguenza miglioramenti nell'efficienza di combustione e nello scambio termico, nella riduzione delle disomogeneità trasversali.

Essi garantiscono inoltre un tempo di contatto molto prolungato (grazie al ricircolo) che ne consente il funzionamento con carichi termici specifici più elevati rispetto al letto bollente; i costi maggiori rispetto a questi ultimi ne giustificano tuttavia l'adozione solo per potenzialità piuttosto significative.

I forni a letto fluido circolante sono i più adatti nell'impiego di combustibili con elevati poteri calorifici inferiori quali i CDR e, inoltre, riducono i problemi legati al controllo della temperatura nella sezione inferiore del letto che è a diretto contatto con la piastra ad ugelli. Inoltre l'elevata capacità termica dei materiali costituenti il letto consente di impiegare anche combustibili con elevati contenuti in umidità (fino al 55÷58%).

Negli ultimi anni lo sviluppo tecnologico ha portato a semplificare la progettazione dei forni a letto fluido circolante integrando il ciclone nel sistema di combustione, apportando miglioramenti in termini di recupero energetico grazie anche all'introduzione di sistemi di raffreddamento delle sezioni del letto e di banchi di surriscaldatori nelle sezioni di scarico dei gas. Si consideri che i forni a letto fluido, essendo una tecnologia attualmente non applicata su vasta scala, presentano dei costi di investimento maggiori rispetto alla griglia: inoltre se il letto è circolante il CDR che va introdotto non può essere di tipo fluff.

L'adozione di un forno basato sulla tecnologia a letto fluido si presta molto bene, inoltre, in applicazioni che necessitano di tempi di avviamento ridotti come nel caso di navi portacontainer.

Ulteriori vantaggi riguardano la possibilità, a differenza della griglia, di funzionare bene anche in caso di regime discontinuo e di avere un sistema di trattamento dei fumi di dimensioni inferiori. La scarsa presenza di parti meccaniche in movimento, infine, è un elemento che garantisce bassi rischi di rottura o mal funzionamento.

I forni a letto fluido soddisfano infine l'esigenza di policombustibilità, in quanto pur non essendo progettati per l'impiego di combustibili liquidi possono essere alimentati, qualora si manifestasse la necessità, anche con MFO. Questo aspetto è importante principalmente ai fini della sicurezza, in quanto nell'ipotesi di momentanea indisponibilità di CDR, alla nave vengono comunque garantite le condizioni minime di manovrabilità. La possibilità di impiegare il convenzionale MFO aggira anche un ipotetico ostacolo di carattere normativo: non è detto, infatti, che tutte le autorità portuali consentano l'impiego di CDR nelle acque circoscritte al porto. Qualora si presentasse questo inconveniente la nave, durante la fase di avvicinamento al porto e le operazioni di attracco, può impiegare il classico MFO.

L'ipotesi di impiegare un letto fluido a bordo di una nave non è del tutto innovativa. Nel 1978, la compagnia svedese *Stal Laval*, al fine di rilanciare la turbina a vapore – in particolare nella fascia di potenze di più largo impiego (intorno ai 20 MW) – mise a punto il *VAP (Very Advanced Propulsion)*, un progetto che prevedeva sia modifiche al ciclo sia miglioramenti sostanziali al gruppo turboriduttore ed alle carene delle navi [4.13].

Il ciclo termodinamico prevedeva in tutto cinque spillamenti di vapore, tre sul corpo di media pressione e due su quello di bassa pressione, condizioni del vapore in ingresso alla turbina a 126 bar e 600 °C ed un risurriscaldamento ancora a 600 °C ad una pressione di circa 28 bar.

L'espansione del fluido motore avveniva in tre turbine separate caratterizzate da un elevato numero di giri e da una grande compattezza; la turbina di BP era stata realizzata a doppio flusso al fine di limitare l'altezza delle pale rotoriche con conseguente contenimento delle sollecitazioni meccaniche e dell'ingombro della macchina stessa.

Per quanto riguarda i riduttori di giri, era stato previsto l'impiego del tipo epicicloidale a forte rapporto di riduzione i quali, ammettendo carichi più elevati, consentivano di avere peso ed ingombro ridotti. Tali accorgimenti consentivano di realizzare una carena di forma più idonea a ridurre le resistenze all'avanzamento e quindi la potenza richiesta. Lo sviluppo aveva riguardato anche il condensatore, realizzato con tubi in titanio al fine di eliminare, visto l'elevata resistenza alla corrosione di questo metallo, gli spazi laterali previsti per lo sfilamento e la sostituzione degli stessi²⁵. Il generatore di vapore, completamente riprogettato, prevedeva una combustione a letto fluido, necessaria per contenere le corrosioni da parte dei gas combusti che le elevate temperature di esercizio avrebbero comportato.

Nonostante l'impianto *VAP* conseguisse una riduzione dei consumi specifici di combustibile del 5% rispetto agli impianti tradizionali, non riuscì a rilanciare la tecnologia propulsiva con turbina a vapore, ed il progetto fu abbandonato²⁶.

4.5 Sistema di alimentazione del CDR a bordo della nave

Nel caso di motorizzazione diesel, il sistema di alimentazione ed iniezione del combustibile, avendo un ruolo di primario interesse ai fini di un corretto funzionamento del motore, si avvale di una serie di apparecchiature le quali presentano un alto grado di affidabilità, testato dai continui sviluppi tecnologici che hanno portato il motore diesel a divenire il leader incontrastato nella propulsione navale.

La tecnologia alternativa adottata nel presente lavoro, il quale prevede la presenza a bordo di un forno a letto fluido, ha richiesto lo studio di un diverso sistema di alimentazione per trasportare il CDR dal punto di stoccaggio al forno.

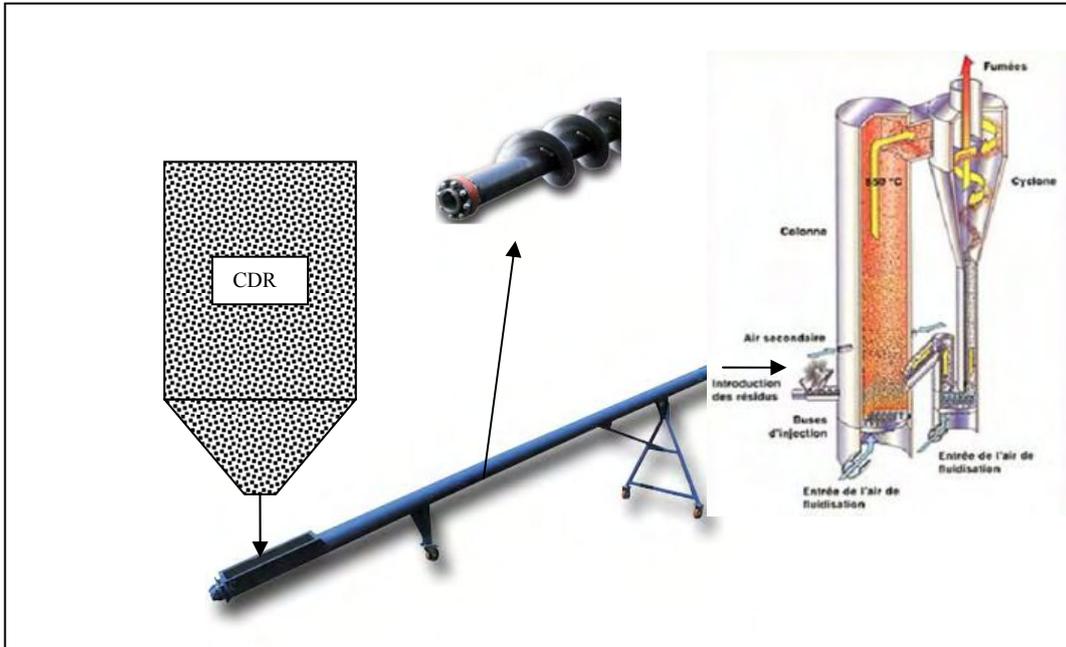
La differente natura del CDR rispetto al convenzionale MFO – il primo di tipo solido mentre il secondo di natura liquida – è stato il parametro principale che ha condizionato la soluzione tecnologica da adottare. La scelta è ricaduta su un sistema a coclea, meccanismo piuttosto semplice che garantisce un flusso continuo di materiale. Per la sistemazione a bordo del CDR è stata adottata la soluzione che prevede una stiva collocata nella zona di poppa della nave, dietro l'impianto propulsivo. Il CDR attraverso una tramoggia cade per gravità all'imbocco della coclea la quale, attraverso l'elica senza fine che ruota al suo interno, trasporta il combustibile all'imbocco del forno a letto fluido, posizionato più in alto rispetto alla base della stiva.

²⁵ In caso di rottura, comunque, i tubi potevano essere tappati.

²⁶ Attualmente, la società *West-Worldwide Ecological Shipping and Transport* sta proponendo l'utilizzazione energetica di residui combustibili di prevalente origine industriale per la propulsione di navi portacontainer con ciclo a vapore basato su forno a griglia. Allo stato attuale non si sono comunque ancora concretizzate iniziative imprenditoriali.

In figura 4.14 si riporta uno schema semplificato del sistema ipotizzato per l'alimentazione del CDR.

Figura 4.14 - Sistema di alimentazione del CDR



4.6 Sistema per il trattamento dei fumi

La combustione di CDR comporta l'emissione di polveri e di sostanze inquinanti nell'atmosfera, in fase gassosa o sotto forma di vapore, classificabili come macro e microinquinanti. Con le prime si individuano le sostanze presenti nei fumi in concentrazione dei mg/Nm^3 , quali le polveri, gli ossidi di zolfo (principalmente SO_2) e di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO) e gli acidi alogenidrici (acido cloridrico HCl ed acido fluoridrico HF).

Alla categoria dei microinquinanti appartengono quelle sostanze, presenti nelle emissioni in concentrazioni molto basse, che includono sia specie inorganiche come i metalli pesanti (cadmio, cromo, mercurio, piombo, nichel ecc.) sia organiche. I valori limite dei microinquinanti si collocano nell'ordine dei $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$.

Al punto 1 del suballegato 1, dell'allegato 2 del DM 5 febbraio 1998, vengono riportati i criteri progettuali ed operativi degli impianti che impiegano il CDR ed i valori limite per le emissioni in atmosfera degli inquinanti nascenti dalla combustione di questo combustibile alternativo.

Alla luce della natura del CDR e in funzione della tecnologia ipotizzata da questo lavoro, si è reso necessario prevedere a bordo della nave un sistema di trattamento dei fumi al fine di abbattere le sostanze inquinanti.

Non bisogna considerare questo sistema come la sezione finale dell'intero processo bensì come una serie di apparecchiature collocate in determinati punti dell'impianto ciascuna con un compito ben preciso.

Nella fase di combustione del CDR nel forno a letto fluido i fumi, prima di passare nel fascio tubero, attraversano un'apparecchiatura di depurazione centrifuga di tipo statico, posta nella parte alta del forno e denominata *ciclone*. Compito del ciclone è quello di separare e rinviare nella parte inferiore della camera di combustione – al fine di assicurare il completamento del processo – i solidi trascinati dai fumi stessi e che possono ancora contenere tracce di materiale incombusto. La corrente gassosa entra tangenzialmente nella parte superiore, venendo in tal modo sottoposta all'azione di una forza centrifuga che tende a portare le particelle sospese verso la periferia della camera. Simultaneamente la forza di gravità le spinge verso il basso. Tuttavia il ciclone non riesce a captare le particelle di diametro inferiore ai 5÷10 micron, lasciando passare la maggior parte dei metalli pesanti condensati sulle particelle di diametro inferiore. Essendo un'apparecchiatura semplice ed affidabile viene per lo più utilizzata per la fase di pre-depolverazione.

All'interno della sezione di recupero termico (generazione di vapore) i fumi subiscono un'iniezione di una soluzione acquosa di reagente (urea o ammoniacca) in un campo di temperature comprese di norma tra 850÷1050 °C, metodologia prevista dal sistema SNCR (*Selective Non Catalytic Reduction*). Rispetto ad un sistema SCR la soluzione individuata nel presente lavoro comporta una minore complessità impiantistica e gestionale con costi minori. I livelli di abbattimento degli inquinanti riscontrati nelle applicazioni reali effettuate negli impianti di termovalorizzazione, pur con variazioni dei valori finali dell'ordine del 50%, rientrano comunque negli attuali limiti normativi.

L'unità di abbattimento degli inquinanti, posta a valle della sezione di recupero, è costituita essenzialmente da:

- un reattore nel quale sono alimentati un sorbente basico (calce) per la neutralizzazione dei composti acidi, e carboni attivi per la rimozione dei metalli pesanti e dei microinquinanti organici;
- un filtro a maniche il cui scopo è la rimozione delle ceneri, dei prodotti derivati dalle reazioni di neutralizzazione e della calce non reagita;
- una torre di condizionamento per il controllo della umidità e della temperatura dei fumi.

Il sistema in questione appartiene alla categoria dei sistemi di abbattimento a secco degli inquinanti ed è basato sull'assorbimento dei gas acidi tramite un reagente iniettato nella corrente dei fumi, costituito da calce idrata – la soluzione prescelta – o da bicarbonato di sodio. Il sistema a secco è piuttosto semplice e di facile gestione, tuttavia, per ottenere buone efficienze di rimozione, rispetto al bicarbonato di sodio l'impiego di calce necessita di un maggior ricircolo del reagente.

È prevista la presenza di un reattore di neutralizzazione dei gas acidi nel quale avviene l'iniezione del reagente alcalino in fase solida, cui segue un sistema di abbattimento dei sali di reazione e delle polveri trascinate nel filtro a maniche. L'iniezione congiunta di carbone attivo permette un maggiore assorbimento delle sostanze inquinanti.

L'impiego della calce prevede inoltre la presenza di una torre di condizionamento dei fumi la cui funzione è quella di controllare i livelli di umidità e di temperatura dei fumi.

Il filtro a maniche è costituito da un tessuto tubolare sostenuto tramite un cestello portante interno, solitamente in acciaio, e si divide generalmente in tre zone:

- una zona di filtrazione dove i fumi, lambendo dall'esterno le maniche, attraversano il tessuto depositandovi le particelle;
- una zona superiore o di evacuazione, in cui i fumi vengono raccolti;
- una zona inferiore o tramoggia, dove vengono raccolte le particelle precipitate per scuotimento tramite getti periodici di aria compressa in controcorrente.

Il processo di separazione delle particelle di polvere contenute nei fumi dipende da numerosi fattori, quali le azioni inerziali, il grado di diffusione, le forze elettrostatiche e l'adesione.

La presenza del filtro a maniche richiede la creazione di un silo nel quale verranno stoccati i solidi estratti dal filtro stesso. L'ubicazione di tale silo è prevista nella parte inferiore della chiglia.

4.7 Bibliografia

- [4.1] “Hyundai Heavy Industries ha incamerato il primo ordine per portacontainer da 10.000 TEU” Articolo tratto dal sito: inforMARE, 24 gennaio 2005.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.informare.it/news/gennews/2005/20050144.asp>
- [4.2] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 1, pp. 17-54, 1989.
- [4.3] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 9, pp. 270-356, 1989.
- [4.4] O. ACTON, C. CAPUTO, *Macchine a fluido – Vol. 1 – Introduzione allo studio delle macchine*, UTET, cap. 2, pp. 67-195, 1979.
- [4.5] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 2, pp. 74-98, 1989.
- [4.6] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 5, pp. 153-180, 1989.
- [4.7] O. ACTON, C. CAPUTO, *Macchine a fluido – Vol. 1 – Introduzione allo studio delle macchine*, UTET, cap. 6, pp. 411-615, 1979.
- [4.8] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, cap. 3, pp. 115-126, 1989.
- [4.9] MAN B&W DIESEL, *Marine Engine Programme 2nd edition 2005*, 2005
Materiale tecnico di proprietà della MAN B&W DIESEL, disponibile su supporto ottico removibile (mini-Cd).
- [4.10] MAN B&W DIESEL, *Two-Stroke Engines*, 2005
Materiale tecnico consultabile all'indirizzo:
<http://www.manbw.com/>
- [4.11] C. CAPUTO, *Gli impianti convertitori d'energia*, Ed. Casa Editrice Ambrosiana, parte II cap. 2, pp. 357-413, 1997.

- [4.12] O. ACTON, C. CAPUTO, *Macchine a fluido – Vol. 2-I – Impianti motori*, UTET, cap. 2, pp. 135-227, 1992.
- [4.13] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, parte II cap. 2, pp. 376-430, 1989.
- [4.14] A. FAVA, F. GASPARINI, I. VITALI, *Termovalorizzazione energetica dei RSU: l'esperienza operativa di Lomellina Energia*, Terzo Convegno Nazionale "Utilizzazione Termica dei Rifiuti", Atti dei seminari, Biblioteca di Termotecnica n. 12, Abano Terme, Giugno 2001.
- [4.15] DIPARTIMENTO DI ENERGETICA – POLITECNICO DI MILANO (a cura del), prof. ing. UMBERTO GHEZZI (Responsabile della ricerca), *Gassificazione del CDR – Impiego del gas di sintesi in gruppi Termoelettrici e confronto con la termovalorizzazione*, Milano.
- [4.16] C. BELLI, *Corso di Conversione dell'Energia* (Lezioni del), cap. 3 - *Centrali termoelettriche tradizionali*, pp. 1-20.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.unipv.it/electric/conven/cap3%20-%20centrali%20termoelettriche.pdf>
- [4.17] R. DELLA VOLPE, *Impianti motore per la propulsione navale*, Liguori Editore, parte II cap. 3, pp. 431-459, 1989.
- [4.18] C. BELLI, *Corso di Conversione dell'Energia* (Lezioni del), cap. 3 - *Centrali termoelettriche tradizionali*, pp. 125-131.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.unipv.it/electric/conven/cap3%20-%20centrali%20termoelettriche.pdf>
- [4.19] C. CAPUTO, *Gli impianti convertitori d'energia*, Ed. Casa Editrice Ambrosiana, cap. 7, pp. 210-273, 1997.
- [4.20] Commissione Nazionale ex art.3 comma 2 del D.Lgs 372/99 (A cura della), Rapporto tecnico, *Schema di rapporto finale relativo alle linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili per gli impianti di incenerimento*.
Consultabile all'indirizzo:
<http://www.arpa.fvg.it/Suolo-Rifi/IPPC/CD/Bozze%20linee%20guida-documenti/LG%20incenerimento.PDF>
- [4.21] *ibidem*, pp. 49-52.
- [4.22] D. LA FORGIA, A. PERAGO, A. PIGNERI, A. TREVISI, *Gestire i rifiuti*, Ed. Maggioli Editore, cap. 8, pp. 413-508, ottobre 2004.

Hanno contribuito alla stesura di questo capitolo la consultazione dei seguenti siti internet:

<http://www.informare.it/>
<http://www.leganavale.it/portale/index.asp>
<http://www.maersk.dk/>
<http://www.manbw.com/>
<http://www.martingmbh.de/englisch/index2.htm>
<http://www.oceansatlas.org/>
<http://www.oss.dk/>
<http://www.vonrollinova.ch/site/english/index.html>
<http://www.wartsila.com/>

5 ANALISI COSTI-BENEFICI

5.1 Scelta delle metodologie utilizzate e iter procedurale adottato

Preso atto della fattibilità tecnica, mostrata nei precedenti capitoli, della combustione a bordo nave di CDR a scopo propulsivo, si procederà adesso nello studio dei benefici economici nascenti dall'adozione della soluzione ipotizzata.

Riassumendo: si prevede, all'interno di una nave *bulk carrier*, la sostituzione dell'esistente motorizzazione diesel alimentata con *MFO (Marine Fuel Oil)* con un impianto con turbina a vapore di pari potenza in cui, attraverso un forno a letto fluido circolante, viene impiegato *CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti)*.

L'analisi costi-benefici si è basata sul confronto tra le due tecnologie, considerando le voci economiche da un punto di vista differenziale. Inoltre si è estesa l'analisi a due diverse navi *bulk carrier*, ciascuna appartenente ad una specifica classe, per poter studiare due diversi contesti, uno internazionale e l'altro limitato al bacino del Mar Mediterraneo, in particolar modo allo scenario italiano.

La tabella 5.1 mostra come a livello mondiale, in termini di nuove realizzazioni dal 1998 al 2004, le *bulk carrier* classe *Capesize* abbiano fatto registrare gli incrementi maggiori con un +79,4%, evidenziando una tendenza a preferire navi di grossa taglia capaci di garantire un'elevata capacità di carico [5.1].

Per quanto riguarda il contesto internazionale, come già anticipato nel capitolo 4, è stata scelta una nave appartenente alla classe *Dunkirkmax-Capesize*, la *Cape Victory*, di recente costruzione ed attualmente impiegata nelle rotte internazionali, in grado di trasportare un carico di oltre 177.000 dwt.

Tabella 5.1 - Mercato delle navi *bulk carrier*: nuove costruzioni e seconda mano

milioni / million US\$)									
Anno / Year	Nuove costruzioni / New-building			Navi di seconda mano / Second-hand ships					
	Handysize	Panamax	Capesized	Handysize		Panamax		Capesize	
000 DWT	50	74	170	45	45	70	70	150	150
				5 anni 5 years	10 anni 10 years	5 anni 5 years	10 anni 10 years	5 anni 5 years	10 anni 10 years
1998	18,0	20,0	34,0	13,0	8,5	14,5	10,0	23,5	15,0
1999	19,5	22,0	36,0	15,5	12,0	17,0	12,0	27,5	19,5
2000	20,0	22,5	40,0	15,0	11,0	15,5	11,5	25,0	18,0
2001	18,0	20,0	36,5	12,0	8,0	13,5	9,0	22,0	15,0
2002	18,5	21,0	35,0	14,5	10,5	17,0	12,0	26,0	19,5
2003	22,5	25,0	47,0	20,5	16,0	28,0	20,0	41,0	33,0
2004	30,0	35,0	61,0	30,0	24,5	41,0	33,5	57,0	48,0
Var.% 2004/2003	33,3	40,0	29,8	46,3	53,1	46,4	67,5	39,0	45,5
Var.% 2004/1998	66,7	75,0	79,4	130,8	188,2	182,8	235,0	142,6	220,0

Fonte / Source: elaborazione Confitarma su dati Fearnleys-Review 2004 / Confitarma processing of Fearnleys-Review 2004 data

Tabella 5.2 - Caratteristiche principali della *Cape Victory*

Classe: Capesize-Dunkirkmax	
Capacità [dwt]	177.359
Dimensioni:	
Lunghezza fuori tutto [m]	288,97
Lunghezza prora poppa [m]	280,45
Larghezza [m]	45,00
Pescaggio [m]	17,955
Caratteristiche tecniche:	
Potenza [kW]	16.800 ¹
Velocità [nodi]	14,8

Fonte: <http://www.navymar.com/CapeVictoryMusel.htm>

Si ricorda che la scelta di riferirsi ad una nave di grandi dimensioni è stata dettata principalmente dalla volontà di ridurre al minimo la perdita di capacità di carico dovuta al maggior ingombro dell'impianto a vapore, rispetto al motore diesel, ed allo stoccaggio a bordo del CDR, risultato maggiore due volte in peso e quattro in volume rispetto al MFO.

Nel contesto nazionale, i dati relativi alla composizione attuale della flotta italiana di *bulk carrier*, forniti direttamente dalla Confederazione Italiana Armatori (Confitarma), hanno evidenziato la presenza di 40 unità, di cui 37 con capacità di trasporto superiore ai 20.000 *dwt* (tabella 5.3).

Tabella 5.3 - Composizione della flotta italiana di *bulk carrier***Navi portarinfuse**

Scaglioni di stazza	N.navi	Tsl	Dwt
da 3.000 a 4.999 tsl	3	12.089	19.251
da 10.000 a 19.999 tsl	1	12.368	21.520
oltre 20.000 tsl	36	1.626.603	2.984.682
TOTALE	40	1.651.060	3.025.453
Scaglioni di portata	N.navi	Tsl	Dwt
da 5.000 a 9.999 dwt	3	12.089	19.251
da 20.000 a 500.000 dwt	37	1.638.971	3.006.202
TOTALE	40	1.651.060	3.025.453

Fonte: CONFITARMA

¹ Tale valore di potenza non si riferisce direttamente alla *Cape Victory* ma deve considerarsi come valore indicativo per una *bulk carrier* di classe *Capesize-Dunkirkmax*.

Tabella 5.4 - Caratteristiche principali di una *bulk carrier* classe *Handymax*

Classe: Handymax	
Capacità [dwt]	45.000
Dimensioni:	
Lunghezza fuori tutto [m]	185,00
Lunghezza prora poppa [m]	177,00
Larghezza [m]	30,40
Pescaggio [m]	10,50
Caratteristiche tecniche:	
Potenza [kW]	8.400
Velocità [nodi]	14,5

Fonte: MAN B&W

In tale contesto è stata scelta una nave *bulk carrier* classe *Handymax* con capacità di carico di circa 45.000 dwt (tabella 5.4).

Le dimensioni ridotte rispetto ad una *Capesize*, soprattutto in termini di minor pescaggio, consentono la navigabilità della classe *Handymax* nella maggior parte dei porti situati nel bacino del Mar Mediterraneo.

Lo studio di entrambi i contesti è stato condotto non considerando un repowering bensì ipotizzando la realizzazione *ex-novo* di una nave, tenendo conto, per le singole voci di costo e per l'investimento iniziale, solamente i termini differenziali nascenti dal confronto delle due tecnologie.

5.2 Dimensionamento dell'impianto

L'analisi è partita dall'individuazione, in funzione del *dwt* da movimentare, del motore diesel maggiormente adatto alla propulsione, in grado di garantire una velocità di crociera intorno ai 14÷15 nodi marini, circa 25÷27 km/h. I dati forniti dalla MAN B&W indicano un valore di potenza intorno agli 8,4 MW per una nave classe *Handymax* di 45.000 *dwt*, mentre per una *bulk carrier* classe *Dunkirkmax-Capesize* come la *Cape Victory* di circa 175.000 *dwt* la potenza meccanica necessaria alla propulsione si aggira intorno ai 16,8 MW [5.2].

Per l'impianto con turbina a vapore, che dovrà sviluppare una pari potenza meccanica, è stato stimato un valore del rendimento globale η di **0,25** [5.3]; con tale valore si è calcolata la potenza termica attraverso la relazione:

$$P_{termica} = P_{meccanica} / \eta_{impianto} \quad (5.1)$$

ottenendo rispettivamente **33,6 MW_t** per la *Handymax* e **67,2 MW_t** per la *Dunkirkmax-Capesize*.

Considerando un salto entalpico² di circa **1.400 kJ/kg**, la quantità di vapore in tonnellate/ora, che la caldaia dovrà generare, è stata calcolata attraverso l'espressione:

$$\dot{m}_{\text{vapore}} = \frac{P_{\text{termica}}}{\Delta h} \cdot 3,6 \left[\frac{t}{h} \right] \quad (5.2)$$

in base alla quale si sono ottenute **21,6 t/h** di vapore per l'impianto montato sulla *bulk carrier* classe *Handymax* e circa **43,2 t/h** per la classe *Dunkirkmax-Capesize*.

Fissando a **18.000 kJ/kg** il potere calorifico inferiore del CDR, la portata massica del combustibile necessaria a garantire la produzione prevista di vapore è stata calcolata attraverso la relazione:

$$\dot{m}_{\text{CDR}} = \frac{P_{\text{termica}}}{(PCI)_{\text{CDR}}} \cdot 3,6 \left[\frac{t}{h} \right] \quad (5.3)$$

I risultati si sono attestati su valori rispettivamente di **6,72 t/h** e **13,44 t/h**.

Considerando un tempo di funzionamento annuo di **6.000 ore** l'approvvigionamento di CDR ammonta a **40.320 t/anno** nel caso della *Handymax* e **80.640 t/anno** per la classe *Dunkirkmax-Capesize*.

In considerazione del fatto che per l'anno 2005 la produzione italiana annua di CDR nei 54 impianti dedicati è stata di circa 2,7 milioni di tonnellate³, al momento non sembra sussistere il problema di reperire – almeno sul territorio italiano – tale combustibile. Nell'ipotesi di totale impiego del CDR prodotto, si avrebbe la possibilità di garantire – sotto le precedenti ipotesi – una fornitura annua a 67 *bulk carrier* classe *Handymax* ed a 33 unità classe *Dunkirkmax-Capesize*.

Si riportano di seguito (tabella 5.5) le voci principali caratterizzanti gli impianti con turbina a vapore ipotizzati per le due classi in esame.

Tabella 5.5 - Dati impianto a vapore ipotizzati per i due contesti

Classe <i>bulk carrier</i>	<i>Handymax</i>	<i>Capesize</i>
Potenza meccanica [kW]	8.400	16.800
Rendimento totale impianto	0,25	0,25
Potenza termica [kW _t]	33.600	67.200
Portata vapore (450 °C a 60 bar) [t/h]	21,6	43,2
PCI CDR [kJ/kg]	18.000	18.000
Portata CDR [t/h]	6,72	13,44

² Il calcolo del salto entalpico è stato stimato sulla base dei valori del vapore all'ingresso del corpo di alta pressione della turbina ed in funzione dello schema d'impianto ipotizzato, costituito da 4 spillamenti di vapore ed un solo risurriscaldamento.

³ Vedere capitolo 2, tabella 2.11.

5.3 Valutazione dell'investimento iniziale I_0

Per quanto riguarda la valutazione dell'investimento iniziale, sono stati dapprima individuati indici di *costo d'investimento specifico*, ciascuno caratterizzante la tecnologia d'appartenenza. Per il motore diesel si è fatto riferimento ai dati forniti dalla casa costruttrice MAN B&W Diesel A/S (2006): è stato considerato un indice di costo CU_{MD} espresso in termini di milioni di euro per unità di potenza meccanica sviluppata, espresso in M€/MW. L'andamento di tale indice non evidenzia un sensibile effetto scala: in relazione ad una richiesta di potenza di 8,4 MW il valore dell'indice di atesta sui 0,305 M\$/MW mentre per una potenza di 16,8 MW tale valore scende a 0,285 M\$/MW; entrambi i prezzi sono da considerarsi franco fabbrica. Il costo del motore "chiavi in mano", comprensivo quindi delle voci caratterizzanti un'eventuale commessa (trasporto, istallazione, patti di garanzia ecc...), è stato ottenuto maggiorando i valori degli indici di costo del 15%: si arriva quindi a 0,351 M\$/MW per il motore da 8,4 MW e a 0,328 M\$/MW per quello da 16,8 MW.

Avendo scelto come valuta di riferimento l'euro e considerando un cross €/€ a 1,344 gli indici del costo d'investimento, nel caso di motorizzazione diesel (MD), si attestano rispettivamente a **0,261 M€/MW** e **0,244 M€/MW** [5.4]:

$$I_{0MD} = CU_{MD} \cdot P_{MD} \quad [€] \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} &\text{classe } \textit{Handymax} \\ &0,261 \text{ M€/MW} \times 8,4 \text{ MW} \\ &I_{0MD} = \mathbf{2.192.400 \text{ €}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\text{classe } \textit{Dunkirkmax-Capesize} \\ &0,244 \text{ M€/MW} \times 16,8 \text{ MW} \\ &I_{0MD} = \mathbf{4.099.200 \text{ €}} \end{aligned}$$

Per l'impianto a vapore si è fatto riferimento alla tecnologia attualmente installata negli impianti di termovalorizzazione italiani, ed è stato preso in considerazione un indice di costo CU_{ITV} in funzione della capacità dell'impianto di elaborare CDR, espressa in tonnellate/ora (tabella 5.6) [5.5].

Tabella 5.6 - Indice dei costi di investimento per impianti di termovalorizzazione alimentati a CDR

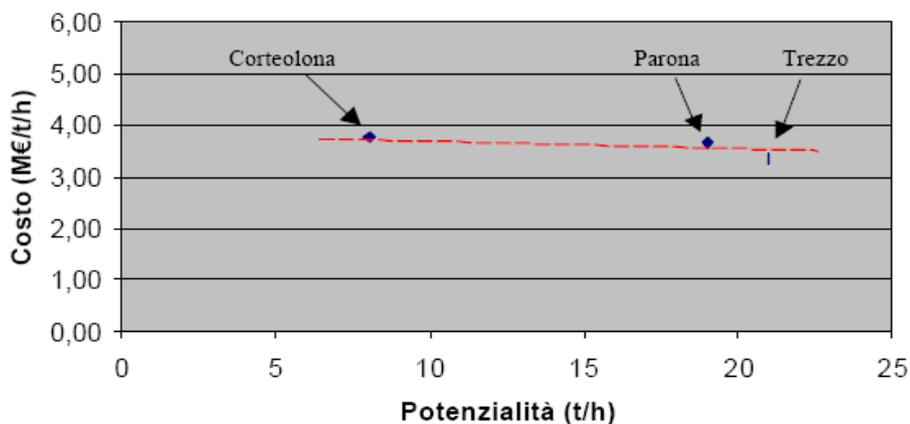


Tabella 5.7 - Ripartizione delle voci di costo per la realizzazione dell'impianto

Voce	Peso
ricezione e movimentazione	5-10
combustione-caldaia	20-30%
turbo-gruppo e ciclo termico	10-15%
trattamento fumi	10-15%
ausiliari meccanici	5-10%
sistemi elettro-strumentali	15-20%
opere civili e camino	15-20%

Come valore di base è stato preso a riferimento l'impianto di Corteolona, che presenta un indice di costo intorno ai 3,80 M€/t/h). La valutazione è stata fatta dal punto di vista globale considerando l'impianto come una *black-box*; volendo ripartire comunque le diversi voci di costo è possibile fare riferimento alla schematizzazione mostrata in tabella 5.7 [5.5].

La suddivisione media dei costi sulle diverse voci costituenti l'impianto mostra come le due principali voci di costo riguardino la sezione di produzione e recupero termico (generatore + gruppo turboriduttore) e la sezione di controllo strumentale.

A rigore la voce relativa alle opere civili (15÷20%) non andrebbe computata nel conteggio complessivo dell'investimento iniziale, in quanto le "opere civili" non sussistono nell'impianto propulsivo, come si vedrà nel prossimo capoverso. Volendole escludere il valore dell'indice di costo si abbasserebbe intorno a 3,05÷3,20 M€/t/h). Tuttavia – come si vedrà in seguito – l'aliquota relativa alle opere civili è stata mantenuta considerando tale voce come un coefficiente di maggiorazione del costo di investimento totale.

La scelta verso il caso più sfavorevole è stata dettata dalla necessità di tenere presente il diverso contesto ambientale nel quale l'impianto dovrà operare: il sistema alternativo di propulsione ipotizzato prevede infatti l'installazione ed il funzionamento dello stesso a bordo di una nave. In tale ambito insorgono maggiori complicazioni rispetto al caso di terra, le quali comportano un aumento delle voci di costo in termini di risorse tecnico-economiche richieste.

A tal proposito si è stimato in **4,0 M€/t/h** il costo d'investimento dell'impianto, incrementando il valore complessivo di un ulteriore 5%: complessivamente, riferendosi solo alle componenti d'impianto necessarie alla propulsione, il coefficiente di maggiorazione dei costi rispetto al caso di terra è stato stimato tra il 20÷25%.

Per quanto riguarda i contesti ipotizzati, il costo di investimento iniziale per un impianto con turbina a vapore è risultato pari a:

$$I_{0\ ITV} = CU_{ITV} \cdot M_{CDR} \quad [€] \quad (5.5)$$

dove con M_{CDR} si è indicato il consumo annuo di CDR espresso in t/anno.

classe <i>Handymax</i>	classe <i>Dunkirkmax-Capesize</i>
4,0 M€/t/h) x 6,72 t/h	4,0 M€/t/h) x 13,44 t/h
$I_{0\ ITV}$ € 26.880.000	$I_{0\ ITV}$ € 53.760.000

Considerando la differenza d'investimento richiesta nel caso si adottasse l'impianto con turbina a vapore (ITV) rispetto al motore diesel (MD), si ottengono i seguenti valori:

$$\Delta I_0 = I_{0\ MD} - I_{0\ ITV} \quad [€] \quad (5.6)$$

classe <i>Handymax</i>	classe <i>Dunkirkmax-Capesize</i>
$I_{0\ MD}$ € 2.192.400	$I_{0\ MD}$ € 4.099.200
$I_{0\ ITV}$ € 26.880.000	$I_{0\ ITV}$ € 53.760.000
ΔI_0 - € 24.687.600	ΔI_0 - € 49.660.800

Di seguito si riporta la tabella 5.8 nella quale vengono riassunte tutte le voci tecnico-economiche riguardanti il costo d'investimento iniziale da sostenere con le due diverse tecnologie, il loro confronto nell'ipotesi di due contesti, internazionale e mediterraneo.

Tabella 5.8 - Costi d'investimento per i due contesti

Classe <i>bulk carrier</i>	<i>Handymax</i>	<i>Capesize</i>
Potenza meccanica [kW]	8.400	16.800
Portata CDR [t/h]	6,72	13,44
Costo d'investimento specifico impianto a vapore [M€/t/h]	4,0	4,0
Investimento iniziale impianto a vapore [k€]	26.880	53.760
Costo d'investimento specifico motore diesel [M€/MW]	0,261	0,244
Investimento iniziale motore diesel [k€]	2.192	4.099
Differenza investimento iniziale [k€]	- 24.687	- 49.661

5.4 Determinazione della struttura dei costi

La valutazione della struttura dei costi è stata articolata in due modalità:

- 1) confronto ed analisi differenziata delle voci di costo appartenenti ad entrambe le tecnologie, partendo da una suddivisione delle stesse nelle seguenti macrovoci:
 - costo del personale C_{per} ;
 - costo per la manutenzione C_{man} ;
- 2) determinazione e stima dei costi nascenti e cessanti derivanti dall'introduzione della tecnologia con turbina a vapore in alternativa all'esistente motorizzazione diesel. Sono stati considerati:
 - costo del combustibile MFO C_{MFO} ;
 - costo del CDR C_{CDR} ;
 - costo dei materiale ausiliari (additivi, lubrificanti ecc...)
 - costo della perdita capacità di carico C_{pcc} ;

Le voci di costo concorrono alla stima complessiva degli esborsi da sostenere con scadenza annuale.

5.4.1 Costo del personale C_{per}

Il costo del personale C_{per} è stato valutato in funzione dei valori forniti direttamente da CONFITARMA. In tabella 5.9 vengono riportate – per quanto concerne il contesto nazionale – le retribuzioni lorde del personale operante a bordo di una nave *bulk carrier* previste dal CCNL del settore [5.6].

Tabella 5.9 - Retribuzione annua del personale secondo il CCNL

COMANDANTE	€	52.481
DIRETTORE M.	€	50.213
1° UFFICIALE	€	39.375
2° UFFICIALE	€	33.009
3° UFFICIALE	€	30.498
NOSTROMO	€	27.210
SOTTUFFICIALE	€	26.170
MARINAIO	€	23.028
GIOVANOTTO	€	20.541
MOZZO	€	18.836

Fonte: CONFITARMA

Sempre in base alle informazioni fornite da CONFITARMA si riporta in tabella 5.10 la composizione di un equipaggio a bordo di una *bulk carrier*, costituito in media da 22 unità [5.6].

Tabella 5.10 - Composizione equipaggio su una nave *bulk carrier*

	Tabella media	Stima TOTALE EQUIPAGGIO
	22 persone	880
Ufficiali	40%	352
Comuni	45%	396
Allievi	5%	44
Servizi Alb e altri	10%	88

La valutazione del C_{per} è stata condotta considerando solo le risorse uomo necessarie per la gestione del sistema propulsivo. Durante la navigazione il funzionamento dell'impianto è continuo, quindi a bordo della nave si segue il turno di lavoro h24. Il personale tecnico addetto alla gestione di un motore diesel è composto dalle unità mostrate nella tabella 5.11.

Tabella 5.11 - Costo del personale motore diesel C_{per} MD

Unità lavorativa	Numero unità	Costo annuo unità [€]	Costo annuo categoria [€]
Direttore di macchina	1	50.213	50.213
Ufficiale di macchina	2	39.375 ⁽¹⁾ 33.009 ⁽²⁾	72.384
Fuochista/ingrassatore	2	26.170	52.340
Marinaio	2	23.028	46.056
Allievo	1	20.541	20.541
Totale equipaggio	8		241.534

(1) Retribuzione annua lorda 1° ufficiale

(2) Retribuzione annua lorda 2° ufficiale

Il costo del personale è stimato come:

$$C_{per} = \sum_j^N (U_{per})_j \cdot (CU_{per})_j \quad [€/anno] \quad (5.7)$$

in cui:

- U_{per} è l'unità personale specifica richiesta
- CU_{per} è il costo relativo all'unità di personale specifica richiesta
- N è il numero complessivo di unità costituenti il gruppo lavoro.

Per quanto riguarda il personale necessario alla gestione dell'impianto con turbina a vapore, è stato stimato in 8 unità – le stesse richieste dal motore diesel – il numero di risorse uomo. La scarsa diffusione della turbina a vapore nel caso della propulsione navale richiede l'introduzione di un coefficiente di maggiorazione (stimata intorno al 15%) del C_{per} , in funzione anche delle maggiori competenze richieste. Il C_{per} nel caso di impianto con gruppo turboriduttore ammonta a:

$$C_{per\ ITV} = 241.534 \times (1 + 0,15) = \mathbf{277.764,10\ €/anno}$$

Dal confronto della voce di costo personale nel caso delle due tecnologie si evidenzia un aggravio di **36.203,10 €/anno** per il caso di motorizzazione a vapore (tabella 5.12).

Tabella 5.12 - Costo del personale C_{per}

Unità lavorativa	Costo annuo [€/anno]
Motore diesel	241.534
Impianto con turbina a vapore	277.764
Differenza	-36.230

5.4.2 Costo manutenzione ordinaria C_{man}

Il costo della manutenzione ordinaria C_{man} è stato valutato in base alle informazioni fornite dalla casa costruttrice MAN B&W Diesel A/S e stimato in funzione della vita tecnica prevista per un motore diesel pari a 20 anni [5.4].

I costi di manutenzione del motore diesel sono considerati indipendenti dalla potenza espressa. In 20 anni il costo complessivo in moneta attuale ammonta a \$ 2.809.576 ossia (cross €/ \$ 1,2000) a **€ 2.341.313**.

La ripartizione con quota costante per singolo esercizio annuo ammonta dunque a:

$$C_{man\ MD} = 2.341.313\ € \div 20\ anni = \mathbf{117.065\ €/anno}$$

Il costo di manutenzione ordinaria dell'impianto alternativo è stato reperito sulla base di interviste effettuate presso alcuni degli impianti di termovalorizzazione alimentati a CDR operanti in Italia. L'indice di costo annuo ammonta a circa 1,5÷2,0% del costo d'investimento iniziale. Assumendo conservativamente il valore maggiore della forchetta, il costo annuo per la manutenzione ordinaria dell'impianto alternativo ammonta a:

classe <i>Handymax</i>	classe <i>Dunkirkmax-Capesize</i>
$I_{0\ ITV}$ 26.880.000 €	$I_{0\ ITV}$ 53.760.000 €
$C_{man\ ITV}$ 537.600 €/anno	$C_{man\ ITV}$ 1.075.200 €/anno

Nella tabella 5.13 si riportano i valori del C_{man} nel caso delle due tecnologie; si evidenzia un delta costo ΔC_{man} negativo di 420.535 € nel caso di *bulk carrier* classe *Handymax* e di 958.135 € per la classe *Capesize*:

$$\Delta C_{\text{man}} = C_{\text{man MD}} - C_{\text{man ITV}} \quad [\text{€/anno}] \quad (5.8)$$

Tabella 5.13 - Costo di manutenzione C_{man}

Tecnologia propulsiva	Costo annuo <i>Handymax</i> [€/anno]	Costo annuo <i>Capesize</i> [€/anno]
Motore diesel	117.065	117.065
Impianto con turbina a vapore	537.600	1.075.200
Differenza	-420.535	-958.135

5.4.3 Costo del MFO (Marine Fuel Oil) C_{MFO}

Il costo del MFO C_{MFO} è stato determinato attraverso la relazione:

$$C_{\text{MFO}} = C_{\text{UMFO}} \cdot P_{\text{MD}} \cdot T \cdot I_{\text{cons}} \quad [\text{€/anno}] \quad (5.9)$$

in cui

- C_{UMFO} è il costo specifico (prezzo di mercato) del MFO espresso in [k€/t]
- P_{MD} è il valore di potenza del motore diesel [kW]
- T rappresenta il numero annuo di ore di funzionamento [h/anno]
- I_{cons} indica il consumo specifico di un motore diesel [g/kWh]

Per quanto riguarda il C_{UMFO} , i dati riportati dalla “*Staffetta Quotidiana Petrolifera*”⁴ indicano, per il mese di giugno 2007, un prezzo del MFO intorno ai **260,00 €/t** (valore calcolato in base ad un cross €/€ di 1,344).

I valori dell'indice di consumo specifico e delle ore annue di funzionamento del motore diesel sono stati determinati in base alle informazioni tecniche fornite dalla MAN B&W Diesel A/S [5.4]: sono state considerate **6.000 h/anno** con un I_{cons} di **170 g/kWh**.

La tabella 5.14 è rappresentativa del C_{MFO} da sostenere annualmente nel caso di motore diesel da 8,4 MW e 16,8 MW.

Tabella 5.14 - Costo del MFO C_{MFO}

Tecnologia propulsiva	<i>Handymax</i>	<i>Capesize</i>
Potenza Motore diesel P_{MD} [kW]	8.400	16.800
Ore funzionamento T [h/anno]	6.000	6.000
Indice di consumo specifico I_{cons} [g/kWh]	170	170
Costo specifico del MFO [€/t]	260	260
Costo MFO C_{MFO} [€/anno]	2.227.680	4.455.360

⁴ Rivista specializzata nel settore petrolifero ed energetico.

5.4.4 Costo del CDR C_{CDR}

Attualmente in Italia per ogni tonnellata di CDR destinata al processo termovalorizzazione in impianti dedicati viene riconosciuto un contributo di circa € 30,00 [5.7]. A rigore quindi tale voce, qualora si adottasse la tecnologia con turbina a vapore, andrebbe annoverata nei possibili ricavi.

In base ad un valore specifico CU_{CDR} di 30,00 €/t si è calcolato il C_{CDR} per entrambe le categorie di *bulk carrier*:

$$C_{CDR} = CU_{CDR} \cdot M_{CDR} \quad [€/anno] \quad (5.10)$$

dove con M_{CDR} si è indicato il consumo annuo di CDR espresso in t/anno.

Classe <i>Handymax</i>	Classe <i>Dunkirkmax-Capesize</i>
M_{CDR} 40.320 t/anno	M_{CDR} 80.640 t/anno
$C_{man\ ITV}$ 1.209.600 €/anno	$C_{man\ ITV}$ 2.419.200 €/anno

La tabella 5.15 è rappresentativa del C_{CDR} da sostenere annualmente rispettivamente nel caso di impianto con gruppo turboriduttore da 8,4 MW e di impianto da 16,8 MW.

Tabella 5.15 - Costo del CDR C_{CDR}

Tecnologia propulsiva	Handymax	Capesize
Potenza impianto turbina a vapore P_{ITV} [kW]	8.400	16.800
Ore funzionamento T [h/anno]	6.000	6.000
Consumo specifico di CDR [t/h]	6,72	13,44
Approvvigionamento annuo CDR [t/anno]	40.320	80.640
Costo CDR C_{CDR} [€/anno]	1.209.600	2.419.200

5.4.5 Costo materiali ausiliari C_{aus}

Motore diesel

Nel caso di motorizzazione diesel a tale voce corrisponde il costo dell'olio lubrificante necessario a garantire il corretto funzionamento della macchina. Dai dati forniti dalla MAN B&W Diesel A/S [5.4] si evince che il consumo di olio lubrificante ammonta al 2,5÷3,2% del consumo annuo di MFO, indicato con M_{MFO} . Mettendoci in una posizione conservativa si è assunto il valore massimo della forchetta, pari al 3,2%. Il costo dell'olio lubrificante $C_{asu\ MD}$ è stato calcolato in base alla potenza del motore diesel individuato:

$$C_{aus\ MD} = M_{MFO} \cdot 3,2\% \quad [€/anno] \quad (5.11)$$

Tabella 5.16 - Costo olio lubrificante $C_{aus\ MD}$

Motore Diesel	Handymax	Capesize
Potenza Motore diesel P_{MD} [kW]	8.400	16.800
Costo MFO C_{MFO} [€/anno]	2.227.680	4.455.360
Costo olio lubrificante $C_{aus\ MD}$ [€/anno]	71.290	142.570

Impianto alternativo con turboriduttore

Nel caso ipotizzato da questo studio alla voce costo materiali ausiliari corrisponde il costo della calce utilizzata nella sezione di trattamento fumi. Il costo $C_{\text{aus ITV}}$ è stato calcolato attraverso la seguente relazione:

$$C_{\text{aus ITV}} = CU_{\text{calce}} \cdot M_{\text{calce}} \cdot M_{\text{CDR}} \quad [\text{€/anno}] \quad (5.12)$$

in cui:

- CU_{calce} è il costo specifico della calce stimato in 60 [€/t]
- M_{calce} quantità in massa di calce necessaria per ogni tonnellata di CDR impiegato pari a $10 \div 15$ [kg/t]: si è scelto il valore conservativo di 15 kg/t
- M_{CDR} consumo annuo di CDR [t/anno]

La tabella 5.17 è rappresentativa del $C_{\text{aus ITV}}$ annuo rispettivamente nel caso di impianto con gruppo turboriduttore da 8,4 MW e di impianto da 16,8 MW.

Tabella 5.17 - Costo del materiale ausiliario $C_{\text{aus ITV}}$

Impianto a vapore	Handymax	Capesize
Potenza impianto turbina a vapore P_{ITV} [kW]	8.400	16.800
Costo specifico della calce [€/t]	60 ⁽¹⁾	60 ⁽¹⁾
Consumo specifico di calce per tonnellata CDR [kg/t]	15 ⁽¹⁾	15 ⁽¹⁾
Approvvigionamento annuo CDR [t/anno]	40.320	80.640
Approvvigionamento annuo calce [t/anno]	604,80	1.209,60
Costo calce $C_{\text{aus ITV}}$ [€/anno]	36.288	72.576

(1) Dati tratti da studi condotti da ENEA [5.7]

5.4.6 Costo perdita capacità di carico C_{pcc}

La soluzione ipotizzata da questo studio comporta una riduzione di capacità di trasporto della *bulk carrier*, che si traduce in una voce di costo nascente. Tale perdita è dovuta al maggior ingombro dell'impianto a vapore rispetto alla motorizzazione diesel e, a parità di autonomia, del maggior quantitativo di combustibile (CDR) da imbarcare rispetto al MFO. Ipotizzando una tratta di 6.000 km per la classe *Handymax* e di 15.000 per quella *Capesize*, le perdite di carico trasportabile si sono stimate rispettivamente nel **4,84%** e nel **4,63%**. Attraverso i dati forniti da CONFITARMA ed in base alla capacità di carico relativa alle due classi, nell'ipotesi che entrambe trasportino carbone, il giro d'affari annuo è stato stimato in € 19.237.334 per la *Handymax* e € 26.392.889 per la *Capesize*. In funzione di tali valori, il costo inerente alla perdita di carico trasportabile C_{pcc} si attesta rispettivamente a € **930.513** e a € **1.223.179**.

La tabella 5.18 è rappresentativa del C_{pcc} da sostenere annualmente rispettivamente nel caso di impianto con gruppo turboriduttore da 8,4 MW e di impianto da 16,8 MW.

Tabella 5.18 - Costo perdita di carico C_{pcc}

	Handymax	Capesize
Capacità di carico [dwt]	45.000	175.000
Lunghezza tratta [km]	6.000	15.000
Approvvigionamento tratta CDR [t]	1.551	7.754
Approvvigionamento tratta MFO [t]	330	1.648
Impianto a vapore [t]	1.105	1.645
Perdita di carico trasportabile totale [t]	2.076	7.751
Perdita di carico trasportabile totale [%]	4,84	4,63
Ricavo trasporto carbone [€/anno]	19.237.334	26.392.889
Costo C_{pcc}[€/anno]	930.513	1.223.179

Fonte: CONFITARMA

5.5 Determinazione del flusso di cassa

Avendo individuato le principali voci economiche è stato possibile determinare il flusso di cassa (FC), relativo all'anno zero dell'iniziativa, attraverso l'espressione:

$$FC = R - (C_F + C_V + OF) \quad (5.13)$$

con:

R = voce relativa ai ricavi

C_F = costi fissi

C_V = costi variabili

OF = oneri fiscali

Allo stato attuale delle cose l'unica voce alla quale è possibile associare la voce ricavo R è il costo del CDR in quanto un armatore che intendesse adottare la tecnologia ipotizzata da questo lavoro verrebbe pagato 30 €/t. Per le voci di costo, non si è fatta distinzione tra costi fissi e variabili, classificandole ciascuna come costo d'esercizio all'anno, tenendo presente che alle voci con segno positivo corrispondono i costi cessanti.

Per quanto riguarda la quota di ammortamento A , essa è determinabile attraverso la

relazione:

$$A = \frac{I_0}{n} \quad (5.14)$$

si è fatto riferimento alle attuale normativa fiscale che prevede, per un impianto meccanico, un tempo di ammortamento di 13 anni. Il rateo di ammortamento fiscale è risultato essere pari a € 1.879.015 (= 24.427.200/13) per la *bulk carrier* classe *Handymax* e € 3.782.585 (= 49.173.600/13) per la classe *Capesize*.

Determinato il valore del rateo di ammortamento è stato possibile calcolare il valore degli oneri fiscali (OF), ipotizzando un'aliquota (TAX) del 30%:

$$OF = [(R - \sum C) - A] \cdot TAX \quad (5.15)$$

Tabella 5.19 - Determinazione del flusso di cassa FC

Flusso di cassa FC		Handymax	Capesize
Costo combustibile MFO	[k€/anno]	2.227,68	4.455,36
Costo CDR	[k€/anno]	1.209,60	2.419,20
Delta costo personale	[k€/anno]	-36,23	-36,23
Delta costo manutenzione	[k€/anno]	-420,60	-958,20
Delta costo materiale di consumo	[k€/anno]	35,00	70,00
Perdita capacità carico	[k€/anno]	-930,51	-1.223,18
Totale flusso di cassa lordo	[k€/anno]	2.084,93	4726,95
Rateo Ammortamento fiscale (13 anni)	[k€/anno]	-1.879,02	-3.782,58
Oneri fiscali (30%)	[k€/anno]	61,78	283,31
Flusso di cassa FC	[k€/anno]	2.023,16	4.443,64

In tabella 5.19 si riportano le voci che hanno concorso a determinare il flusso di cassa di entrambe le soluzioni (*Handymax* e *Capesize*).

5.6 Metodologia prescelta per la valutazione economica

Per effettuare la valutazione economica dell'iniziativa si è fatto ricorso ad opportuni indici di redditività. Il primo è stato il *VAN* (*Valore Attuale Netto*) corrispondente alla relazione:

$$VAN = \sum_{j=1}^m \left[\sum_{i=1}^n \frac{FC_{j,i} (1+f)^i (1+f'_j)^i}{(1+a)^i} \right] - \Delta I_0 \quad (5.16)$$

in cui m sono le voci di costo costituenti il FC (personale, manutenzione, MFO ecc...), n è il numero di anni di vita economica dell'iniziativa e a il tasso di attualizzazione. Per la vita economica si è fatto riferimento agli anni di vita media per un motore diesel navale stimati dalla MAN B&W a 20 anni.

Come tasso di attualizzazione a si è considerato un valore pari al 5%, valore doppio rispetto al tasso di sconto praticato dalla BCE. Inoltre sono stati fissati:

1. un tasso d'inflazione annua (f) pari al 2%;
2. un aumento annuo del costo del personale f' pari al 3% ($1,5 \cdot f$);
3. un aumento annuo del costo di manutenzione f' pari al 2% ($1 \cdot f$);
4. un aumento annuo del costo di trasporto f' pari al 4% ($2 \cdot f$);
5. un prezzo del CDR invariato e fissato a 30 €/t;
6. un aumento annuo del prezzo del Marine Fuel Oil f' pari al 12%.

Quest'ultimo valore è stato stimato attraverso l'analisi storica del prezzo del greggio negli ultimi 10, 20 e 30 anni. In riferimento all'ultimo decennio (1996-2006) i dati riportati dalla *Staffetta quotidiana Petrolifera* evidenziano una crescita media del prezzo del petrolio intorno al 15% all'anno (valore calcolato in base ai valori assoluti).

Il valore del VAN in corrispondenza del ventesimo anno si attesta a € **41.590.050** nel caso di *bulk carrier* classe *Handymax* ed a € **90.210.520** per la *Capesize*. A tali valori corrisponde un *Indice di Redditività (IR)* pari:

$$IR = \frac{VAN}{\Delta I_0} \quad (5.17)$$

rispettivamente del 170% e del 183%.

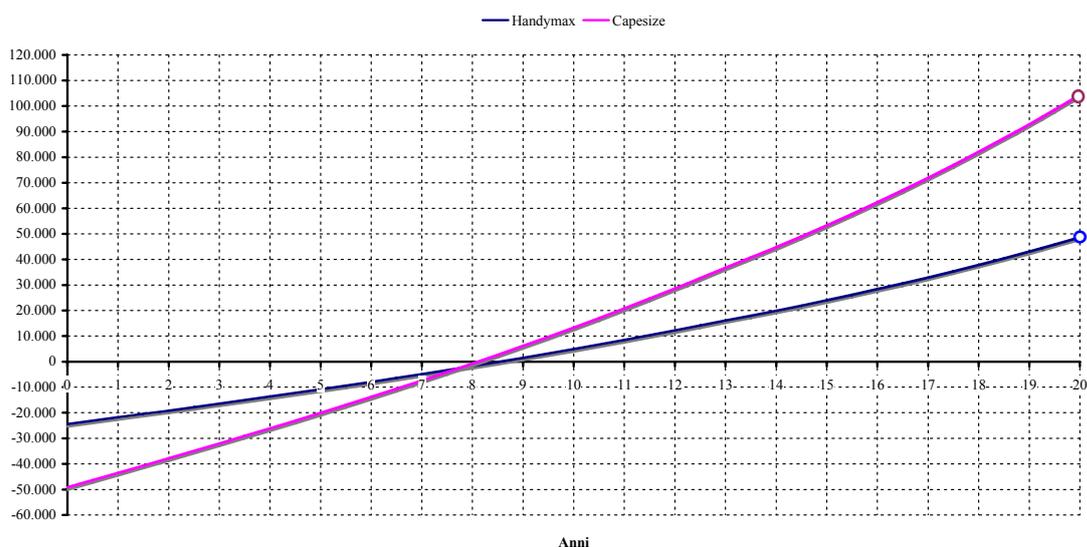
Con le precedenti ipotesi si è proceduto a valutare il *Tasso Interno di Rendimento (TIR)*, definito come valore del tasso di attualizzazione che rende uguale a zero il VAN al termine dell'iniziativa. Il TIR risulta del 9,85% nel caso della *Handymax* del 10,57% nel caso della *Capesize*.

5.7 Analisi di sensibilità

A complemento dell'analisi costi-benefici è stata effettuata un'analisi di sensibilità per le variabili ritenute più significative, per verificare l'esistenza di elementi di criticità per l'ipotesi progettuale indagata.

Assumendo come variabile la vita dell'iniziativa n , si ottiene il grafico di figura 5.1. Dallo stesso si rileva il *Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA)*, numero degli anni necessari per arrivare a valore nullo del VAN. Il TRA risulta di circa 10 anni per la *bulk carrier* classe *Handymax* e poco più di 9 anni per la *Capesize* (ai punti cerchiati corrispondono i valori di progetto assunti nell'analisi).

Figura 5.1 - Andamento del VAN in funzione di n



In figura 5.2 è mostrata la relazione tra il VAN e l'aumento di costo del greggio. L'iniziativa sembra poco sensibile a tali variazioni, considerato che per sconfinare nel campo negativo del VAN il greggio dovrebbe attestarsi su un tasso di aumento annuo di circa il 2,5% per la *Handymax* e dell'1% per la *Capesize*.

Figura 5.2 - Andamento del VAN in funzione del tasso di aumento del costo del greggio

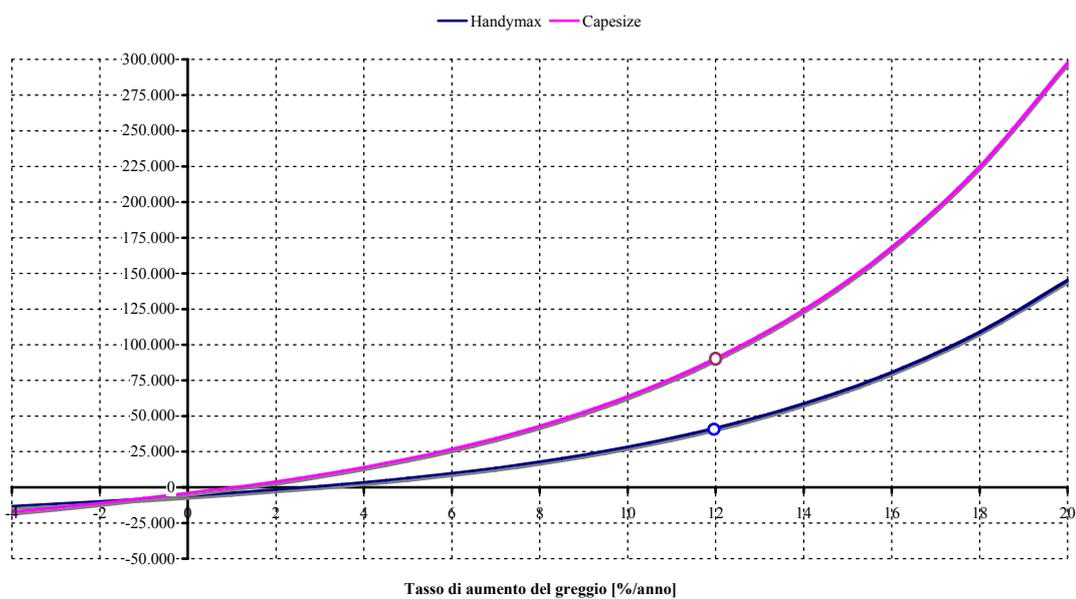
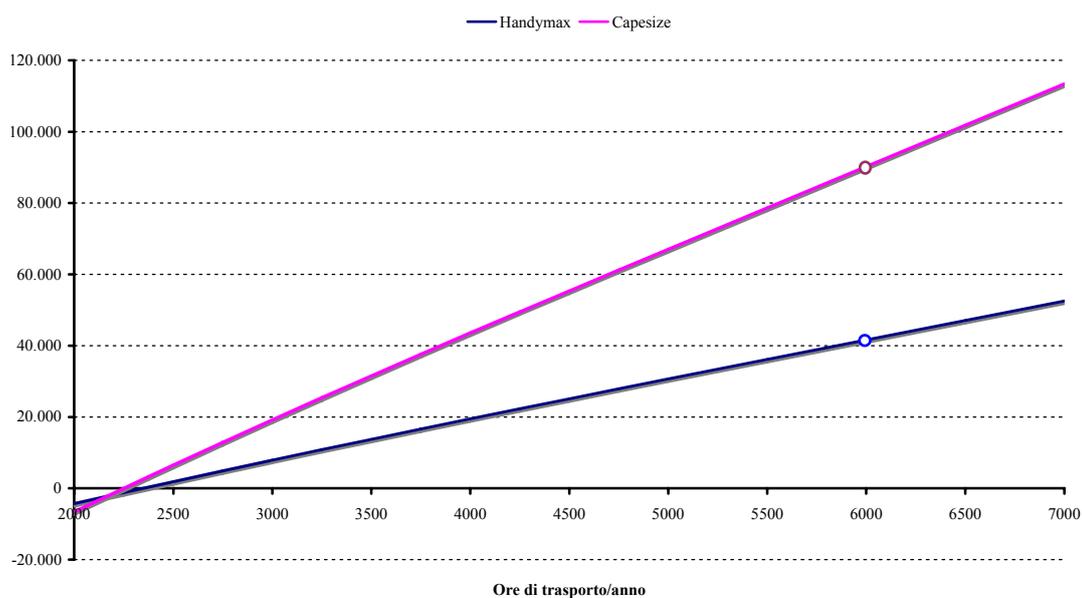


Figura 5.3 - Andamento del VAN in funzione delle ore annue di trasporto

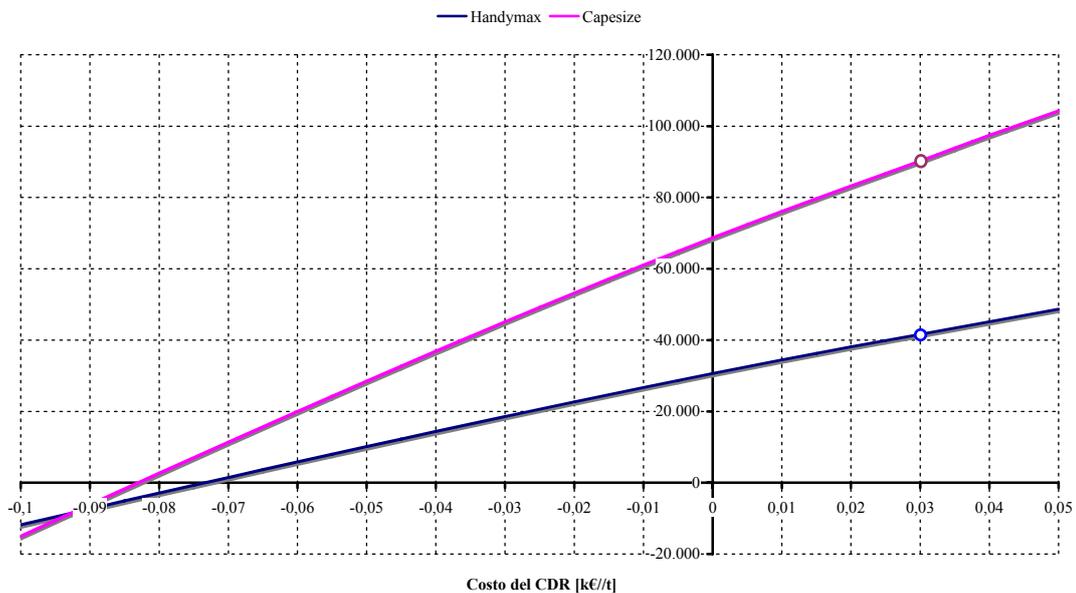


La redditività dell'iniziativa è risultata poco sensibile anche alle ore annue di trasporto. Affinché il VAN risulti positivo è sufficiente che le navi, la *Handysize* e la *Capesize*, marcino rispettivamente per 2400 e 1200 ore all'anno, un valore sicuramente al disotto delle ore di marcia media per navi mercantili (non inferiore a 6.000 ore/anno).

Come più volte visto nel corso del lavoro, il CDR ha in genere un costo *positivo* in quanto l'operazione di incenerimento/termovalorizzazione va pagata. Se dovesse decollare un mercato per il CDR, ci sarà da aspettarsi un'inversione di tendenza poiché a quel punto esso avrebbe un potere sostitutivo nei confronti dei combustibili tradizionali, come tale diventerebbe una risorsa rara, e quello che attualmente è un costo diventerà un prezzo da pagare da parte degli esercenti delle centrali di potenza (o di navi).

L'analisi del VAN al variare del costo (o prezzo) del CDR mostra che l'iniziativa sarebbe in grado di sopportare anche costi *negativi* per il CDR, ossia si potrebbe pagare per averne la disponibilità fino ad un valore di *breakeven* di 75 €/t per la *Handymax* e di 85 €/t per la *Capesize*. Anche questo parametro non mostra dunque segnali di particolare criticità.

Figura 5.4 - Andamento del VAN in funzione del costo del CDR



5.8 Bibliografia

- [5.1] CONFITARMA (CONFEDERAZIONE ITALIANA ARMATORI) (A cura della), *Relazione del Consiglio per l'anno 2004*, 2005.

Consultabile all'indirizzo:

<http://www.confitarma.it/dyn/doc/332.pdf>

- [5.2] MAN B&W DIESEL, *Marine Engine Programme 2nd edition 2005*, 2005

Materiale tecnico di proprietà della MAN B&W DIESEL, disponibile su supporto ottico removibile (mini-Cd).

- [5.3] DIPARTIMENTO DI ENERGETICA – POLITECNICO DI MILANO (a cura del), prof. ing. UMBERTO GHEZZI (Responsabile della ricerca), *Gassificazione del CDR – Impiego del gas di sintesi in gruppi Termoelettrici e confronto con la termovalorizzazione*, Milano.

- [5.4] MAN B&W DIESEL, dati richiesti direttamente alla casa costruttrice, marzo 2006.

- [5.5] Studio per la realizzazione di un impianto nell'area pratese per lo smaltimento dei rifiuti urbani, speciali e fanghi con produzione di energia

- [5.6] CONFITARMA (CONFEDERAZIONE ITALIANA ARMATORI, informazioni richieste direttamente all'associazione, marzo 2006.

- [5.7] ENEA – CENTRO RICERCHE CASACCIA, dati provenienti da studi e progetti eseguiti dal dipartimento PROTEZIONE DELL'AMBIENTE.

Conclusioni

Scopo del lavoro è stato quello di valutare sotto l'aspetto tecnico ed economico la possibilità d'impiego di un Combustibile Derivato da Rifiuti (CDR) nella propulsione navale, un'ipotesi innovativa che nasce principalmente con l'intento di introdurre una nuova opportunità tecnologica nel complesso scenario di gestione dei rifiuti, e che prevede allo stesso tempo anche la possibilità di sfruttare una fonte rinnovabile, qual è il CDR, al posto di un convenzionale combustibile fossile come il petrolio.

L'approccio iniziale ha focalizzato l'attenzione sugli aspetti normativi inerenti il CDR. Si è potuto constatare come tale combustibile rientri nel novero delle fonti rinnovabili e come questo, pur derivando da un processo che vede all'ingresso della filiera il rifiuto urbano e/o speciale, è a tutti gli effetti un combustibile che può essere impiegato in diversi contesti industriali, come nei cementifici, oppure ai fini del recupero energetico.

La natura del CDR non consente l'adozione della motorizzazione attualmente impiegata nella quasi totalità delle navi, il motore diesel, e ha richiesto una soluzione tecnologica alternativa. A tal proposito sono stati presi a riferimento gli impianti di termovalorizzazione terrestri, i quali sfruttano il contenuto energetico del CDR attraverso un ciclo a vapore.

La tecnologia con turbina a vapore, seppure con un combustibile diverso (carbone), nel passato è stata largamente utilizzata nella propulsione navale; di conseguenza sono state individuate le opportune modifiche impiantistiche per poter utilizzare, al posto del carbone, il CDR. Queste ultime hanno riguardato principalmente il sistema di generazione del vapore, per il quale è stata scelta la soluzione con forno a letto fluido, ed il sistema di abbattimento delle sostanze inquinanti presenti nei fumi, ipotizzando un sistema di trattamento a secco.

Dopo aver definito la configurazione dell'impianto, è stata individuata la tipologia di nave sulla quale l'impianto stesso potrebbe trovare collocazione. La scelta è ricaduta su una nave mercantile *bulk carrier*. I fattori principali che hanno contribuito alla scelta della tipologia di nave sono stati la semplicità della struttura della nave, la facilità di gestione, lo scarso livello tecnologico implementato a bordo, la tipologia di merce trasportata e i bassi valori di potenza richieste in funzione della stazza della nave.

Mentre le prime voci rientrano in una considerazione principalmente economica del problema, la potenza dell'impianto riguarda un aspetto tecnico in quanto la tecnologia a vapore, nel suo complesso, risulta essere penalizzante in termini di ingombro e peso rispetto alla classica motorizzazione diesel. Inoltre il diverso contenuto energetico del CDR, rispetto al Marine Fuel Oil (MFO) impiegato nei motori diesel, prevede a parità di tratta un approvvigionamento che penalizza, in peso ed in volume, la capacità di carico della nave.

L'ultima fase del lavoro ha riguardato l'analisi costi-benefici dell'iniziativa considerando due diverse classi di *bulk carrier*: un'operante nel contesto del Mar Mediterraneo (*Handymax*) ed una riferita ad un contesto oceanico ed intercontinentale (*Capesize*). Per ciascuna configurazione è stato dimensionato l'impianto propulsivo e sono stati valutati i flussi di cassa considerando i costi nascenti e quelli cessanti rispetto alla soluzione standard (motore diesel).

A fronte di una vita dell'iniziativa di 20 anni, di un prezzo del CDR di 30 €/t, di un aumento del prezzo dell'MFO del 12% annuo e di una serie di ipotesi riguardanti l'aumento delle varie voci di costo, si è ottenuto un Valore Attuale Netto di circa 42 M€, con un Tasso Interno di Rendimento dell'9,9% ed un tempo di ritorno attualizzato di circa 10 anni nel caso della classe *Handymax*, ed un Valore Attuale Netto di circa 90 M€, con un Tasso Interno di Rendimento dell'10,6% ed un tempo di ritorno attualizzato di circa 9 anni nel caso della classe *Capesize*.

Tali valori evidenziano una buona redditività del progetto pur essendo i tempi di ritorno piuttosto lunghi se confrontati con le aspettative medie del settore armatoriale.

L'analisi di sensibilità ha mostrato come, fra tutti i parametri tecnico-economici indagati, nessuno rivesta particolari condizioni di criticità: l'iniziativa continua a promettere VAN positivi anche con bassissimi tassi di aumento del costo del greggio, con costi *negativi* di approvvigionamento del CDR, per poco più di duemila ore/anno di trasporto.

Qualora si volesse affrontare lo studio del problema con una finalità realizzativa bisognerebbe comunque tenere presente un'ulteriore serie di considerazioni vincolanti:

- attualmente le norme che regolano le attività portuali non prevedono lo stoccaggio in rimessa del CDR, mentre vietano lo stoccaggio permanente dei rifiuti; questo punto, insieme ad altri aspetti quali le procedure di carico e di movimentazione nelle rimesse portuali, dovrebbero essere valutati dagli organi preposti. Tra questi si cita l'*International Maritime Organisation (IMO)*, il quale stabilisce le normative in ambito navale, che attualmente non prevedono l'impiego di CDR come combustibile per la propulsione;
- in fase di progettazione dell'impianto si deve tenere in conto del diverso contesto ambientale in cui esso opera e quindi dei diversi carichi strutturali a cui verrebbero sottoposti alcune apparecchiature critiche, come il forno a letto fluido;
- l'attuale prezzo del CDR non segue le leggi del mercato bensì viene stabilito dalla normativa inerente alla gestione dei rifiuti.

In conclusione, l'ipotesi progettuale indagata non si pone come *la* soluzione al problema dei rifiuti in Italia, ma come una possibilità in più rispetto a quelle attualmente attingibili, ed il cui mix ottimale deve essere definito dal decisore nazionale o territoriale in un'ottica di gestione integrata. La nascita di una nuova filiera che valorizzi il CDR a bordo di una nave potrebbe infatti contribuire a far decollare il mercato per questa frazione merceologica, che ha visto negli anni alti e bassi di interesse, ma il cui inserimento definitivo in un circuito virtuoso stenta ancora ad avvenire.

Disporre di un'ulteriore alternativa di utilizzazione del CDR, in una modalità per la quale sono manifeste le positive ricadute ambientali, e per la quale si sono evidenziate buone prospettive economiche, può rendere la gestione complessiva del circuito dei rifiuti più flessibile ed equilibrata, rispondendo al contempo alla domanda di sostenibilità ambientale per le risorse energetiche, che le attuali modalità di propulsione navale, basate sui combustibili fossili, lasciano comunque irrisolta e di futuro problematico.

Ringraziamenti

Gli autori ringraziano, per la loro preziosa collaborazione alla stesura del lavoro:

- il prof. **Renato Della Volpe** dell'Università degli Studi di Napoli Federico II, per i contributi sull'impiantistica navale
- **Luigi Mor, Federica Valdenazzi, Massimo Peverero, Adriano Silingardi** di **Cetena - Centro per gli Studi di Tecnica Navale (Fincantieri)** - per la soluzione dei problemi di installazione a bordo dell'impiantistica innovativa
- **CONFITARMA** per la messa a disposizione dei dati economico-statistici riguardanti il commercio marittimo
- **Pasquale De Stefanis** dell'**ENEA** per i contributi sulla combustione di rifiuti e sugli aspetti normativi
- **Vito Iaboni** dell'**ENEA** per i sistemi di abbattimento delle emissioni inquinanti
- **Franco Piermartini, Michael X. Cabibbo** di **West Srl** (Worldwide Ecological Shipping and Transport) per gli aspetti logistici della filiera del CDR

-

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu

Copertina: Bruno Giovannetti

Stampa: Laboratorio tecnografico ENEA – CR Frascati

Finito di stampare nel mese di novembre 2007