
1. *Inquadramento generale*

Per affrontare correttamente il problema della tutela del clima risulta innanzitutto fondamentale partire dal tema della riduzione dei rifiuti per poi occuparsi della scelta delle modalità di raccolta differenziata che favorisce maggiormente la responsabilizzazione dei cittadini ed il riciclo di materiali di buona qualità. Solo dopo aver affrontato correttamente queste problematiche ci si deve occupare delle modalità da impiegare per il recupero energetico dei rifiuti residui. Se non applichiamo queste priorità rischiamo di incorrere in gravi errori di pianificazione degli interventi allorché si deve dimensionare gli impianti di recupero e trattamento poiché non sarà stato sufficientemente approfondito cosa si potrà ottenere con le attività di riduzione e di raccolta differenziata in determinato territorio nel periodo temporale considerato.

Il privilegio all'opzione del recupero di materia ("riciclaggio" in senso lato) rispetto a quella del recupero energetico è stato definito dalla normativa Europea di settore sulla base di una serie di considerazioni tecniche:

- il riciclaggio, necessitando della separazione dei rifiuti alla fonte, coinvolge direttamente gli utilizzatori dei beni e quindi è uno strumento insostituibile di crescita della consapevolezza del problema dello smaltimento dei rifiuti negli stessi consumatori, creando quindi i presupposti per un'azione indotta di prevenzione (minore acquisto di prodotti non riciclabili);
- in linea di massima il riciclaggio, oltre a permettere un minor consumo di risorse e materie prime, consente un risparmio energetico superiore a quello ottenibile con termodistruzione e relativo recupero di energia;
- il riciclaggio consente di ridurre l'impatto ambientale relativo alle emissioni degli impianti di termodistruzione;
- il sistema del riciclaggio consente di creare una serie di attività ad elevata intensità di manodopera ("labour intensive"), sia nella fase di raccolta (es. raccolte porta a porta), sia nell'eventuale fase di selezione dei materiali (es. selezione manuale del secco-leggero), con benefici occupazionali di interesse non trascurabile.

Il primo passaggio logico è quindi la valutazione delle iniziative da adottare per produrre meno rifiuti. In effetti le politiche di riduzione sono iniziative molto difficili da operare a livello locale. Questo è vero però esistono varie leve su cui agire per la riduzione dei rifiuti su scala locale. Bisogna inoltre considerare che in Italia parte il consumo procapite di imballaggi è in continuo aumento ed è arrivato a ben 137 Kg/ab/anno (a livello europeo la media è di 74 Kg/ab/anno) mentre in Germania ed Olanda da vari anni si registra, al contrario, una diminuzione dei consumi di imballaggi. La prevenzione e riduzione dei rifiuti è il tema prioritario del VI programma d'azione ambientale dell'UE. I target specifici da raggiungere sono:

- ridurre la quantità di rifiuti destinati allo smaltimento finale del 20% circa entro il 2010 rispetto ai valori del 2000 e del 50% circa entro il 2050;
- ridurre il volume di rifiuti pericolosi prodotti del 20% circa entro il 2010 rispetto ai valori del 2000 e del 50% circa entro il 2020.

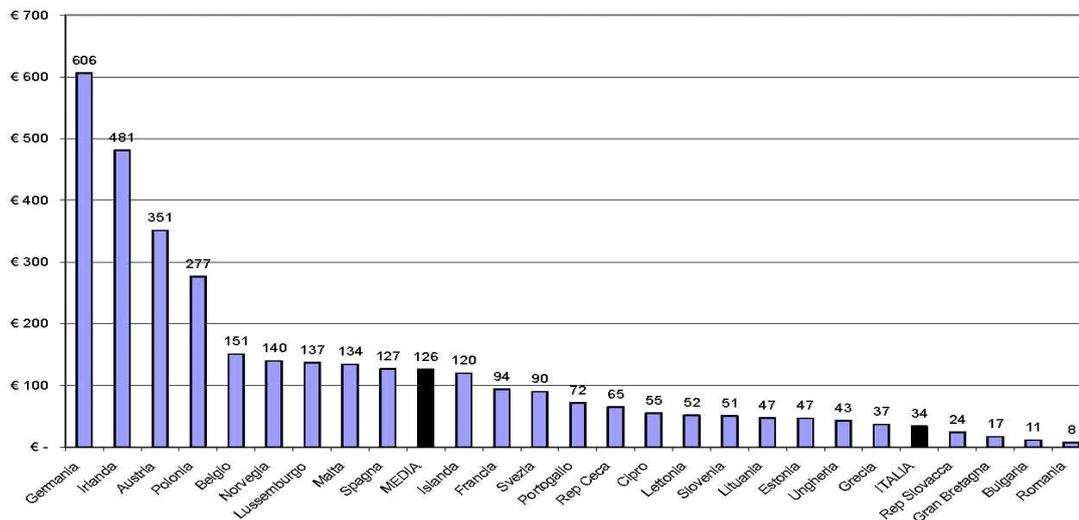
L'approccio più moderno è incentrato su un mutamento delle abitudini di consumo, così da rendere possibile una riduzione a monte del quantitativo di rifiuti prodotto. Ad esempio, in Germania, con una oculata normativa sul recupero degli imballaggi è stato possibile ridurre considerevolmente il quantitativo dei rifiuti, modificando in modo rilevante le abitudini dei consumatori e le offerte delle ditte produttrici di contenitori.

Il grafico successivo evidenzia che la media della tassazione dei produttori di imballaggi è di 126 euro/ton con punte di 606 euro/ton (Germania) mentre in Italia è di soli 34 euro/ton cioè tra i più bassi a livello europeo.

Grafico 1 - Contributo ambientale medio sugli imballaggi, anno 2007, in euro/tonnellata.

Contributo ambientale dei produttori di imballaggi in Europa

Grafico 1 – contributo ambientale medio sugli imballaggi, anno 2007, Euro per tonnellata di materiale.



19

Fonte: Paolo Acciari, "Il problema dei rifiuti: il ruolo delle imposte", Univ. Bocconi, Luglio 2008

La conseguenza pratica è che in Italia la maggiorazione di costo dovuto al contributo ambientale per una bottiglia da 1,5 litri di acqua minerale risulta pari a soli 0,3 centesimi di euro mentre in Finlandia il costo è 76 centesimi di euro e di 5 cent in Germania (vedi tab. successiva). A questo punto si può ben comprendere il motivo per cui gli imballaggi in plastica nel nord europa vengono prevalentemente riutilizzati, in quanto soggetti a cauzione. E' evidente che se non si interviene in questo meccanismo saremo sempre sommersi dai rifiuti.

Tabella 1 - Confronto del costo del contributo ambientale per una bottiglia in PET da 1,5 lt.



Bottiglia PET da 1,5 litri

Finlandia	Norvegia	Danimarca	Germania	Austria	ITALIA
76 cent	11 cent (min.)	7 cent	5 cent	2,5 cent	0,3 cent

20

Fonte: Paolo Acciari, "Il problema dei rifiuti: il ruolo delle imposte", Univ. Bocconi, Luglio 2008

L'Italia deve quindi rivedere l'intero sistema legato alla gestione delle materie seconde adeguandolo almeno alla direttiva 2008/98 CE, che ha obiettivi non più di raccolta differenziata ma di recupero di materia (50%).

Bisogna poi considerare che, a differenza che in passato, da alcuni anni a livello comunitario la preoccupazione prioritaria non è più quella di cercare di ridurre il consumo di combustibili fossili, bensì quella di prevenire i rischi di cambiamenti climatici e, a tale scopo, incidere sulla gestione dei rifiuti. Un recente studio condotto dall'Agenzia Europea per l'Ambiente per conto della Commissione Europea dal titolo "Opzioni nella gestione dei rifiuti e cambiamento climatico" ha permesso di fare chiarezza in merito all'impatto sul clima delle diverse strategie di gestione dei RU. Tale studio dimostra che "in generale, la strategia raccolta differenziata dei RSU seguita dal riciclaggio (per carta, metalli, tessili e plastica) e il compostaggio/digestione anaerobica (per scarti biodegradabili) produce il minor flusso di gas serra, in confronto con altre opzioni per il trattamento del rifiuto solido urbano tal quale. Se confrontato allo smaltimento del rifiuto non trattato in discarica, il compostaggio/digestione anaerobica degli scarti putrescibili e il riciclaggio della carta producono la riduzione più elevata del flusso netto di gas serra." (si veda tab. successiva).

Tabella 2 - Bilancio delle emissioni di Kg gas serra per ogni t. di RU.

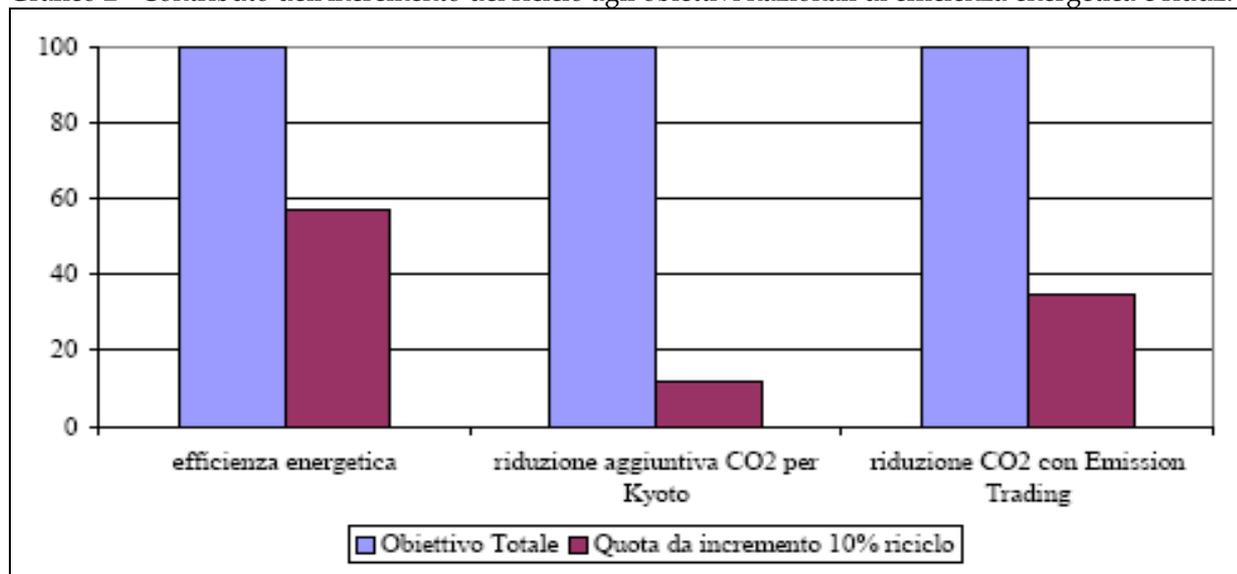
Bio stabilizzazione e messa a discarica	
Con bio-ossidazione spinta	-403
Con bio-ossidazione breve	-329
Compostaggio	
Compostaggio domestico	-58
Compostaggio in cumulo	-37
Compostaggio in bio-celle	-32
Digestione anaerobica	
Con recupero elettricità	-104
Con recupero elettricità e calore	-185
Bio stabilizzazione e incenerimento con produzione di elettricità	
Con bio-ossidazione spinta	-295
Con bio-ossidazione breve	-221
Incenerimento	
Solo carta con produzione elettricità	-235
Solo plastica con produzione elettricità	1.556
RU indifferenziati con produzione di elettricità	-10
Con CDR in centrale a carbone	-337
Discarica	
RU non trattati (alto contenuto carbonio biodegradabile)	614
RU non trattati (basso contenuto carbonio biodegradabile)	42

Lo studio della AEA Technology ha dimostrato che la raccolta differenziata dei RU, seguita dal riciclaggio di carta, metalli e plastica e compostaggio o digestione anaerobica della frazione putrescibile, produce il più basso flusso di gas serra, (-461 kg CO₂ eq/t) rispetto a tutte le altre opzioni per il trattamento dei RU tal quale. Sulla frazione residuale non sottoposta a raccolta differenziata, il sistema di trattamento che produce il minimo flusso di gas serra (-403 kg CO₂ eq/ton RU) è il trattamento meccanico biologico (TMB) con recupero dei metalli e messa a discarica degli inerti e del compost stabilizzato in modo spinto. Il risultato è particolarmente positivo nel caso venga considerato il sequestro di carbonio per collocazione di parte dei materiali residuati dal TMB in discarica. La tabella successiva dimostra anche come la termovalorizzazione dei rifiuti indifferenziati, nonostante la produzione di elettricità, comporti una trascurabile riduzione dell'emissione di gas serra (-10 kg CO₂ eq/t), nettamente inferiore a quella ottenibile con il riciclaggio.

Il motivo di questo risultato si può comprendere analizzando il bilancio di gas serra quando solo la plastica è utilizzata come combustibile di un termovalorizzatore. Come riportato in tabella, la termovalorizzazione della sola plastica comporta una netta emissione positiva di gas serra (1.556 kg CO₂ eq/t). E ovviamente questo risultato è dovuto al fatto che tutto il carbonio delle plastiche è carbonio fossile. E se l'energia elettrica prodotta bruciando una tonnellata di plastiche fa risparmiare 703 chili di gas serra, la quantità di gas serra emessi bruciando questa stessa quantità di plastica equivale a 2.252 kg, a cui si devono aggiungere altri 8 chili di CO₂ durante il trasporto della plastica dal punto di produzione all'inceneritore.

Un recente studio dell'Istituto di Ricerche Ambiente Italia dal titolo "Il riciclo ecoefficiente" ha confermato gli esiti dello studio dell'AEA contestualizzandoli rispetto agli impegni assunti dall'Italia per rispettare il Protocollo di Kyoto. Tale studio dimostra che "... un modesto incremento del 10% del riciclo industriale interno equivale al 57% dell'obiettivo di efficienza energetica nazionale, al 15% dell'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni climalteranti e a circa un terzo dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ da conseguire con l'applicazione della direttiva Emission Trading."

Grafico 2 - Contributo dell'incremento del riciclo agli obiettivi nazionali di efficienza energetica e riduz. CO2.



Fonte - Istituto di Ricerche Ambiente Italia Srl Novembre 2005

La necessità di recepire gli obiettivi del protocollo di Kyoto per la lotta all'effetto serra e al cambiamento climatico è diventata un importante punto di vista nella definizione della politica ambientale. Da questo punto di vista, bisogna sottolineare che la biomassa è stata troppo a lungo considerata esclusivamente come una potenziale risorsa energetica sostitutiva dei combustibili fossili. Più di recente invece, una valutazione approfondita su tali temi ha portato ad una valutazione scientificamente più equilibrata in cui il ruolo della sostanza organica nel suolo viene considerata un fattore di rilievo nella strategia complessiva di lotta al cambiamento climatico¹.

Quello che scaturisce dalle valutazioni più recenti è che la fertilizzazione organica provoca nel tempo un accumulo di carbonio nel suolo, il che potrebbe fungere da meccanismo per la sottrazione, nel bilancio complessivo, di anidride carbonica all'atmosfera. Alcuni calcoli hanno giustamente sottolineato il fatto che un aumento dello 0.15% del carbonio organico nei suoli arabili italiani potrebbe fissare nel suolo la stessa quantità di carbonio che ad oggi è rilasciata in atmosfera per l'uso di combustibili fossili in un anno in Italia². Sotto il profilo della modellizzazione degli effetti delle pratiche agronomiche vanno sottolineate alcune recenti ricerche che il Dott. Favoino della Scuola Agraria del Parco di Monza ha condotto per conto della Commissione Europea sulle diverse opzioni di gestione dei rifiuti biodegradabili in conseguenza degli obiettivi di riduzione del loro smaltimento in discarica, come previsto dalla Direttiva 99/31/CE.

Per tutto quanto sopra, le due recenti Conferenze sul Cambiamento Climatico di Bonn e di Marrakech hanno sottolineato l'importanza di includere nelle valutazioni globali anche il contributo dell'arricchimento di sostanza organica nel suolo, attraverso la promozione delle pratiche di fertilizzazione organica e di recupero delle biomasse mediante il compostaggio e la digestione anaerobica. Oltre all'effetto diretto di incremento del carbonio nel suolo, la fertilizzazione organica consente

- di sostituire almeno parzialmente la concimazione chimica (evitando il consumo di combustibili fossili per la loro produzione e lo sviluppo di altri gas-serra come l' N_2O in conseguenza della loro applicazione)
- di diminuire l'erosione e la conseguente mineralizzazione intensiva di sostanza organica negli strati superficiali (che determinerebbe un ulteriore trasferimento di anidride carbonica nell'atmosfera nel bilancio complessivo)
- di migliorare la ritenzione idrica (diminuendo la richiesta di energia per l'irrigazione)
- di migliorare la lavorabilità del suolo (il che significa risparmiare energia nelle lavorazioni principali e complementari)

Una recente Comunicazione della Commissione Europea sulla Strategia per il Suolo sottolinea l'importanza della sostanza organica, oltre che per il sequestro di carbonio nei suoli, anche per la lotta alla desertificazione ed all'erosione, l'aumento della biodiversità e per l'esaltazione del ruolo ambientale dei suoli.

¹ European Climate Change Programme <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/agriculturalsoils.htm>.

² Prof. P. Sequi al Compost Symposium, Vienna, 29-30 Ottobre 1998

Non si possono quindi più mantenere sistemi organizzativi ormai superati incentrati sulla RD di tipo aggiuntivo, né sistemi di smaltimento legati a singole tecnologie progettate per il rifiuto tal quale o, ancor peggio, al confinamento nelle tradizionali discariche del rifiuto raccolto in modo indifferenziato.

Infatti, se si punta esclusivamente alla realizzazione di mega inceneritori, si deve considerare che tali impianti, per loro caratteristica intrinseca, necessitano di un quantitativo quotidiano di rifiuti costante, per cui laddove – ad esempio in Germania – le percentuali di raccolta differenziata sono considerevolmente aumentate, i comuni hanno finito con il dover corrispondere ai gestori di tali impianti cospicue penali. A differenza delle altre tecnologie di trattamento (riciclo, compostaggio, biostabilizzazione) gli impianti di incenerimento non permettono alcuna elasticità nell'alimentazione e quindi il loro dimensionamento risulta sempre molto critico e problematico. Se si opera un sotto dimensionamento l'incenerimento presenta costi troppo elevati e basse rese risultando così "fuori mercato". Se invece si opera un sovra dimensionamento succede inevitabilmente che la riduzione e la RD spinta diventano impraticabili. Si pensi ad esempio all'inceneritore di Brescia che è il caso classico di un impianto costruito con un dimensionamento di gran lunga maggiore di quelle che erano le effettive capacità di produzione dei rifiuti di quel territorio. Bisogna infatti ricordare che a Brescia, l'ASM aveva mobilitato illustre ambientalisti per elaborare il cosiddetto "patto ambientalista" fondato sul "doppio binario": 35% raccolta differenziata ed il residuo, definito in 266.000 t/anno, da incenerire in un impianto di cogenerazione di energia e calore. L'Azienda ha però dimensionato le prime due linee di combustione per un quantitativo di rifiuti non preselezionati nettamente superiore, pensando di poter contare sul forte fabbisogno di impianti di smaltimento che caratterizzava la Lombardia nel recente passato e di trovare il modo di aggirare il vincolo del quantitativo autorizzato. In effetti la raccolta differenziata a Brescia è ben lontana dal 50% promesso ai cittadini ed è invece continuamente aumentata la produzione pro capite a Brescia (da circa 490 kg/ab.anno del 1989 alla produzione del 2003 di 736 kg/ab.anno con un aumento complessivo del 50 % in 10 anni).

L'esempio di Brescia chiarisce quindi le dinamiche di "interazione negativa" dei grandi impianti di incenerimento con le politiche di riduzione dei rifiuti e la raccolta differenziata spinta. Chi deve far fruttare al massimo l'impianto di incenerimento a sua disposizione deve bruciare il massimo quantitativo di rifiuti compatibile con il proprio impianto e viene, di fatto, inevitabilmente disincentivato a portare avanti le attività di riduzione e raccolta differenziata. L'unica tipologia di RD compatibile con queste strategie è la cosiddetta raccolta differenziata "aggiuntiva" costosa e poco efficiente che diventa così l'alibi per cercare di alimentare il luogo comune secondo cui "la raccolta differenziata costa troppo".

Anche il luogo comune secondo cui, attraverso l'incenerimento con recupero di energia, si riesce a produrre energia elettrica con un impatto ambientale inferiore rispetto ad altre tecnologie, viene oggi smentito da una serie di studi che dimostrano che questa tecnologia risulta persino meno efficiente della produzione di energia con centrali a carbone. I risultati di un recente studio dell'APAT evidenziano che, negli impianti di incenerimento che generano solo energia elettrica (la stragrande maggioranza, in termini di potenzialità, sugli impianti con recupero energetico), la resa media è di 0,3-0,4 kWh/kg di rifiuto il che corrisponde, per un potere calorifico inferiore di 2.000-2500 kcal/kg, a un rendimento medio del 15 %, a fronte di valori superiori al 30 % ritenuti standard per un buon impianto termoelettrico. In effetti la produzione di energia negli impianti a griglia (quelli più diffusi) non è certo la finalità primaria ed una sentenza del 13 febbraio 2003 della Corte di giustizia europea ha stabilito che "se il calore prodotto nella combustione è solo un effetto secondario dell'incenerimento e non il suo obiettivo principale, tale incenerimento non è un'operazione di recupero bensì di smaltimento". Nella tabella successiva si può rilevare che le emissioni di CO₂ dell'incenerimento sono paragonabili esclusivamente alla produzione di energia con impianti a carbone poiché le altre tecnologie risultano molto più efficienti.

Tabella 3 – Confronto delle emissioni di CO₂ agli impianti di generazione di energia elettrica

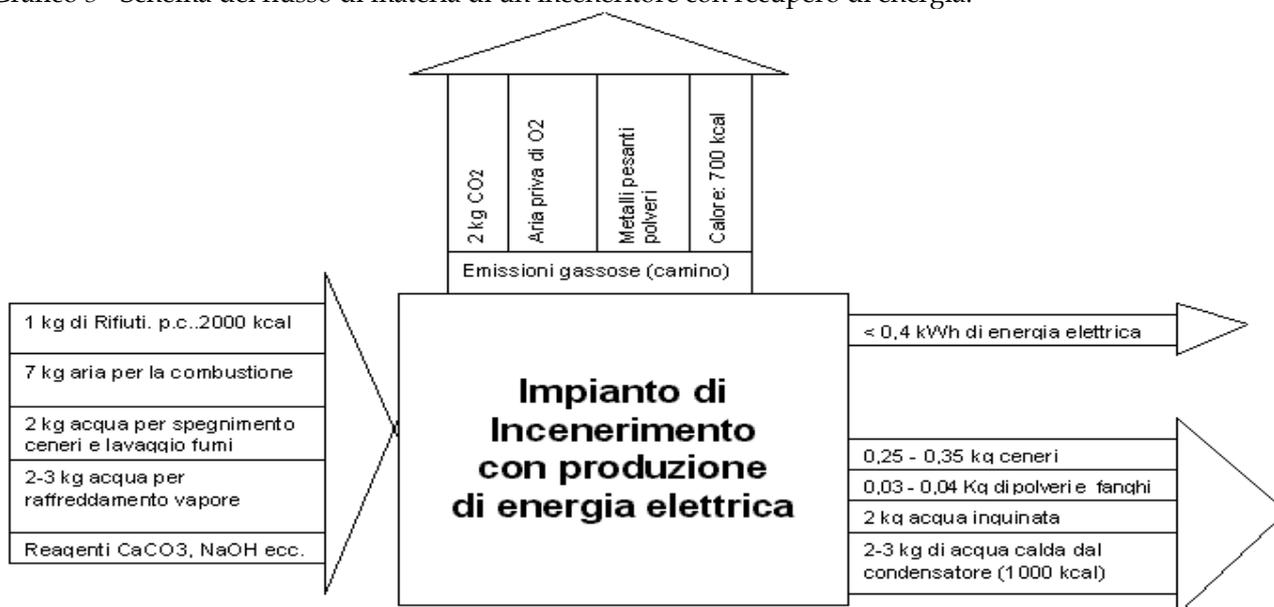
Fonte energetica	Emissioni ciclo di vita (g CO ₂ /kWh)	di cui in fase di generazione (g CO ₂ /kWh)
carbone (nuove tecnologie)	941	917
ciclo combinato a gas	430	360
nucleare (LWR)	36	0
piccolo idroelettrico	9	0
biomassa (colture dedicate)	17 - 27	0
fotovoltaico	98 - 167	0
geotermico	79	79
eolico	7 - 9	0
termovalorizzatori	582	526

Fonte: IEA 1998, California Energy Commission 2002, Crest 2000

L'incenerimento dei rifiuti non rappresenta nemmeno un buon metodo per ridurre il volume dei rifiuti da smaltire per ridurre il fabbisogno di spazi in discarica (come apparirebbe considerando soltanto le ceneri e le scorie che ne risultano). Infatti a fronte di una riduzione dell'80 % del volume dei rifiuti si verifica una moltiplicazione per un numero che non è facile normalizzare (mettere d'accordo tonnellate, m3 e calorie) ma che comunque non risulta al di sotto di 4 (2 tonn. di CO₂ + 2 m3 di effluenti il cui p.s. è ~1). Valutando in circa 2000 kcal/kg il potere calorifico dei RSU, meno del 15% si trasforma in energia elettrica mentre il resto, oltre 1700 kcal/kg, viene liberato attraverso i fumi, acque di lavaggio, depurazione, raffreddamento, perdite varie. Si deve però considerare che per ottenere la combustione di 1 tonnellata di RU (ottenendo circa 0,4 MWh di energia elettrica) si producono:

- 250-300 kg di scorie di combustione (ceneri di fondo)
- 300-400 kg di fanghi e polveri provenienti dai filtri (ceneri volanti);
- si inquinano 7 tonnellate di aria, si emettono 2 tonnellate di CO₂ e si disperdono 700.000 kcal di calore
- si rilasciano 2-3 tonnellate di acqua calda per complessive 1.000.000 kcal
- si inquinano 2-3 tonnellate di acqua durante i processi di spegnimento delle scorie e depurazione dei fumi

Grafico 3 - Schema del flusso di materia di un inceneritore con recupero di energia.



Fonte: Da rifiuti a risorse - Manuale per la riduzione e il recupero dei rifiuti" a cura di Attilio Tornavacca e Michele Boato edito dal Forum Risorse e Rifiuti,

L'eccessiva importanza attribuita all'incenerimento in Italia deriva dalla scorretta applicazione del cosiddetto Cip 6 (che ha poi dato origine al sistema dei "Certificati verdi") che, secondo quanto stabilito dalla Comunità Europea, ha illegittimamente messo sullo stesso piano le tecnologie realmente innovative per il risparmio energetico (eolico, solare, geotermico ecc.) alle fonti "assimilate" cioè non strettamente rinnovabili (rifiuti tal quali, scarti di raffineria ecc.) creando così un sistema nazionale che risulta sfavorevole alle iniziative a basso impatto ambientale (ad es il riciclo di materia ed il compostaggio) mentre rende molto redditizie tutte le iniziative che mirano a bruciare i rifiuti per recuperare energia (che come si è dimostrato precedentemente è un processo ben poco efficiente).

Persino uno studio commissionato nel 2004 dalla Confederazione Europea dei gestori degli impianti di incenerimento (www.cewep.com) dal titolo: "Confronto dell'incenerimento dei rifiuti come metodo di trattamento e recupero di energia dal punto di vista ambientale" ha dimostrato inequivocabilmente che "Il riciclaggio di materiali, raccolti alla fonte con una buona differenziazione, provoca un minor impatto ambientale rispetto alla termovalorizzazione".

L'eccessiva importanza che i mass media attribuiscono all'incenerimento deriva spesso da una mancata verifica delle fonti di informazioni di cui i molti giornalisti si servono. Risulta emblematico quanto ri-

portato sullo Speciale Ambiente della La Stampa del 28 aprile 2005 che recita "Dando un'occhiata ai dati forniti da altre nazioni fortemente industrializzate e allo stesso tempo attente ai problemi ambientali, la percentuale di RSU destinata alla termodistruzione è infatti molto significativa: ad esempio in Giappone si raggiunge il 75%, il Danimarca il 65%, il Svezia il 55% in Francia e in Germania il 40%. E' quest'ultimo il dato più basso che va messo a confronto con il 9,4% italiano."

Per confronto la veridicità di tali affermazioni si può esaminare il recente studio (2003) del Dipartimento per l'Ambiente, Alimentazione ed Agricoltura Inglese scaricabile nel sito www.defra.gov.uk/environment/waste/research/health/pdf/health-report2.pdf oppure i dati EUROSTAT riportati nel sito dell'Unione europea riportate nella tabella successiva.

Tabella 4 - Le modalità di gestione dei RU in Europa - Dati anno 2003

Paese	Rifiuti Urbani 1000 (t/a)	Riciclo	Compostaggio	Discarica	Incenerimento	Altro
EU-25	238908	14%	10%	54%	16%	6%
EU-15	212993	16%	11%	49%	18%	6%
Belgium	4746	19%	16%	27%	34%	4%
Czech-Republic	2865	15%	1%	70%	14%	0%
Denmark	3560	18%	14%	8%	60%	0%
Germany	48836	27%	15%	25%	22%	11%
Estonia	604	3%	2%	84%	0%	10%
Greece	4559	8%	1%	91%	0%	0%
Spain	26340	11%	10%	60%	6%	13%
France	32174	12%	13%	43%	32%	0%
Ireland	2376	11%	1%	87%	0%	0%
Italy	29409	9%	8%	67%	9%	8%
Cyprus	490	0%	0%	90%	0%	10%
Latvia	2254	1%	1%	81%	2%	14%
Lithuania	1046	0%	0%	100%	0%	0%
Luxembourg	285	1%	14%	21%	44%	20%
Hungary	4815	1%	0%	88%	8%	2%
Malta	217	1%	14%	85%	0%	0%
Netherlands	9790	22%	23%	8%	33%	14%
Austria	4634	23%	37%	30%	10%	1%
Poland	11108	1%	3%	96%	0%	0%
Portugal	4696	7%	6%	69%	19%	0%
Slovenia	929	2%	7%	82%	0%	9%
Slovakia	1588	2%	3%	78%	10%	7%
Finland	2440	24%	0%	64%	11%	1%
Sweden	3930	29%	10%	22%	38%	1%
United-Kingdom	34851	10%	2%	80%	7%	0%

Fonte: Eurostat, Energy, Transport and Environment Indicators, European Communities

Le percentuali di rifiuti inceneriti da questi stessi paesi risultano nettamente inferiori a quelle riportate nell'articolo: Giappone 21%, Danimarca 52%, Svezia 39%, Francia 33%, Germania 23%, nell'elenco di nazioni termovalorizzate riportato dall'articolo di La Stampa, manca l'Austria, anche se spesso si cita Vienna come esempio di città che utilizza un inceneritore localizzato nel proprio centro cittadino e mancano gli Stati Uniti. Queste assenze non sono casuale, in quanto le percentuali di rifiuti inceneriti in questi due paesi sono, rispettivamente, solo il 10 e il 16%. In Austria la quota di riciclo e compostaggio è ormai arrivata al 60 % su scala nazionale ed a Vienna si arriva al 50 %. Negli Stati Uniti la pratica dell'incenerimento è in forte calo dalla fine degli anni '90, sostituito dal riciclaggio che, nel 2005, in base a stima dell'EPA, è valutato pari al 32% poiché il governo ha interrotto da tempo le proprie politiche di incentivazione economica all'incenerimento.

1.1 *Prezzi dell'energia e tariffe*

In termini di risparmio energetico è assodato che l'utilizzo della trigenerazione comporta un'elevata percentuale di risparmio grazie all'alta efficienza di questa tecnologia, ma dal punto di vista economico la sua fattibilità ed i profitti dipendono fortemente dai prezzi dell'energia e dalle tariffe.

L'attuale liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas, sfortunatamente, inducono molte incertezze sulle tariffe energetiche. Per esempio in questo momento in Italia vi sono norme di carattere generale che stabiliscono i prezzi solo per le utenze domestiche mentre, per gli altri utenti, i "clienti" è necessario negoziare le tariffe direttamente con i produttori attraverso la borsa dell'energia.

Bisogna notare come durante l'ultimo anno (2002) in Italia il prezzo dell'energia elettrica per uso civile si sia ridotto del 5,9%, mentre per i grandi utenti la riduzione è stata più alta, circa del 7,1%. Lo stesso vale anche per il gas dove le diminuzioni dei prezzi sono state in media del 9,8%, ma per i grandi consumatori è stato anche del 12,8% (Fonte: Autorità per l'Elettricità ed il Gas). Questo scenario può contribuire a far aumentare la diffusione dei sistemi di cogenerazione e ditrigenerazione, sempre che la riduzione del costo del gas sia maggiore di quella dell'elettricità.

1.2 *Legislazione e mercato potenziale della cogenerazione (CHP)*

Dopo la fine degli incentivi legati al c.d. CIP 6/92 finiti nel 1996 (apparentemente poiché esiste una lista di impianti presentata prima della fine degli incentivi che, probabilmente se realizzati così come previsti, dovrebbero comunque accedere a tali incentivi, o almeno così pareva fosse), non vi è più stato alcun incentivo alla produzione di energia meccanica od elettrica ne come calore a parte qualche concessione di carattere finanziario offerto da qualche Amministrazione Locale (Regioni), indirizzate a misure di efficienza energetica.³

In aggiunta, la liberalizzazione del mercato pone alcuni problemi agli imprenditori ed agli amministratori legati principalmente alle incertezze del prezzo di vendita. Non c'è bisogno di ricordare che gli operatori economici sono più riluttanti ad investire quando manca chiarezza e una consolidata struttura di aspetti istituzionali ed economici. Il prezzo di vendita del surplus elettrico dovrà essere fissato dall'andamento del mercato. I maggiori impianti CHP devono competere con grandi centrali e questo rappresenta un problema per i sistemi CHP, specialmente se i costi per la sicurezza e l'ambiente non sono internalizzati.

L'11 febbraio 2004 è stata approvata la **Direttiva 2004/8/CE** sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e modifica della Direttiva 92/42/CE. In contenuti del documento sono⁴:

- definizione dei termini chiave inclusi i micro impianti CHP;
- garanzia di origine a richiesta;
- analisi dei potenziali nazionali;
- sovvenzioni all'incremento dell'efficienza di cogenerazione;
- definizione delle procedure amministrative;
- condizioni favorevoli per l'accesso alla rete;
- previsione di nuove iniziative;
- criteri armonizzati: min. 10% di risparmio di fonti primarie;
- varie possibilità di valutazione;
- la predisposizione di un'apposito Comitato per supportare la Commissione.
- la Direttiva deve essere recepita entro il 21 febbraio 2006.

La Direttiva è uno strumento quadro nell'ambito del quale andranno a collocarsi altre iniziative volte a risparmiare risorse, primarie e ad innalzare l'efficienza energetica, come ad esempio la direttiva relativa all'accrescimento delle prestazioni energetiche degli edifici. La cogenerazione ha molte soluzioni da offrire in grado di adattarsi ai contesti più disparati. Le tecnologie CHP sono economiche e consentono di ridurre an-

³ Vedi: "Survey Report - PROMOTION OF TRI-GENERATION TECHNOLOGIES IN THE TERTIARY SECTOR IN MEDITERRANEAN COUNTRIES" EUROPEAN COMMISSION - DG TREN, within the framework of the SAVE Project No 4.1031/Z/01-130/2001, August 2003.

⁴ Vedere anche "Energy Policy in the European Union and the Implementation of the Cogeneration Directive in the Member States" Guido de Wilt, DG TREN, European Commission.

che le emissioni di GHG, aumentano la sicurezza di approvvigionamento energetico ed offrono la possibilità di produrre energia in prossimità delle utenze.

Sarà possibile integrare la produzione di calore con le esigenze di raffrescamento degli ambienti con l'aggiunta di misure attive e passive che agiscano sinergicamente con l'intero sistema. Inoltre tutto questo schema di gestione delle risorse energetiche costituirà un grande laboratorio nel quale individuare quali siano le strategie migliori dal punto di vista ambientale ed economico. Fondamentale sarà la realizzazione di un'approfondita analisi di settore onde individuare azioni e destinatari chiave della azioni.

Nelle intenzioni dovrebbe dare una forte spinta al settore dei sistemi CHP, ammesso che gli Stati introducano degli adeguati incentivi e valutino attentamente quali soluzioni promuovere.

Negli allegati è specificato il nuovo metodo per effettuare il "calcolo del risparmio di energia primaria" similmente a quanto è attualmente predisposto dalla Delib. Aut. En. El. 42/2002.

1.3 *La liberalizzazione del mercato elettrico*

Il settore energetico Italiano sta vivendo un momento di grande riforma destinata a liberalizzare pressoché completamente il settore dell'energia elettrica quanto quello del gas pur mantenendo quei presupposti fondamentali che sottendono un servizio di pubblica utilità che, in quanto tale, deve essere garantito e sicuro nonché fornito ad un prezzo equo stabilito dall'andamento del mercato volto alla massimizzazione dell'efficienza.

E proprio l'esigenza di contenere i costi dell'energia, onde non penalizzare il nostro sistema produttivo sono stati emanati anche in seguito al mandato europeo numerosi dettati normativi.

Tuttavia è da chiedersi se il mercato sia veramente in grado di funzionare in modo virtuoso e, questo, per una serie di riflessioni:

- il sistema elettrico, per definizione, deve consumare tutta l'energia prodotta che, a sua volta, deve essere prodotta in funzione dei consumi istantanei;
- avere concorrenza significa che, potenzialmente, il comparto produttivo è sovradimensionato rispetto alle esigenze di mercato.

Quindi:

- se il sistema produttivo deve essere in concorrenza e i produttori non riescono a vendere tutta l'energia prodotta, di conseguenza saranno costretti a sottoutilizzare gli impianti?
- per vendere comunque tutta l'energia producibile non verranno attuati dei meccanismi che incentiveranno un sempre maggior uso di energia?
- è possibile che i produttori "facciano" in qualche modo "cartello" e sulla base di piani tariffari diversi ma "non troppo" impongano comunque il prezzo che loro conviene maggiormente? Basti ricordare i piani tariffari delle compagnie telefoniche mobili nell'ambito delle quali è praticamente impossibile trovare un gestore più conveniente di un altro e spesso si è spinti a servirsi di tutti per sfruttare le particolarità "apparentemente" utili di ciascuno;
- come si concilia la realizzazione di nuove e "aggiuntive" centrali al rispetto degli obiettivi di Kyoto?

L'obiettivo primario di questa riforma è stato sin dal 1995 la massimizzazione dell'efficienza, mentre in precedenza lo scopo principale era di raggiungere una copertura totale ed uniforme della fornitura e procedere nel risparmio dell'energia. Altri importanti obiettivi includono il miglioramento del bilancio energetico tra Nord e Sud del Paese rispetto alle infrastrutture ed alla qualità del servizio. D'altro canto, le medie dei prezzi dell'elettricità domiciliari e di quelli industriali è più alta di quella della media Europea e dei Paesi dell'OECD. Nell'ambito dell'OECD solo altri tre paesi in Europa ed il Giappone hanno prezzi più alti prima della tassazione.

Una delle ragioni di questa differenza di prezzo è legata alla rinuncia al nucleare avvenuta con il referendum del 1987, che in altri paesi è utilizzata per mantenere bassi i prezzi. In realtà, a ben vedere, il Giappone nonostante l'utilizzo massiccio del nucleare ha i prezzi più alti. Inoltre i prezzi non di rado sono artatamente bassi poiché non si sono accantonati i capitali necessari alla costosissima dismissione delle centrali nucleari⁵, dei cui resti, peraltro, non si sa ancora oggi cosa fare. Non è improbabile che l'ex-Unione Sovietica fornirà un sito di grandi dimensioni ove collocare anche i rifiuti nucleari dell'UE. Inoltre non vanno assoluta-

⁵ Le Scienze - Scientific American, n. 156.

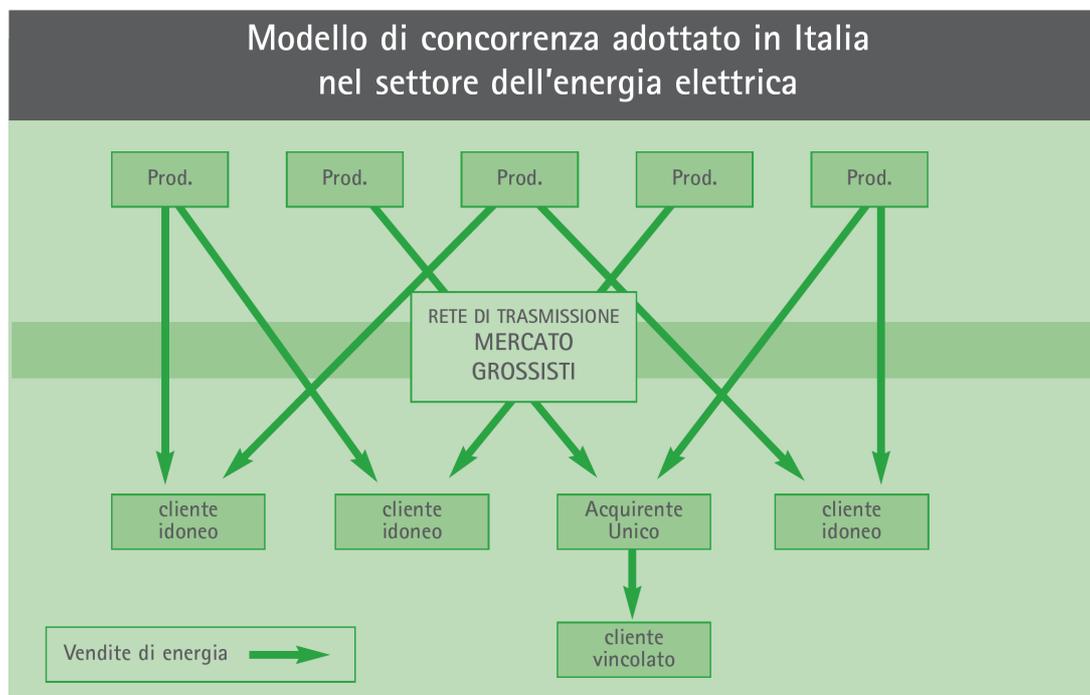
mente dimenticati i frequentissimi casi di smaltimento in mare o nei Paesi Africani dei rifiuti. Infatti, al di là del fatto che si trattasse di un'operazione legale o meno, l'effetto è stato quello di accollare all'ambiente i danni del nucleare ed evitare in tal modo i costi di una gestione più responsabile.

Più di uno studio conferma che se il nucleare dovesse essere gestito correttamente non sarebbe più conveniente, nemmeno su larga scala in quanto i costi maggiori sono proprio dovuti alla gestione delle scorie ed alla dismissione delle centrali obsolete e non tanto alla pur costosa realizzazione.

Chiusa questa breve parentesi, la liberalizzazione porterà in breve tempo alla possibilità di scegliere il produttore di energia presso il quale servirsi. Gran parte dei "clienti idonei"⁶ possono farlo già adesso, mentre i piccoli, per il momento, devono consorziarsi per poter accedere direttamente al mercato dell'energia.

La riforma procede dunque verso la promozione di maggior efficienza e capacità di produzione, con positive ricadute anche in campo ambientale. Le tariffe, uniche per tutto il territorio nazionale, stanno diventando sempre più rappresentative dei costi effettivi di produzione (l'utilità di vendere l'energia sottocosto è destinata a scendere) e i tetti di rendita (di prezzo) in combinazione con un sistema contrattuale più flessibile consentirà l'incremento di efficienza. L'introduzione di limiti massimi incentiverà i produttori a ridurre ulteriormente i costi di produzione.

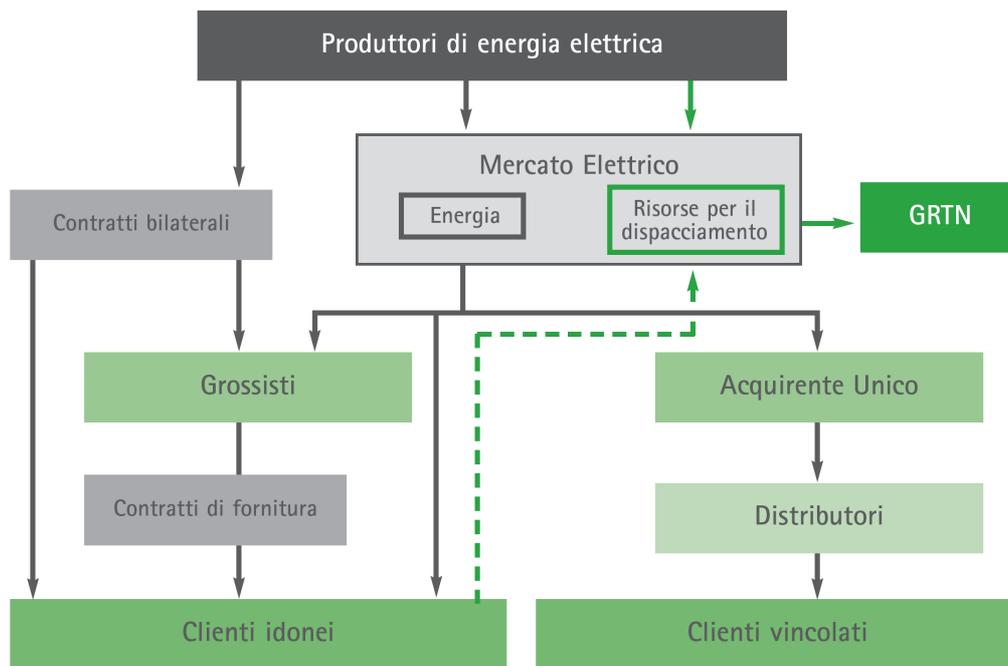
La strutturazione di una "tariffa sociale", in modo da venire incontro a chi ne ha la necessità, farà in modo da rendere il sistema sostenibile a discapito di un limite più basso per i consumatori liberalizzati. Uno specifico sovrapprezzo su tutti i consumatori per finanziare questi sussidi consentirà la liberalizzazione di tutti i consumatori.



Nel settore del gas l'Italia sta intraprendendo una positiva, chiara ed innovativa fase di riforma motivata dalla necessità di far scendere i prezzi. In questo caso la riforma ha comportato la liberalizzazione immediata del 60% della domanda e l'intero mercato dal 2003. Come nel settore elettrico, la scelta del consumatore farà emergere le forze produttive a minor costo.

Su molti aspetti l'Italia sta andando ben oltre le richieste minime della direttiva sul gas dell'UE verso un ambiente più competitivo. Le normative italiane richiedono anche la separazione tra molte attività comprese nel settore elettrico. L'Autorità per l'Energia può obbligare i proprietari delle reti di trasmissione, di distribuzione locale, e di stoccaggio a garantirne l'accesso con tempi e prezzi regolamentati. L'imposizione di limiti temporali di concentrazione (antitrust) sulla quota di mercato sulla quale ogni singola compagnia può influire è anch'essa particolarmente innovativa.

⁶ Vedi pagine seguenti per la spiegazione.



Fonte: GME

1.4 *L'impatto della liberalizzazione del mercato energetico su quello delle tecnologie CHP*

Durante gli ultimi anni molti studi hanno confermato le possibilità di accesso delle CHP sul mercato Italiano. A questo proposito è opportuno fare una chiara distinzione tra impianti grandi e medio-piccoli. Nel passato una larga parte della potenzialità è stata installata nell'ambito del CIP 6/92, mentre al confronto, la capacità installata di recente è abbastanza trascurabile. Le ragioni principali di questo fenomeno sono collegate all'errata valutazione dei fabbisogni interdi di elettricità e i sistemi CHP non risultavano completamente compatibili con le tecnologie collegate al processo produttivo.

Fino al 1999, la capacità elettrica cumulata installata degli impianti CHP a scala medio-piccola si aggirava intorno ai 114,8 GWe. Quindi vi è un rilevante potenziale di sviluppo per questo tipo di impianti. Attualmente il crescente interesse per gli impianti di dimensione medio-piccola viene dal fatto che lo strutturarsi del mercato energetico può portare ad un sistema di produzione diffuso. La liberalizzazione del mercato energetico (sia elettrico sia del gas) porta a credere che vi sarà un notevole sviluppo nell'installazione dei sistemi di cogenerazione di piccola scala.

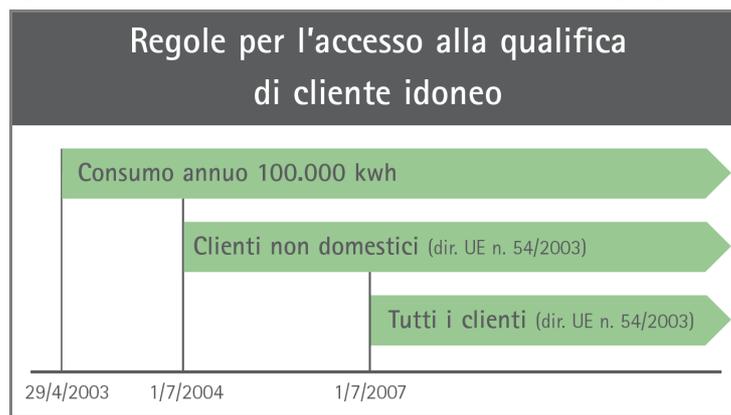
In ogni caso una parte di essi riguarderà il ripotenziamento degli impianti esistenti. Nel 1999 il numero di impianti a vapore in contropressione, con la capacità da 1 a 25 MW raggiungeva i 270 impianti per una potenza installata di circa 1.380 MW. La produzione annuale era di 4.200 GWh con una efficienza media del 77% (vicina al doppio di quella dello stock produttivo termoelettrico). La trasformazione degli impianti su menzionati in unità a ciclo combinato (CCGT) porterebbe alla produzione di ulteriori 17.000 GWh/a con una efficienza media, migliore della più alta fra le efficienze degli impianti esistenti. L'energia risparmiata in tal modo può essere stimata in 2 Mtep/a, mentre le emissioni serra evitate (GHG) ammonterebbero a 8 Mt (intorno al 7% della riduzione italiana legata al Protocollo di Kyoto).

Nell'intelaiatura della liberalizzazione del mercato energetico viene data la priorità all'e-nergia prodotta da impianti CHP. Questo fatto rappresenterà indubbiamente un vantaggio per la promozione delle tecnologie cogenerative.

Al momento, l'Italia sta applicando il meccanismo di un'apertura del mercato diluita nel tempo con l'attenuazione progressiva dei limiti di ammissione al libero mercato. L'Art. 14 (*Clienti Idonei*) del **D.L.vo 16 marzo 1999 n. 79**, così come modificato dalla L. 23 agosto 2004 n. 239, prevede che:

1. Dalla data di entrata in vigore del presente decreto hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- a) i distributori, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete;
- b) gli acquirenti grossisti, limitatamente all'energia consumata da clienti con cui hanno stipulato contratti diti;
- c) i soggetti cui è conferita da altri capacità giuridica di concludere ti di acquisto o fornitura di energia ca scegliendo il venditore o il ditore, limitatamente all'energia conal di fuori del territorio nazionale;
- d) l'azienda di cui all'articolo 10 D.P.R. 26 marzo 1977, n. 235 .



mente idonei di ven-

Stati la contratt-elettri-tribu-sumata del

cui al

2. Con la medesima decorrenza di comma 1 hanno altresì diritto alla qualifica di clienti idonei i soggetti di seguito specificati aventi consumi annuali di energia elettrica, comprensivi dell'eventuale energia autoprodotta, nella misura di seguito indicata:

- a) ogni cliente finale il cui consumo, misurabile in un unico punto del territorio nazionale, sia risultato, nell'anno precedente, superiore a 30 GWh;
- b) le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese, anche ai sensi dell'articolo 7 della L. 10 ottobre 1990, n. 287, i consorzi e le società consortili il cui consumo sia risultato nell'anno precedente, anche come somma dei consumi dei singoli componenti la persona giuridica interessata, superiore a 30 GWh, i cui consumi, ciascuno della dimensione minima di 2 GWh su base annua, siano ubicati, salvo aree individuate con specifici atti di programmazione regionale, esclusivamente nello stesso comune o in comuni contigui.

3. A decorrere dal 1° gennaio 2000 hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- a) i soggetti di cui al comma 2, lettera a), aventi consumi non inferiori a 20 GWh;
- b) i soggetti di cui al comma 2, lettera b), aventi consumi non inferiori a 20 GWh, con dimensione minima di 1 GWh.

4. A decorrere dal 1° gennaio 2002 hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- a) i soggetti di cui al comma 2, lettera a), aventi consumi non inferiori a 9 GWh;
- b) i soggetti di cui al comma 2, lettera b), aventi consumi non inferiori a 9 GWh, con dimensione minima di 1 GWh;

c) ogni cliente finale il cui consumo sia risultato nell'anno precedente superiore a 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura.

5. Nel caso in cui il mercato dei clienti idonei, comprensivo degli autoconsumi, risulti inferiore al 30 per cento il 19 febbraio 1999, al 35 per cento il 1° gennaio 2000, al 40 per cento il 1° gennaio 2002, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto, individua, anche su proposta delle Regioni, nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo, tenuto anche conto del processo di riequilibrio del sistema tariffario.

5-bis. A decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'ENEL Spa, di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva ai sensi dell'articolo 8, comma 1, è cliente idoneo ogni cliente finale, singolo o associato, il cui consumo, misurato in un unico punto del territorio nazionale, destinato alle attività esercitate da imprese individuali o costituite in forma societaria, nonché ai soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del D.L.vo 3 febbraio 1993, n. 29, è risultato, nell'anno precedente, superiore a 0,1 GWh. Con la medesima decorrenza cessano di avere applicazione i commi 2, 3, 4 e 5 del presente articolo.

5-ter. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, è cliente idoneo ogni cliente finale, singolo o associato, il cui consumo, misurato in un unico punto del territorio nazionale, destinato alle attività esercitate da imprese individuali o costituite in forma societaria, nonché ai soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del D.L.vo 30 marzo 2001, n. 165, e successive modificazioni, è risultato, nell'anno precedente, uguale o superiore a 0,05 GWh.

5-quater. A decorrere dal 1° luglio 2004, è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico.

5-quinquies. A decorrere dal 1° luglio 2007, è cliente idoneo ogni cliente finale.

5-sexies. I clienti vincolati che alle date di cui ai commi 5-ter, 5-quater e 5-quinquies diventano idonei hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura, come clienti vincolati, con modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Qualora tale diritto non sia esercitato, la fornitura ai suddetti clienti idonei continua ad essere garantita dall'Acquirente unico Spa .

Bilancio dell'energia elettrica in Italia (anno 2003 - Valori Provvisori)

Domanda	2003	2002	Variazioni 2003/2002	
	GWh	GWh	GWh	%
Mercato vincolato	166.700	170.543	-3.843	-2,3
Mercato libero	110.000	98.224	+11.776	+12,0
Autoconsumi	22.300	22.193	-107	+0,5
Totale consumi	299.000	290.960	+8.040	+2,8
Perdite	20.658	19.766	+892	+4,5
Richiesta Totale Italia	319.658	310.726	+8.932	+2,9
<hr/>				
Offerta	2003	2002	Variazioni 2003/2002	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione lorda	292.826	284.401	+8.425	+3,0
Servizi ausiliari	13.784	13.618	+166	+1,2
Produzione netta	279.042	270.783	+8.259	+3,1
Ricevuta da fornitori esteri	51.486	51.519	-33	-0,1
Ceduta a clienti esteri	518	922	-404	-43,8
Destinata ai pompaggi	10.352	10.654	-302	-2,8
Richiesta Totale Italia	319.658	310.726	+8.932	+2,9

In ogni caso rimangono ancora molte questioni aperte in merito al quadro finale del mercato elettrico e i prezzi dell'energia per i potenziali di impianti CHP a piccola scala non hanno ancora cominciato a scendere. Ciononostante le aspettative di diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica hanno già rallentato gli investimenti nei nuovi impianti CHP.

Inoltre le procedure di autorizzazione per i nuovi impianti sono molto complesse e differenziate in funzione del tipo di fonte d'energia. L'Autorizzazione deve ottenere il bene placito del Ministero dell'Industria e delle Attività Produttive di quello della Salute e dell'Ambiente, nonché di Regione, Provincia e Comune. Se il proponente è l'ENEL allora la procedura è ancora più complicata. La realizzazione di centrali idroelettriche richiedono l'Autorizzazione del Ministero dei Lavori pubblici per l'uso dell'acqua e quelli geotermici una licenza mineraria dal Ministro dell'Industria. Gli impianti che sfruttano le energie rinnovabili hanno bisogno solamente della Concessione Edilizia Comunale.

Recentemente, tuttavia, per ripotenziamenti di impianti esistenti è stata introdotta la c.d. Autorizzazione Unica che sostituisce autorizzazioni, concessioni e atti di assenso comunque denominati previsti dalla normativa vigente ed è rilasciata a seguito di un procedimento unico a cui partecipano tutte le amministrazioni interessate svolto in Conferenza di servizi ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge n. 241 del 1990. Inoltre viste le esigenze di necessità ed urgenza i progetti superano i vincoli dei Piani Regolatori e costituiscono automaticamente variante ad essi, che i Comuni devono semplicemente recepire. Non è escluso tali modifiche possano essere sfruttate anche per i nuovi impianti.

Vediamo la normativa di riferimento

D.L. 7 febbraio 2002, n. 7 – Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Art 1. (*Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*). 1. Al fine di evitare il pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno nazionale, [...] la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero delle attività produttive, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni ed atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, fatto salvo quanto previsto al comma 4, costituendo titolo a costruire e ad esercire l'impianto in conformità al progetto approvato.

Art. 1/2° L'esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzatorio. [...]

Art. 1/3° Per il rilascio dell'autorizzazione è fatto obbligo di richiedere il parere motivato del Comune e della Provincia nel cui territorio ricadono le opere di cui al comma 1. Il rilascio del parere non può incidere sul rispetto del termine di cui al comma 2. Qualora le opere di cui al comma 1 comportino variazioni degli stru-

menti urbanistici e del piano regolatore portuale, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica. [...]

Il procedimento deve concludersi entro 6 mesi dalla presentazione del Progetto. Condizioni simili valgono anche per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti, degli oleodotti e dei gasdotti, facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia (D.L. 29 agosto 2003, n. 239). Per gli impianti al di sotto i 300 MW la competenza spetta alle Regioni. Ora, per l'Autorizzazione Integrata ambientale, fare riferimento al D.L.vo 59/2005.

A comporre ulteriormente il quadro questa volta dei "disincentivi" provvede la **Direttiva 2003/96/CE** del 27 ottobre 2003, che stabilisce la nuova disciplina comunitaria nel settore energetico. Il provvedimento stabilisce un sistema di livelli minimi di tassazione per tutte le fonti di energia, compresi carbone, gas naturale ed elettricità con l'obiettivo di ridurre la distorsione di competitività che esiste attualmente fra i diversi Stati membri dell'UE.

1.5 *Certificati Verdi*

Il legislatore ha inserito anche i rifiuti (compresa la frazione non biodegradabile) fra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del nuovo sistema di incentivi e del regime riservato alle fonti rinnovabili (eolico, solare, geotermia, idroelettrico, biomassa e maree, ecc.).

I Certificati Verdi, in tal senso, raccolgono l'eredità e le funzioni degli incentivi previsti dal CIP 6/92. Un'importante differenza è data dal fatto che questi ultimi venivano assegnati solo in seguito a specifiche autorizzazioni e graduatorie, mentre i Certificati Verdi saranno emettabili a chiunque ne faccia regolare domanda, dimostrandone di avere la qualifica IAFR. La qualifica IAFR degli impianti è rilasciata dal GRTN sulla base del **DM 11 novembre 1999** (*Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*).

Il Certificato Verde (CV) è venduto dal produttore separatamente dall'energia stessa e, diversamente dal CIP 6/92, non è differenziato per tecnologia e tipologia di fonte. Si tratta di un titolo al portatore totalmente disgiunto dalla corrispondente energia prodotta. L'energia prodotta potrà essere autoconsumata o venduta come eccedenza. Il valore dell'incentivo (prezzo del Certificato Verde) si forma sul mercato. I CV sono oggetto di negoziazione nell'ambito della Borsa dell'Energia prevista dal [D.L.vo n. 79/1999](#) e gestita dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale); il diritto di emissione dei CV ha validità per i primi otto anni di esercizio e potrà essere rinnovato solo attraverso la revisione dell'impianto e la sostituzione di precise parti definite per legge (per le biomasse, ad esempio, è d'obbligo la sostituzione della caldaia e del turboalternatore). La domanda di CV è costituita dall'obbligo per i produttori e per gli importatori, di immettere nell'anno 2002 una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

I Certificati Verdi sono cumulabili, con qualsiasi altra forma di contributo o incentivazione prevista, sia essa regionale, nazionale o europea. L'unica incompatibilità per gli operatori privati riguarda i contributi del CIP 6/92.

La tabella seguente riporta, a scopo di paragone, le caratteristiche principali dei due meccanismi di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia.

Certificati Verdi	CIP 6192
L'incentivo è determinato dalla valorizzazione del Certificato Verde che deve essere venduto separatamente rispetto all'energia stessa	Garanzia di cessione energia a GRTN a prezzi incentivati in base ad apposite convenzioni (D.M. 21/11/2000)
Il Certificato Verde non è differenziato per tecnologia e tipologia di fonte	L'incentivo è differenziato per tecnologia e tipologia di fonte

Il prezzo del CV si forma sul mercato ma è condizionato dal meccanismo di "ceiling"	Il valore dell'incentivo è adeguato annualmente
I costi d'incentivo sono sostenuti direttamente da produttori e importatori, ma riflessi indirettamente sui consumatori finali mediante il prezzo all'ingrosso sul mercato dell'energia	I costi dell'incentivazione gravano direttamente sui consumatori finali del mercato libero e del mercato vincolato, mediante apposite maggiorazioni tariffarie
Sono incentivate esclusivamente le fonti rinnovabili (compresi i rifiuti)	Oltre alle fonti rinnovabili, sono incentivate le cosiddette fonti assimilate

Il decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 ha avviato un quadro programmatico per la promozione delle fonti rinnovabili ed introduce importanti innovazioni amministrative tra cui: l'aumento della quota minima obbligatoria di produzione di energia rinnovabile, che passa dal 2% al 3,05% nel triennio 2004-2006 con un aumento annuo dello 0,35% e l'applicazione di sanzioni per chi non rispetta tale quota; l'introduzione di una garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili; l'inclusione dei rifiuti fra le fonti ammesse a beneficiare del regime riservato alle FER; l'istituzione di un'autorizzazione unica per la realizzazione dei nuovi impianti (da portare a compimento entro un massimo di 180 giorni); l'adozione di misure dedicate, a sostegno di specifiche tecnologie (biomasse, solare, impianti ibridi e generazione distribuita), non ancora economicamente mature per il mercato, ma molto promettenti.

L'Articolo 17 del D.L.vo n. 387/2003 introduce la possibilità di accesso agli incentivi riservati alle fonti rinnovabili anche ai rifiuti o ai combustibili derivati dai rifiuti, totalmente o in parte non biodegradabili, ma di elevata qualità energetica (p. es. FS, CDR, ecc.). Fino all'approvazione del decreto attuativo o al recepimento di nuove direttive europee in fase di studio, restano numerosi i dubbi irrisolti (legati soprattutto alle innumerevoli tipologie di rifiuti esistenti) sulla individuazione dei rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle FER. Si tratta di un tema da tempo discusso e controverso, che continua ad essere uno dei principali nodi irrisolti della normativa ambientale e rivestirà di sicuro un'importanza crescente nelle nuove norme comunitarie e nazionali.

L'art. 5 del provvedimento in esame prevede alcune misure volte a promuovere le iniziative che favoriscono una più efficace valorizzazione energetica delle biomasse, dei gas residuati dai processi di depurazione e del biogas. Il comma 1 prevede la nomina di una commissione di esperti che, entro un anno dall'insediamento, predisponga una relazione contenente una serie di studi aventi ad oggetto:

- i distretti in cui sono prodotti rifiuti e residui di lavorazione del legno non destinati ad attività di riciclo o riutilizzo;

- le aree agricole (anche a rischio di dissesto idrogeologico) e le aree golenali sulle quali è possibile intervenire mediante messa a dimora di colture da destinare a scopi energetici;
- le aree agricole nelle quali sono prodotti residui agricoli non destinati all'attività di riutilizzo;
- gli incrementi netti di produzione annua di biomassa utilizzabili a scopi energetici, ottenibili dalle aree da destinare all'aumento degli assorbimenti di gas ad effetto serra mediante attività forestali;
- i criteri e le modalità per la valorizzazione energetica dei gas residuati dai processi di depurazione e del biogas;
- le condizioni per la promozione prioritaria degli impianti cogenerativi di potenza elettrica inferiore a 5 MW;
- le modalità e condizioni tecniche, economiche, normative ed organizzative, nonché le innovazioni tecnologiche eventualmente necessarie per l'attuazione dei punti precedenti.
- In base a tale relazione sono adottati uno o più decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.
- L'art. 20 apporta delle modifiche e integrazioni a quanto già previsto nei DD.MM. 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002 in materia di Certificati Verdi, vale a dire:
- in deroga a quanto stabilito all'articolo 8, comma 7, l'elettricità prodotta dalle centrali ibride, anche operanti in co-combustione, che impiegano farine animali oggetto di smaltimento ha diritto, per i soli anni dal 2003 al 2007, al rilascio dei Certificati Verdi sul 100% della produzione imputabile;
- al fine di promuovere in misura adeguata la produzione di elettricità da impianti alimentati da biomassa e da rifiuti, il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi può essere elevato, anche mediante rilascio, dal nono anno, di Certificati Verdi su una quota dell'energia elettrica prodotta; tale elevazione del termine di riconoscimento non può essere concessa per la produzione di elettricità da impianti che hanno beneficiato di incentivi pubblici in conto capitale;
- i Certificati Verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo, di cui all'art. 11, D.L.vo n. 79/99, relativo anche ai successivi 2 anni.



Secondo quanto disposto dal Decreto 14 marzo 2003 – *Attivazione del mercato elettrico, limitatamente alla contrattazione dei Certificati Verdi*, considerato che al momento la disponibilità dei CV non è sufficiente a coprire interamente la domanda dei soggetti tenuti all'obbligo, il Gestore della Rete (GRTN) potrà soddisfare la domanda residua offrendo i certificati emessi a proprio favore, ma solo nella sede di contrattazione organizzata dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) ai sensi dell'Art. 9 del DM 11/11/99.

1.5.1 Il mercato dei Certificati Verdi - La normativa

Vediamo quali sono i passi salienti che specificano il funzionamento della Borsa nell'ambito della quale verranno contrattati i Certificati Verdi.

D.M. 14-3-2003 – *“Attivazione del mercato elettrico, limitatamente alla contrattazione dei certificati verdi.”*
Pubblicato nella Gazz. Uff. 19 marzo 2003, n. 65.

Allegato A

Istruzioni alla disciplina del mercato elettrico

Articolo 85

Informazioni relative al mercato dei certificati verdi.

85.1. Il GME, durante lo svolgimento di ciascuna sessione di contrattazione, per ogni tipologia di certificati verdi di cui all'art. 61, comma 61.2, della disciplina comunica agli operatori i seguenti dati e informazioni:

- a) prezzo e quantità delle proposte immesse sul mercato e non ancora abbinate;
- b) prezzo delle ultime tre transazioni eseguite nella sessione;
- c) prezzo minimo e massimo della sessione;
- d) prezzo di riferimento della sessione precedente a quella in corso;
- e) volume scambiato nella sessione.

85.2. Il GME, al termine di ciascuna sessione di contrattazione, pubblica i seguenti dati e informazioni:

- a) prezzo minimo e massimo delle transazioni eseguite nella sessione;
- b) prezzo di riferimento della sessione;
- c) volume scambiato nella sessione.

Articolo 87

Modalità delle contrattazioni.

87.1. Le sessioni di contrattazione del mercato dei certificati verdi hanno luogo almeno una volta alla settimana nel periodo da gennaio a marzo di ciascun anno e almeno una volta al mese nei mesi restanti.

87.2. I giorni e gli orari delle sessioni di contrattazione del mercato dei certificati verdi sono definiti nelle disposizioni tecniche di funzionamento.

Capo II - Presentazione delle proposte di negoziazione

Articolo 88

Proposte di contrattazione.

88.1. Gli operatori, per ogni proposta immessa, indicano l'anno di validità dei certificati e la quantità di certificati oggetto della proposta, nonché il prezzo riferito ad un MWh. La quantità minima negoziabile è pari ad un certificato verde.

88.2. Non sono ammesse proposte con limite di prezzo pari a zero o con limite di prezzo negativo.

88.3. Le proposte di acquisto o di vendita senza limite di prezzo sono accettate solo nel caso in cui nel book di negoziazione siano già presenti proposte rispettivamente di vendita o di acquisto con limite di prezzo.

88.4. Gli operatori possono modificare le proposte immesse sul mercato dei certificati verdi qualora non siano state soggette ad abbinamento automatico per l'intera quantità, secondo quanto previsto all'art. 65 della disciplina. In caso di proposte parzialmente abbinate, la modifica ha valore soltanto per la parte ineseguita. Le proposte modificate perdono la priorità temporale acquisita.

88.5. Gli operatori possono immettere sul mercato dei certificati verdi proposte di vendita limitatamente ai certificati iscritti nel conto proprietà del registro tenuto dal GRTN, nonché agli eventuali certificati già acquistati, nel corso della stessa sessione di contrattazione, ad un prezzo non superiore a quello convenzionale dichiarato dall'operatore stesso ai sensi del successivo art. 91, comma 91.2.

Articolo 89

Verifica delle proposte.

89.1. Una proposta di acquisto è respinta nel caso in cui il numero di certificati indicato nella proposta stessa sia superiore al numero massimo di certificati acquistabili.

Articolo 90

Registrazione delle transazioni eseguite.

90.1. Il GME registra in un archivio elettronico le informazioni riguardanti le transazioni eseguite sul mercato dei certificati verdi relative a:

- a) codice di identificazione della transazione;
- b) prezzo;
- c) quantità;
- d) tipologia del certificato;
- e) giorno e orario di esecuzione;
- f) identità degli operatori acquirenti e venditori.

Capo III - Pagamenti del mercato dei certificati verdi

Articolo 91

Deposito in conto prezzo.

91.1. Al fine della presentazione di offerte di acquisto sul mercato dei certificati verdi, ciascun operatore, entro le ore 12 del giorno lavorativo precedente all'apertura della sessione di contrattazione, versa su un conto intestato al GME una somma a titolo di deposito in conto prezzo, con valuta lo stesso giorno.

91.2. Il numero massimo di certificati acquistabili da parte di un operatore nel corso di una sessione è pari al numero di certificati corrispondenti al deposito in conto prezzo di cui al precedente comma 91.1, determinato utilizzando un prezzo convenzionale dichiarato dall'operatore al GME entro le ore 12 del giorno lavorativo precedente all'apertura della sessione di contrattazione e comunque non inferiore ad un prezzo convenzionale minimo pubblicato dal GME almeno cinque giorni lavorativi prima dell'apertura della sessione stessa.

Il limite vale per il numero dei Certificati ma non per il valore complessivo della transazione che può essere più basso o anche più alto del valore di riferimento. Nel caso sia più alto il GEM "comunica all'operatore acquirente la quota dell'importo della transazione dovuto a ciascun operatore venditore non coperta dal deposito in conto prezzo, nonché le coordinate bancarie dell'operatore venditore stesso. Tale comunicazione è inviata per conoscenza all'operatore venditore interessato." Art. 93/93.3 lett. b).

Articolo 92

Flussi informativi.

92.1. Il GME, entro le ventiquattro ore successive al termine di ogni sessione, invia, per via telematica o mediante telefacsimile, a ciascun operatore la conferma delle transazioni eseguite con i seguenti dati:

- a) quantità;
- b) prezzo;
- c) giorno e ora;
- d) tipologia di certificati verdi acquistati o venduti;
- e) importo da pagare o ricevere.

92.2. Nel caso di cui al successivo art. 93, commi 93.2 e 93.3, lettera a), il GME comunica al GRTN il trasferimento della proprietà del certificato entro le ventiquattro ore successive al termine della sessione nella quale si è verificato tale trasferimento. Nel caso di cui al successivo art. 93, comma 93.3, lettera b), il GME comunica al GRTN il trasferimento della proprietà del certificato, dopo aver verificato l'avvenuto pagamento.

1.6 *I Certificati Bianchi*

I Certificati Bianchi, probabilmente, sostengono un comportamento più virtuoso rispetto a quelli Verdi. Sono destinati, infatti, a chi risparmi energia o la fa risparmiare ai suoi utenti, nel caso di produttori e commercianti di servizi energetici.

I titoli di efficienza energetica o certificati bianchi sono emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate e di società operanti nel settore dei servizi energetici) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che certifica i risparmi conseguiti. L'Autorità infatti verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa.

La **compravendita** di questi titoli avverrà tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità.

La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato.

Il meccanismo garantisce che il costo complessivo di raggiungimento degli obiettivi fissati risulti più contenuto rispetto ad uno scenario alternativo in cui ciascuno dei distributori fosse obbligato a soddisfare gli obblighi di risparmio energetico sviluppando in proprio progetti per l'uso razionale dell'energia.

I costi sostenuti dai distributori per adempiere agli obblighi di risparmio energetico potranno essere coperti attraverso risorse di varia natura: quote di partecipazione dei clienti partecipanti, finanziamenti statali, regionali, locali, comunitari, ricavi dalla vendita dei titoli di efficienza energetica. Una parte dei costi sostenuti troverà copertura attraverso le tariffe di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale in base a criteri che saranno stabiliti dall'Autorità prima dell'avvio del meccanismo.

Il mancato rispetto degli obblighi sarà sanzionato dall'Autorità, che ha il compito di verificare il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico controllando che ogni distributore detenga un numero di titoli di efficienza energetica equivalente a quello previsto dai decreti.

I Decreti 20 luglio 2004 emanati dal Ministro per le Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio riformano profondamente la politica di promozione del risparmio energetico negli usi finali, introducendo un sistema molto innovativo, anche nel panorama internazionale.

L'obiettivo che si propongono i decreti è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009) un risparmio di energia pari a **2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all'anno**, valore equivalente all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

La riduzione dei consumi complessivi nazionali di energia concorrerà al conseguimento degli obiettivi di **riduzione dei gas serra** in relazione agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto e porterà benefici economici e sociali:

- **diretti per i consumatori** come, per esempio, la riduzione della bolletta energetica e il miglioramento del servizio goduto (per esempio offrendo la possibilità di aumentare la temperatura o l'illuminazione degli ambienti o permettendo un aumento della produttività di un motore elettrico senza aumentare i consumi);
- **e collettivi**, quali:
 - la riduzione della dipendenza energetica dall'estero e maggiore sicurezza di approvvigionamento;
 - la riduzione dell'inquinamento derivante dalle attività di produzione e di consumo di energia;
 - un maggior controllo dei picchi di domanda elettrica e possibilità quindi di ridurre il rischio di "blackout" e i costi connessi al verificarsi di squilibri tra consumi e capacità di offerta;
 - un aumento dell'offerta di prodotti e servizi energetici orientati all'efficienza negli usi dell'energia.

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i **distributori di energia elettrica e di gas naturale** raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, per il quinquennio 2005/2009, a partire dal 1 gennaio 2005.

Attualmente l'obbligo riguarda solo ai distributori con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001: successivi decreti definiranno le modalità di applicazione degli obblighi per i distributori sotto questa soglia.

Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori potranno:

- **attuare progetti** a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo. I progetti potranno essere realizzati direttamente, oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le cosiddette **ESCO-energy services companies**);
- acquistare da terzi "**titoli di efficienza energetica**" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

Ma vediamo più nel dettaglio la normativa di riferimento che è rappresentata dal **DM 20 luglio 2004** - "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164". (Gu n. 205 dell'1.9.04) e dal suo "gemello" indicato nelle pagine seguenti.

Vediamone alcuni passaggi di questo primo decreto:

"Art. 10.

Titoli di efficienza energetica

1. Il gestore del mercato di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, emette a favore delle imprese di distribuzione titoli di efficienza energetica, denominati anche **certificati bianchi**, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata ai sensi dell'art. 7, comma 1. [...]

3. Il gestore del mercato di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico, organizza, entro il 31 dicembre 2004, una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica e predisporre le regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

5. I titoli di efficienza energetica sono oggetto di contrattazione tra le parti anche al di fuori della sede di cui al comma 3.

Gli obiettivi generali di politica energetica del Paese, il cui conseguimento è assicurato sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalle regioni e dagli enti locali, sono:

a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;

b) promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale in relazione ai contenuti delle lettere da c) a l);

c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;

d) assicurare lo sviluppo del sistema attraverso una crescente qualificazione dei servizi e delle imprese e una loro diffusione omogenea sul territorio nazionale;

e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale;

f) promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;

g) valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;

h) accrescere l'efficienza negli usi finali dell'energia;

i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;

l) favorire e incentivare la ricerca e l'innovazione tecnologica in campo energetico, anche al fine di promuovere l'utilizzazione pulita di combustibili fossili;

m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia;

n) favorire, anche prevedendo opportune incentivazioni, le aggregazioni nel settore energetico delle imprese partecipate dagli enti locali sia tra di loro che con le altre imprese che operano nella gestione dei servizi.

4. Lo Stato e le regioni, al fine di assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi, garantiscono:

a) il rispetto delle condizioni di concorrenza sui mercati dell'energia, in conformità alla normativa comunitaria e nazionale;

b) l'assenza di vincoli, ostacoli o oneri, diretti o indiretti, alla libera circolazione dell'energia all'interno del territorio nazionale e dell'Unione europea;

c) l'assenza di oneri di qualsiasi specie che abbiano effetti economici diretti o indiretti ricadenti al di fuori dell'ambito territoriale delle autorità che li prevedono;

d) l'adeguatezza delle attività energetiche strategiche di produzione, trasporto e stoccaggio per assicurare adeguati standard di sicurezza e di qualità del servizio nonché la distribuzione e la disponibilità di energia su tutto il territorio nazionale;

e) l'unitarietà della regolazione e della gestione dei sistemi di approvvigionamento e di trasporto nazionale e transnazionale di energia;

f) l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni, prevedendo eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale, con esclusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;

g) la trasparenza e la proporzionalità degli obblighi di servizio pubblico inerenti le attività energetiche, sia che siano esercitate in regime di concessione, sia che siano esercitate in regime di libero mercato;

h) procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture;

i) la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, e del paesaggio, in conformità alla normativa nazionale, comunitaria e agli accordi internazionali.

L'altra norma che regola il settore è il "gemello" **DM 20 luglio 2004** (GU n. 205 del 1-9-2004) - *Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.*

Art. 3. Determinazione quantitativa degli obiettivi e provvedimenti di programmazione regionale

1. Gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia che devono essere conseguiti dai distributori di energia elettrica sono ottenuti attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

- a) 0,10 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2005;
- b) 0,20 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2006;
- c) 0,40 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2007;
- d) 0,80 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2008;
- e) 1,60 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2009.

2. Non meno del 50% degli obiettivi di cui al comma 1, lettere a), b), c), d) ed e), deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi di energia elettrica, da conseguire con misure e interventi ricadenti tipicamente nelle tipologie elencate nella tabella A, dell'allegato 1.

Negli Allegati del Decreto sono, dunque, specificati tutti gli interventi che se correttamente attuati daranno diritto all'assegnamento dei CB. Fra di essi, a mero titolo di esempio, troviamo: la sostituzione dei dispositivi di combustione per fonti non rinnovabili con altri a maggior efficienza, l'installazione di sistemi o prodotti che riducono le esigenze di acqua calda prodotta con il metano, e svariati interventi sugli edifici, come: il miglioramento dell'isolamento termico, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, ombreggiamento,...), utilizzo di tecniche di architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento, la trigenerazione, la telegestione, l'utilizzo di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione di calore negli impianti di riscaldamento centralizzato,...

Sono tutti interventi tesi anche a responsabilizzare i cittadini nei confronti di un utilizzo responsabile di risorse di cui al momento è in atto un ampio spreco.

Il mercato dei certificati bianchi è stato ufficialmente avviato il 1 gennaio 2005.

La speranza è che queste iniziative non loro complesso ci consentano di evitare la realizzazione di tutte le nuove centrali sinora proposte per la sola Italia.

A questo proposito basti pensare che un Rapporto dell'ANPA del 1998 confermava come applicando soluzioni tecnicamente ed economicamente alla portata di cittadini ed imprese italiane si potrebbe risparmiare almeno il 46% dell'energia. Potremmo dunque recuperare il saldo negativo di import/export di energia ed oltre.

Scambi di energia con l'estero anno 2002

(valori provvisori)

	IMPORTAZIONE MWh	ESPORTAZIONE MWh	SALDO IMP. MWh
Francia	22.091.839	377.856	21.713.983
Svizzera	24.157.725	243.814	23.913.910
Austria	1.966.650	3.661	1.962.989
Slovenia	3.035.004	5.100	3.029.904
TOTALE NORD	51.251.218	630.432	50.620.786
Grecia	505.357	367.274	138.083
TOTALE	51.756.575	997.706	50.758.869

RICHIESTE DI AUTORIZZAZIONI PER CENTRALI ELETTRICHE al 03.9.04

N°	REGIONE	*	SOCIETA'	LOCALITA' IMPIANTO	PROV	MWe	MWt	Tot.per Reg.	Tot.per Reg.
1	PIEMONTE	3)	ANSALDO ENERGIA (due Soc.)	ALESSANDRIA	AL	760	1350		
2			ELETTRA GLL	SETTIMO TORINESE	TO	400	750		
3			ELECTRABEL ITALIA	NOVI LIGURE	AL	400	750		
4			ATEL Centrale Elettrica Magliano Alpi	MAGLIANO ALPI	CN	1100	1750		
5			MORANO ENERGIA	MORANO SUL PO	AL	800	1400		
6			EDISON	CRESCENTINO	VC	400	790		
								3860	6790
1	LOMBARDIA		ANSALDO ENERGIA (tre Soc.)	OFFLAGA	BS	780	1390		
2			SOCIETA' ELETTRICA BRESCIANA	CALVISANO	BS	400	700		
3			ATEL	STEZZANO	BG	400	750		
4		1*)	ITALGEN	VILLA DI SERIO	BG	190	365		
5			ENERGY	FILAGO	BG	800	1450		
6			WEST ENERGY	COSTA VOLPINO/PISOGNE	BG/BS	400	750		
7			AEM CR (quattro soc.)	SPINADESCO	CR	400	750		
8			ENERGIA	CREMONA	CR	380	690		
9			ENERGHEIA riqualificazione c.le	LIMITO DI PIOLTELLO	MI	240	480		
10			ENDESA ITALIA continuazione esercizio sez.n.7	TAVAZZANO	LO	320	800		
11			ENERGIA	BERTONICO/TURANO LODIGIANO	LO	750	1350		
12			ENDESA due nuovi moduli a C.C.	TAVAZZANO	LO	800	1400		
13			UNION POWER	PARONA	PV	400	730		
14			EDIPOWER	SERMIDE	MN	640	1400		
15			ENDESA ITALIA	OSTIGLIA	MN	450	600		
16			CENTRALE OROBICA	TREVIGLIO	BG	400	700		
17			EDIPOWER	TURBIGO	MI	modifica			
								7750	14305
1	VENETO		EUGANEA ENERGIA	MONTECCHIO MAGGIORE	VI	760	1350		
2			ENEL PRODUZIONE	PORTO TOLLE	RO	modifica			
3			WEST ENERGY	LOREO	RO	800	1400		
4			ELETTRA GLL	CONA	VE	770	1380		
5			TECNOPLAN	RONCO ALL'ADIGE	VR	760	1325		
								3090	5455
1	FRIULI V.G.	3*)	UDINE ENERGIA	UDINE	UD	400	750		
2			ENDESA ITALIA	MONFALCONE	GO	mod.a c.c.sez.4			
								400	750
1	LIGURIA	3*)	ARCOLA PETROLIFERA	ARCOLA	SP	800	1400		
2		3*)	ITALIANA COKE	CAIRO MONTENOTTE	SV	960	2040		
3			ENIPOWER	CENGIO	SV	390	680		
								2150	4120
1	EMILIA ROMAGNA		ATEL Centrale Elettrica Forli	FORLI'	FO	790	1370		
2			MIRANT ITALIA	BENTIVOGLIO	BO	770	1370		
3			HERA	CORIANO	RN	230	430		
4		5)	AMPS (tre Soc.)	PARMA	PR	373	675		
								2163	3845
1	TOSCANA		ITALGEN	CARRARA	MS	250	490		
2			ENEL PRODUZIONE	SANTA BARBARA	AR	390	700		
								640	1190
1	ABRUZZO		EDISON	PAGLIETA	CH	418	750		
2			ENERGETICA DEL TRIGNO	LENTELLA	CH	400	750		
3			TERMICA CELANO (ampliam)	CELANO	AQ	170	335		
								988	1835
1	MOLISE	3)	ANSALDO ENERGIA (due Soc.)	VENAFRO	IS	750	1334		
2			ACEAELECTRABEL e HORIZON E.D.	MONTENERO DI BISACCIA	CB	400	700		
3			MOLISENERGY	VENAFRO	IS	780	1370		
								1930	3404
1	MARCHE	4)	TECNOPLAN	GAGLIOLE	MC	370	660		
2			TECNOPLAN	SAN SEVERINO MARCHE	MC	370	660		
								740	1320
1	UMBRIA	3)	TERNI Società per l'Ind.e l'Elettr.	NARNI	TR	800	1400		
								800	1400
1	LAZIO	1*)	E.ON ITALIA PRODUZIONE	GUIDONIA MONTECELIO	RM	800	1400		
2		3*)	EDISON	COLLEFERRO	RM	846	1500		
3			ROMA ENERGIA	ROMA	RM	800	1435		
4		1*)	ENERGIA	APRILIA	LT	750	1350		
5			PONTINIA POWER	PONTINIA	LT	400	750		
6			EDISON	PIEDIMONTE SAN GERMANO	FR	400	720		
7		3*)	APRILIASVILUPPO	APRILIA	LT	800	1400		
8			POMEZIA ENERGIA	POMEZIA	RM	400	750		
9		3)	ACEAELECTRABEL	ROMA	RM	modifica			
10		3*)	VELLETRI ENERGIA	VELLETRI	RM	400	730		
11		3*)	CEPRANO ENERGIA	CEPRANO	FR	400	730		
								5996	10765
1	CAMPANIA	3)	EDISON	ACERRA	NA	760	1350		
2		1)	ANSALDO ENERGIA (due Soc.)	PADULI	BN	746	1331		
3			ENERGIA	MARCJANISE	CE	375	670		
4			LUMINOSA	BENEVENTO	BN	400	750		
5			GLOBAL ENERGY	CERVINARA	AV	400	700		
6			ECOFUTURE	PRESENZANO	CE	400	685		
7			TIRRENO POWER	NAPOLI LEVANTE	NA	400	700		
								3481	6186
1	CALABRIA	1*)	CALABRIA ENERGIA	SAN FERDINANDO	RC	400	750		
2			CROTONE POWER DEVELOPMENT	CROTONE	KR	390	700		
3			ANSALDO ENERGIA (due Soc.)	MELICUCCO	RC	760	1356		
4			MILETO ENERGIE	MILETO	VV	800	1400		
								2350	4206
1	BASILICATA	1*)	ENERGIA	PISTICCI	MT	750	1350		
2			CALPINE e EGL AG	SALANDRA	MT	400	700		
								1150	2050
1	PUGLIA	3*)	EDISON	FOGGIA	FG	872	1500		
2		3*)	ITALGEN	TROIA	FG	400	725		
3			FOGGIA ENERGIA	FOGGIA	FG	400	700		
4			EDIPOWER	BRINDISI NORD	BR	1410	3100		
								3082	6025
76				Totale				40570	73646

AUTORIZZAZIONI PER CENTRALI TERMOELETTRICHE RILASCIATE NEL 2002, NEL 2003 E NEL 2004 al 03.9.04

N°	REGIONE	SOCIETA'	LOCALITA' IMPIANTO	PROV	MWe	MWt	
1	PIEMONTE	EDISON	SETTIMO TORINESE	TO	250	470	
2		AEM TORINO	MONCALIERI	TO	770	1350	
3		55 PIEMONTE ENERGIA	LEINI'	TO	380	700	
4		55 E.ON ITALIA PRODUZIONE	LIVORNO FERRARIS	VC	800	1400	
1	LOMBARDIA	ENDESA ITALIA	TAVAZZANO	LO	trasformazione a ciclo combinato		
2		VOGHERA ENERGIA	VOGHERA	PV	400	750	
3		ENIPOWER	FERRERA ERBOGNONE	PV	1040	1850	
4		ASM BS e AMGS VR	PONTI SUL MINCIO	MN	250	450	
5		ENIPOWER	MANTOVA	MN	780	1370	
6		55 AEM MI - ASM BS (ampliam)	CASSANO D'ADDA	MI	390	700	
1	VENETO	MIRANT GENERATION PORTOGRUARO	PORTOGRUARO	VE	385	680	
1	FRIULI VG	EDISON	TORVISCOSA	UD	800	1500	
1	LIGURIA	TIRRENO POWER	VADO LIGURE	SV	trasformazione a ciclo combinato		
1	EM.ROMAGNA	ENIPOWER	RAVENNA	RA	785	1370	
2		SEF (ENIPOWER FERRARA)	FERRARA	FE	800	1400	
3		55 SARMATO ENERGIA ripotenziamento	SARMATO	PC	47	70	
4		ENEL PRODUZIONE	CASTEL SAN GIOVANNI	PC	80	trasform. a c.c. 4°gr.	
1	TOSCANA	ENEL PRODUZIONE	LIVORNO	LI	modifica per adeg. ambientale		
2		55 ELECTRABEL ITALIA	ROSIGNANO SOLVAY	LI	400	750	
1	ABRUZZO	55 ABRUZZOENERGIA	GISSI	CH	760	1400	
1	MOLISE	55 ENERGIA MOLISE	TERMOLI	CB	750	1300	
1	LAZIO	55 ENEL PRODUZIONE	CIVITAVECCHIA	RM	modifica a carbone		
1	CAMPANIA	EDISON	ORTA DI ATELLA	CE	780	1340	
2		SET	TEVEROLA	CE	400	750	
3		55 CALENIA ENERGIA	SPARANISE	CE	800	1400	
4		55 ENERGY PLUS	SALERNO	SA	780	1370	
1	CALABRIA	EDISON	ALTOMONTE	CS	800	1400	
2		EDISON	SIMERI CRICHI	CZ	800	1360	
3		EDISON	PIANOPOLI	CZ	800	1360	
4		55 RIZZICONI ENERGIA	RIZZICONI	RC	800	1400	
5		55 EUROSILUPPO ELETTRICA	SCANDALE	KR	800	1390	
1	PUGLIA	EDISON	CANDELA	FG	360	650	
2		55 MIRANT ITALIA	SAN SEVERO	FG	390	700	
3		55 EDIPOWER	BRINDISI NORD	BR	modifica per prosecuzione esercizio		
4		ENIPOWER	BRINDISI	BR	1170	2200	
5		55 EDIPOWER	BRINDISI NORD	BR	modifica		
6		55 ENERGIA	MODUGNO	BA	750	1350	
1	SARDEGNA	55 ENEL PRODUZIONE	PORTOSCUSO	CA	modifica		
38				Totale	19297	34180	

Allegato I – Dati di costi ed emissioni

Costi

Costi di realizzazione di un impianto di compostaggio in Italia (20.000 t/a)⁷

Costs ⁶	Investment €	Payback Period yr	Rate %	Annualised cost €/yr	Specific costs €/t	Maint %	Annual Maintenance €/yr	Specific cost €/t
Cost of land⁷	500.000	20	7%	47.196,46 €	2,36 €			
Civil Works								
Paving, concrete	595.000	20	7%	56.163,79 €	2,81 €	1%	5.950,00 €	0,30 €
Process Buildings	592.500	20	7%	55.927,81 €	2,80 €	1%	5.925,00 €	0,30 €
Pool(s)	20.000	20	7%	1.887,86 €	0,09 €	1%	200,00 €	0,01 €
Biofilter	117.600	5	7%	28.681,55 €	1,43 €	2%	2.352,00 €	0,12 €
Weighing Bridge	30.000	10	7%	4.271,33 €	0,21 €	2%	600,00 €	0,03 €
Offices	90.000	10	7%	12.813,98 €	0,64 €	2%	1.800,00 €	0,09 €
Utilities	300.000	10	7%	42.713,25 €	2,14 €	5%	15.000,00 €	0,75 €
Wall	60.000	20	7%	5.663,58 €	0,28 €	1%	600,00 €	0,03 €
TOTAL				208.123,13 €	10,41 €		32.427,00 €	1,62 €
Equipment								
Shredder	150.000	7	7%	27.832,98 €	1,39 €	5%	7.500,00 €	0,38 €
Screw mixer	100.000	7	7%	18.555,32 €	0,93 €	5%	5.000,00 €	0,25 €
Turning Machine	250.000	7	7%	46.388,30 €	2,32 €	5%	12.500,00 €	0,63 €
Sieve	100.000	7	7%	18.555,32 €	0,93 €	5%	5.000,00 €	0,25 €
Eddy current separator	100.000	7	7%	18.555,32 €	0,93 €	5%	5.000,00 €	0,25 €
Loader	160.000	7	7%	29.688,52 €	1,48 €	5%	8.000,00 €	0,40 €
Hopper	30.000	7	7%	5.566,60 €	0,28 €	5%	1.500,00 €	0,08 €
Blowers, Fans	250.000	7	7%	46.388,30 €	2,32 €	5%	12.500,00 €	0,63 €
TOTAL				211.530,67 €	10,58 €		57.000,00 €	2,85 €
	Quantity	Unit	Unit cost	Yearly cost €/yr	Specific cost €/t			
Variable Costs								
Manpower	7 w.u.							
Director	1 w.u.		60.000 €	60.000,00 €	3,00 €			
Accounter	1 w.u.		35.000 €	35.000,00 €	1,75 €			
Workers	6 w.u.		30.000 €	180.000,00 €	9,00 €			
TOTAL Manpower				275.000,00 €	13,75 €			
Fuels	80.506 litres		0,700 €	56.354,12 €	2,82 €			
Energy	944.813 kWh		0,075 €	70.861,00 €	3,54 €			
Maintenance	considered in fixed costs, as (relatively) independent from throughput							
Analysis	-		25.000 €	25.000,00 €	1,25 €			
Disposal of rejects	1.000 tonnes		75 €	75.000,00 €	3,75 €			
TOTAL				502.215,12 €	25,11 €			
				1.058.492,38 €				
TOTAL COSTS					52,92 €			

⁷ Confronta anche "Costs for Municipal Waste Management in the EU" AA.VV (tra cui: Scuola Agraria del Parco di Monza), Final Report to Directorate General Environment, European Commission, Bruxelles, 2001.

Costi di un inceneritore a griglia da 200,000 t/a, Germania⁸

TOTAL INVESTMENT	Investment €	Payback Period a	Rate %	Annualised cost €/a	Specific costs €/t
Site costs	368,000		7	25,700	0.13
Development of site	341,000	25	7	29,200	0.15
Construction costs	21,629,000	25	7	1,856,000	9.28
Technical installations and machinery	69,740,000	15	7	7,657,100	38.29
Electro technical installations	13,280,000	15	7	1,458,000	7.29
Fees	7,349,000	17	7	752,800	3.76
Prefinancing	9,219,000	17	7	944,200	4.72
TOTAL	121,925,000			12,723,000	63.61
OPERATIONAL COSTS, independent of input	€	Percentage %		Annual costs €/a	Specific costs €/t
Construction	21,970,000	1		219,700	1.10
Technical installations and machinery	69,740,000	4		2,789,600	13.95
Electro technical installations	13,280,000	2.5		332,000	1.66
Taxes and insurances	105,357,000	1		1,053,600	5.27
Management	2,863,000	10		286,300	1.43
Auxiliary materials	3,341,000	5		167,100	0.83
		number	€/person		
Labour		80	35,790	2,863,200	14.32
TOTAL				7,711,500	38.56
OPERATIONAL COSTS, input dependent					
		m3/a	€/m3		
Process water		51,200	0.15	7,900	0.04
Gas		1,381,440	0.20	282,500	1.41
		t/a	€/t		
CaO		1000	79.2	79,200	0.40
Ammonia		400	97.1	38,900	0.19
	kg/t input				
Treatment of slag	334	66,800	28.1	1,878,500	9.39
Treatment of ashes	8	1,600	255.6	409,000	2.05
Treatment of filter dust	22	4,400	255.6	1,124,800	5.62
TOTAL				3,820,800	19.10
	MWh/t input	MWh/a	€/MWh	€/a	€/t
Credits for electricity	0.35	70,700	46.0	3,253,300	16.27
TOTAL Cost Per Annum				21,002,000	105
Cost per tonne input					

⁸ Confronta anche "Costs for Municipal Waste Management in the EU" AA.VV (tra cui: Scuola Agraria del Parco di Monza), Final Report to Directorate General Environment, European Commission, Bruxelles, 2001.

Comparazione dei costi di incenerimento nei vari Paesi Europei

	Pre-tax Costs Net of Revenues	Tax (for plant with energy recovery)	Revenues from Energy Supply (per kWh)	Costs of Ash Treatment
AU	326 @ 60ktpa 159 @ 150ktpa 97 @ 300ktpa		Electricity 0.036 Heat 0.018	Bottom ash €63/t Flue gas residues €363/t
BE	€71-75 @ 150ktpa €83 per tonne ⁺¹⁰	€12.7/tonne (Flanders)	Electricity 0.025	Not available
DK	€30-45/tonne	€44/tonne	Electricity 0.05	Bottom ash €34 /t Flue gas residues €134/t
FI	None		For gasification, Electricity 0.034 Heat 0.017	
FR	€118-129 @ 18.7 ktpa €91-101 @ 37.5ktpa €86-101 @ 37.5ktpa €80-90 @ 75ktpa €67-80 @ 150ktpa		Electricity 0.023	€13-18 per tonne input
GE	€250 (50 ktpa and below) €105 (200ktpa) €65 @ 600ktpa		Electricity €0.046	Bottom ash €28.1 /t Fly ash / air pollution control residues €255.6/t
GR	None		Not known	Not known
IR	€46 (200 kt, est)		Not known	Not known
IT	€41.3 – 93 (350kt, depends on revenues for energy and packaging recovery)		Electricity €0.14 (old) €0.04 (market) €0.05 (green cert.)	Bottom ash €75/t Fly ash and air pollution control residues €129/t
LUX	€97 (120kt)		Electricity €0.025 (est)	Bottom ash €16/t input waste Flue gas residues €8/t input waste
NL	€71-110* (VVAV) €70-134* (OVAM)		Electricity €0.05/t (est)	
PO	€46-76 (est)			No data
SP	€34-56		Electricity €0.036	
SW	€21-53		Electricity €0.03 Heat €0.02	
UK	€69 @ 100ktpa €47 @ 200ktpa		Electricity 0.032	Bottom ash recycled (net cost to operator) Fly ash circa €90/t

Costi di realizzazione di un inceneritore in Italia

	Unit	Unit cost €	Total cost	Payback period	Interest rate %	Yearly depreciation	Specific cost
Investment costs							
Preliminary surveys, project approval, etc.			12.303.640 €		7%		
			4.132.231 €				
Land purchase (m ²)	200.000	20,66		20	7%	390.053 €	
Site preparation (excavation, levelling, access roads, link to technological networks)			1.239.669 €	20	7%	117.016 €	
Civil works			42.355.372 €	20	7%	3.998.047 €	
Other civil works (sewerage, internal water supply network, fencing, etc.)			1.549.587 €	20	7%	146.270 €	
Treatment and control equipment			80.061.983 €	7	7%	14.855.759 €	
Complementary works			4.648.760 €	20	7%	438.810 €	
Other equipment			516.529 €	7	7%	95.844 €	
						Total depreciation 20.041.799,44 €	66,81 €
Operating costs							
Maintenance							
Equipment and machinery (5%)			4.003.099 €				
Civil works (1%)			485.537 €				
Other equipment (5%)			25.826 €				
Manpower:							
Accounters	7	35.000,00	245.000 €				
Directors	4	60.000,00	240.000 €				
Workers	69	30.000,00	2.070.000 €				
Consumables:							
Water (m ³)	80.000	0,26	20.661 €				
Combustible oil (litres)	270.000		62.500 €				
Combustible raw gas (N c.m.)	5.233.800	0,15	811.023 €				
Electric Energy (MWh)			206.612 €				
Chemicals and lubricants			1.042.665 €				
Other consumables			929.752 €				
Disposal of residues:							
Sluqs (tonnes)	54.000	75,41	4.072.175 €				
Fly ashes and other residues (salts, exhausted active carbon filters, etc., tonnes)	15.000	129,13	1.936.983 €				
Other residues (other filters, exhausted catalysts, etc.)			129.132 €				
General expenses			377.479 €				
Miscellaneous (analyses, etc.)			516.529 €				
						Specific cost (€/tonne)	
			Total operating cost 18.217.639 €			60,73	
TOTAL YEARLY COST			38.259.438,9 €			€127,53 per tonne	

A-287

Eunomia Research & Consulting Ltd.

Costi medi per abitante nelle classi di popolazione esaminate⁹⁹ Dove (vale anche per le tabelle successive):

- costo medio totale procapite dichiarato (Ctot ab);

Classi	% RD	CSL	CTS	CRT	AC	CRD	CTR
< 5.000	49,64	8,99	16,77	12,16	0,74	16,33	5,8
5.000 - 10.000	40,98	6,57	24,28	18,59	2,67	16,75	6,12
10.000 - 50.000	34,87	10,9	25,66	17,07	3,17	15,47	6,23
50.000 - 150.000	35,2	19,17	30,33	21,76	2,16	9,7	3,62
> 150.000	16,02	28,83	27,54	23,94	2,08	11,03	2,14

Fonte: Elaborazioni APAT su dati comunali

Costi totali, valori medi, per classi di popolazione analizzate

Classi	Valori medi	
	Costi totali per abitante	Costi totali per kg
< 5.000	95,4	0,20
5.000 - 10.000	93,84	0,22
10.000 - 50.000	100,21	0,19
50.000 - 150.000	114,68	0,20
> 150.000	132	0,22

Fonte: Elaborazioni APAT su dati comunali

- costi di spazzamento e lavaggio (Csl ab);
- per i costi comuni (Cc ab);
- costi del capitale (Ck ab).
- costo del ciclo di gestione dei rifiuti indifferenziati (Cgind ab)
- costo totale per la raccolta e trasporto (Crt ab);
- costo per il trattamento e/o smaltimento (Cts ab);
- altri costi direttamente imputabili alla gestione dei rifiuti urbani indifferenziati (Cac ab).
- costo di gestione della raccolta differenziata (Cgd ab)
- costo per la raccolta delle singole frazioni di materiali (Crd ab)
- costo per il trattamento e il riciclo (Ctr ab).
- costo di gestione di un kg di rifiuto indifferenziato (Cgind kg)
- costo la raccolta e trasporto indiff (Crt kg)
- costo per trattamento e/o smaltimento indiff(Ctskg)
- altri costi x gestione dei rifiuti indifferenziati (Cac kg).
- costo specifico medio per kg di gestione del ciclo delle raccolte differenziate (Cgd kg)
- costo per la fase di raccolta (Crd kg)
- costo per il trattamento e riciclo (Ctr kg).

Fonte: "Rapporto APAT 2004".

Tab. 5.2 – Medie provinciali dei costi complessivi pro-capite annui (Euro/abitante x anno) e percentuali di copertura dei costi del servizio di igiene urbana

PROVINCIA	Comuni Italia 2002 N°	Abitanti Italia 2002 N°	Comuni campione N°	Abitanti campione N°	Comuni campione %	Abitanti campione %	Costi totali Pro capite €/ab.*anno	Proventi Pro capite €/ab.*anno	Copertura costi %
AL	190	418.203	86	168.227	45,3	40,2	93,89	83,90	89,4
AT	118	209.116	68	99.790	57,6	47,7	102,76	98,09	95,5
BI	82	187.962	54	98.491	65,9	52,4	64,65	60,48	93,5
CN	250	561.729	108	215.584	43,2	38,4	80,65	67,53	83,7
NO	88	345.952	69	184.493	78,4	53,3	64,97	66,46	102,3
TO	315	2.172.226	167	1.684.154	53,0	77,5	122,80	98,84	80,5
VB	77	159.636	43	59.041	55,8	37,0	108,47	90,45	83,4
VC	86	176.510	71	146.680	82,6	83,1	92,41	77,30	83,7
Piemonte	1.206	4.231.334	666	2.656.460	55,2	62,8	108,63	90,28	83,1
AO	74	120.909	47	56.925	63,5	47,1	76,19	57,22	75,1
Valle d'A.	74	120.909	47	56.925	63,5	47,1	76,19	57,22	75,1
BG	244	986.924	109	521.160	44,7	52,8	80,17	69,65	86,9
BS	206	1.126.249	104	455.994	50,5	40,5	80,35	71,35	88,8
CO	163	543.546	112	413.680	68,7	76,1	90,47	82,17	90,8
CR	115	338.690	88	204.687	76,5	60,4	57,79	58,12	100,6
LC	90	315.183	67	242.830	74,4	77,0	77,38	69,76	90,1
LO	61	201.554	32	93.026	52,5	46,2	68,96	61,17	88,7
MI	188	3.721.428	139	3.056.877	73,9	82,1	137,04	119,77	87,4
MN	70	381.330	48	204.589	68,6	53,7	83,01	74,72	90,0
PV	190	497.233	103	251.025	54,2	50,5	105,11	97,57	92,8
SO	78	177.568	53	133.227	67,9	75,0	97,19	92,88	95,6
VA	141	818.940	91	448.224	64,5	54,7	96,11	85,72	89,2
Lombardia	1.546	9.108.645	946	6.025.319	61,2	66,1	111,40	98,59	88,5
BZ	116	467.338	106	410.607	91,4	87,9	84,98	82,49	97,1
TN	223	483.157	68	168.954	30,5	35,0	84,41	76,80	91,0
Trentino AA	339	950.495	174	579.561	51,3	61,0	84,81	80,83	95,3
BL	69	210.503	36	116.562	52,2	55,4	96,26	85,82	89,1
PD	104	857.660	48	400.600	46,2	46,7	76,01	67,27	88,5
RO	50	242.608	35	171.180	70,0	70,6	98,42	87,13	88,5
TV	95	808.076	87	663.136	91,6	82,1	71,47	68,63	96,0
VE	44	813.294	29	604.345	65,9	74,3	165,16	120,17	72,8
VI	121	807.046	75	594.547	62,0	73,7	82,62	74,16	89,8
VR	98	838.221	47	514.556	48,0	61,4	103,66	74,68	72,0
Veneto	581	4.577.408	357	3.064.926	61,4	67,0	100,55	82,39	81,9
GO	25	138.463	16	73.957	64,0	53,4	91,64	74,73	81,5
PN	51	290.229	38	222.418	74,5	76,6	81,17	62,14	76,6
TS	6	240.638	4	237.625	66,7	98,7	126,23	104,07	82,4
UD	137	522.258	58	236.480	42,3	45,3	77,16	68,45	88,7
Friuli VG	219	1.191.588	116	770.480	53,0	64,7	94,84	78,22	82,5
GE	67	873.604	30	136.127	44,8	15,6	123,26	111,38	90,4
IM	67	205.998	38	114.571	56,7	55,6	180,82	154,42	85,4
SP	32	215.707	7	20.348	21,9	9,4	98,95	79,24	80,1
SV	69	276.888	54	228.921	78,3	82,7	132,50	120,14	90,7
Liguria	235	1.572.197	129	499.967	54,9	31,8	139,69	123,94	88,7
BO	60	926.637	46	742.493	76,7	80,1	105,23	102,66	97,6
FE	26	344.025	23	203.900	88,5	59,3	123,66	92,44	74,8
FO	30	362.245	17	182.858	56,7	50,5	100,43	96,93	96,5
MO	47	643.043	24	352.998	51,1	54,9	108,21	89,80	83,0
PC	48	267.274	29	103.616	60,4	38,8	94,50	86,16	91,2
PR	47	396.782	32	174.311	68,1	43,9	112,22	104,79	93,4
RA	18	351.193	12	116.531	66,7	33,2	107,92	87,57	81,1
RE	45	462.637	37	396.526	82,2	85,7	95,53	81,04	84,8
RN	20	276.384	17	217.439	85,0	78,7	180,40	162,88	90,3
Emilia Rom.	341	4.030.220	237	2.490.672	69,5	61,8	111,99	100,15	89,4
NORD	4.541	25.782.796	2.672	16.144.310	58,8	62,6	107,98	93,42	86,5
AR	39	326.172	23	257.154	59,0	78,8	102,95	88,19	85,7
FI	44	935.883	32	765.609	72,7	81,8	129,23	130,52	101,0
GR	28	212.001	11	113.223	39,3	53,4	156,17	143,70	92,0
LI	20	327.472	12	232.347	60,0	71,0	146,24	132,53	90,6
LU	35	373.820	21	117.532	60,0	31,4	124,44	119,40	95,9
MS	17	197.562	7	22.055	41,2	11,2	117,29	91,67	78,2
PI	39	386.466	29	271.909	74,4	70,4	114,15	99,87	87,5
PO	7	231.207	5	219.641	71,4	95,0	139,90	125,84	89,9

Tab. 5.2 – Medie provinciali dei costi complessivi pro-capite annui (Euro/abitante x anno) e percentuali di copertura dei costi del servizio di igiene urbana

PROVINCIA	Comuni Italia 2002 N°	Abitanti Italia 2002 N°	Comuni campione N°	Abitanti campione N°	Comuni campione %	Abitanti campione %	Costi totali Pro capite €/ab.*anno	Proventi Pro capite €/ab.*anno	Copertura costi %
PT	22	271.443	17	223.785	77,3	82,4	97,97	90,72	92,6
SI	36	254.270	26	207.968	72,2	81,8	103,54	92,91	89,7
Toscana	287	3.516.296	183	2.431.223	63,8	69,1	123,19	115,23	93,5
PG	59	613.004	48	411.038	81,4	67,1	92,39	75,33	81,5
TR	33	221.206	27	187.307	81,8	84,7	103,86	82,53	79,5
Umbria	92	834.210	75	598.345	81,5	71,7	95,98	77,58	80,8
AN	49	452.175	25	290.942	51,0	64,3	111,56	107,47	96,3
AP	73	372.407	47	121.899	64,4	32,7	67,15	57,20	85,2
MC	57	305.080	53	288.164	93,0	94,5	70,63	62,45	88,4
PS	67	354.939	41	273.362	61,2	77,0	103,09	93,16	90,4
Marche	246	1.484.601	166	974.367	67,5	65,6	91,52	83,85	91,6
FR	91	485.041	38	226.349	41,8	46,7	80,46	64,16	79,7
LT	33	497.415	15	268.762	45,5	54,0	105,77	94,24	89,1
RI	73	148.547	45	66.608	61,6	44,8	93,59	78,53	83,9
RM	121	3.723.649	38	3.014.872	31,4	81,0	141,83	129,36	91,2
VT	60	291.153	32	191.218	53,3	65,7	87,72	77,64	88,5
Lazio	378	5.145.805	168	3.767.809	44,4	73,2	131,97	119,41	90,5
CENTRO	1.003	10.980.912	592	7.771.744	59,0	70,8	121,38	110,42	91,0
AQ	108	298.082	54	133.863	50,0	44,9	72,23	66,30	91,8
CH	104	383.058	66	278.924	63,5	72,8	84,48	70,71	83,7
PE	46	302.983	37	242.136	80,4	79,9	87,77	62,45	71,2
TE	47	289.161	21	125.998	44,7	43,6	83,24	63,91	76,8
Abruzzo	305	1.273.284	178	780.921	58,4	61,3	83,20	66,30	79,7
CB	84	231.017	52	125.222	61,9	54,2	70,21	56,06	79,8
IS	52	90.030	20	20.966	38,5	23,3	63,38	48,08	75,9
Molise	136	321.047	72	146.188	52,9	45,5	69,23	54,92	79,3
AV	119	432.115	83	325.403	69,7	75,3	75,52	58,93	78,0
BN	78	286.611	48	131.724	61,5	46,0	51,82	42,24	81,5
CE	104	854.956	37	260.527	35,6	30,5	75,36	59,43	78,9
NA	92	3.075.660	35	1.739.345	38,0	56,6	126,98	88,73	69,9
SA	158	1.075.756	64	348.329	40,5	32,4	96,12	81,21	84,5
Campania	551	5.725.098	267	2.805.328	48,5	49,0	108,86	79,43	73,0
BA	48	1.564.122	26	711.446	54,2	45,5	98,06	72,32	73,8
BR	20	400.974	7	108.901	35,0	27,2	74,50	60,92	81,8
FG	64	688.902	29	353.336	45,3	51,3	76,73	82,74	107,8
LE	97	790.572	30	211.818	30,9	26,8	73,06	58,79	80,5
TA	29	579.387	16	203.435	55,2	35,1	74,92	59,69	79,7
Puglia	258	4.023.957	108	1.588.936	41,9	39,5	85,41	70,44	82,5
MT	31	204.108	15	116.299	48,4	57,0	73,59	51,04	69,4
PZ	100	392.713	57	272.302	57,0	69,3	75,34	67,76	89,9
Basilicata	131	596.821	72	388.601	55,0	65,1	74,82	62,76	83,9
CS	155	733.142	71	316.067	45,8	43,1	66,74	55,64	83,4
CZ	80	368.856	34	183.201	42,5	49,7	74,59	58,52	78,5
KR	27	172.735	2	67.066	7,4	38,8	66,24	61,86	93,4
RC	97	562.692	31	85.327	32,0	15,2	62,32	47,18	75,7
VV	50	169.967	18	76.024	36,0	44,7	59,41	52,97	89,2
Calabria	409	2.007.392	156	727.685	38,1	36,3	67,38	55,67	82,6
AG	43	450.034	26	310.110	60,5	68,9	85,56	51,72	60,4
CL	22	272.167	15	108.671	68,2	39,9	74,30	51,20	68,9
CT	58	1.058.162	33	720.933	56,9	68,1	106,42	59,55	56,0
EN	20	176.496	14	137.678	70,0	78,0	84,44	55,13	65,3
ME	108	659.513	24	112.797	22,2	17,1	90,52	56,61	62,5
PA	82	1.236.799	51	306.603	62,2	24,8	81,79	56,79	69,4
RG	12	296.744	4	49.191	33,3	16,6	71,79	44,36	61,8
SR	21	396.517	10	222.912	47,6	56,2	107,85	60,83	56,4
TP	24	425.692	15	210.613	62,5	49,5	74,57	63,48	85,1
Sicilia	390	4.972.124	192	2.179.508	49,2	43,8	92,46	57,37	62,0
CA	109	762.845	60	497.631	55,0	65,2	101,97	88,40	86,7
NU	100	264.496	56	103.989	56,0	39,3	67,61	54,50	80,6
OR	78	153.125	33	52.112	42,3	34,0	58,38	45,04	77,1
SS	90	457.173	46	166.550	51,1	36,4	94,24	73,62	78,1
Sardegna	377	1.637.639	195	820.282	51,7	50,1	93,27	78,35	84,0
SUD	2.557	20.557.362	1.240	9.437.449	48,5	45,9	92,43	68,74	74,4
ITALIA	8.101	57.321.070	4.504	33.353.503	55,6	58,2	106,70	90,40	84,7

Tab. 5.4 - Medie provinciali delle componenti di costo pro-capite (Euro/abitante x anno) (segue)

PROVINCIA	Comuni Campione	Abitanti Campione	Copertura campione	Copertura campione	Produzione pro-cap. RU	%RD	Crt _{ab}	Cts _{ab}	Cac _{ab}	Cgind _{ab}	Crda _{ab}	Ctr _{ab}	Cgd _{ab}	Csl _{ab}	Cc _{ab}	Ck _{ab}	Ctot _{ab}
	N°	N°	% Comuni	% Abitanti	kg/ab.*anno		€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno	€/ab.*anno
AL	64	114.880	33,7	27,5	515	20,6	29,67	35,54	2,67	67,89	8,92	2,11	11,03	11,99	3,88	1,26	96,05
AT	62	93.228	52,5	44,6	410	17,5	26,22	60,94	0,28	87,44	5,80	2,17	7,97	7,32	1,19	0,11	104,03
BI	59	105.335	72,0	56,0	433	21,6	22,19	26,16	0,39	48,74	7,72	2,67	10,39	3,38	1,79	0,52	64,81
CN	99	210.565	39,6	37,5	460	24,6	26,94	27,87	6,44	61,25	9,15	0,39	9,54	7,29	3,21	1,63	82,92
NO	63	275.601	71,6	79,7	477	44,1	17,50	12,30	0,70	30,50	13,43	2,45	15,89	5,80	16,47	1,49	70,14
TO	166	1.587.500	52,7	73,1	538	22,4	22,22	22,19	1,03	45,44	11,79	3,85	15,64	13,35	31,22	16,22	121,87
VB	33	48.356	42,9	30,3	497	47,7	28,95	34,58	0,29	63,81	32,66	1,26	33,92	11,54	3,87	0,01	113,16
VC	58	155.526	67,4	88,1	509	16,2	26,73	35,90	1,79	64,42	9,94	0,48	10,42	16,45	2,14	0,15	93,58
Piemonte	604	2.590.991	50,1	61,2	513	24,6	22,97	24,80	1,49	49,26	11,52	2,98	14,50	11,52	21,63	10,32	107,23
AO	33	35.465	44,6	29,3	527	23,1	35,56	16,31	1,29	53,16	17,54	0,09	17,62	8,82	1,77	0,14	81,51
Valle d'A.	33	35.465	44,6	29,3	527	23,1	35,56	16,31	1,29	53,16	17,54	0,09	17,62	8,82	1,77	0,14	81,51
BG	130	625.196	53,3	63,3	450	50,7	14,02	19,70	0,88	34,59	14,35	7,44	21,79	9,29	5,16	3,46	74,29
BS	85	445.694	41,3	39,6	538	28,8	20,59	27,12	3,56	51,27	9,96	4,99	14,95	6,20	4,29	0,73	77,44
CO	102	400.829	62,6	73,7	484	32,8	20,23	37,40	1,01	58,63	10,28	3,33	13,61	12,16	3,11	0,82	88,33
CR	88	209.926	76,5	62,0	489	55,6	10,33	20,05	0,00	30,39	7,95	1,05	9,00	4,09	10,22	3,87	57,57
LC	62	246.641	68,9	78,3	484	55,3	11,91	25,77	2,66	40,34	12,11	9,52	21,62	8,77	5,08	0,82	76,64
LO	21	73.953	34,4	36,7	465	38,5	14,81	25,91	0,23	40,95	14,99	3,99	18,98	10,43	0,59	0,95	71,89
MI	146	3.076.859	77,7	82,7	526	39,2	16,13	32,36	3,44	51,93	18,76	8,06	26,82	23,98	22,87	10,68	136,28
MN	51	214.941	72,9	56,4	526	32,3	19,47	32,89	0,76	53,12	14,37	4,80	19,17	5,93	4,00	1,15	83,37
PV	134	379.116	70,5	76,2	551	22,7	18,54	41,48	1,06	61,08	11,32	1,82	13,14	15,47	6,91	2,58	99,17
SO	53	113.814	67,9	64,1	420	37,1	22,45	38,09	0,37	60,91	11,46	5,94	17,39	7,30	2,02	1,05	88,68
VA	92	489.369	65,2	59,8	498	40,9	20,19	28,87	2,77	51,83	14,45	8,12	22,57	8,51	4,16	1,68	88,73
Lombardia	964	6.276.338	62,4	68,9	510	38,9	16,81	30,70	2,51	50,03	15,42	6,73	22,15	16,44	13,69	6,20	108,51
BZ	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TN	46	108.927	20,6	22,5	596	17,2	23,23	28,17	0,38	51,77	8,49	2,20	10,69	4,50	6,40	5,46	78,83
Trentino AA	46	108.927	13,6	11,5	596	17,2	23,23	28,17	0,38	51,77	8,49	2,20	10,69	4,50	6,40	5,46	78,83
BL	42	133.863	60,9	63,6	456	24,7	24,30	37,79	0,15	62,24	11,24	1,77	13,02	10,53	7,19	2,15	95,13
PD	38	352.930	36,5	41,2	435	53,9	16,71	19,53	2,14	38,38	22,08	5,87	27,95	4,40	5,06	0,27	76,06
RO	21	148.680	42,0	61,3	558	30,4	29,54	34,53	5,66	69,74	11,80	1,85	13,65	6,93	3,83	3,31	97,45
TV	85	659.265	89,5	81,6	368	57,3	17,78	13,00	2,43	33,21	12,09	3,46	15,55	3,54	13,16	6,06	71,52
VE	29	657.255	65,9	80,8	617	27,8	45,61	41,36	2,31	89,28	14,22	7,92	22,14	23,32	25,25	7,50	167,49
VI	66	577.302	54,5	71,5	428	47,6	17,80	23,60	1,00	42,41	12,95	8,71	21,66	9,13	6,94	3,13	83,27
VR	42	511.869	42,9	61,1	486	29,0	21,14	40,79	6,86	68,79	9,24	2,48	11,71	14,60	3,33	2,70	101,12
Veneto	323	3.041.164	55,6	66,4	474	39,2	25,10	28,72	2,90	56,73	13,34	5,38	18,72	11,31	11,28	4,27	102,31
GO	13	70.102	52,0	50,6	554	21,4	21,52	29,55	8,66	59,73	17,06	1,39	18,45	12,12	2,06	1,40	93,76
PN	35	170.901	68,6	58,9	475	34,1	25,83	30,16	1,18	57,17	13,49	2,29	15,79	5,21	2,42	1,55	82,13
TS	2	222.900	33,3	92,6	470	13,1	34,88	48,36	12,41	95,65	9,50	0,00	9,50	18,97	3,85	0,37	128,33
UD	59	336.797	43,1	64,5	558	29,4	15,92	25,53	0,93	42,38	13,67	4,85	18,52	7,72	10,58	5,41	84,61
Friuli VG	109	800.700	49,8	67,2	515	25,4	23,80	33,22	4,86	61,88	12,77	2,65	15,42	10,70	6,22	2,83	97,06

Tab. 5.5 - Medie provinciali delle componenti di costo per kg di rifiuto (Eurocent/kg) (segue)

PROVINCIA	Comuni Campione	Abitanti Campione	Copertura campione	Copertura campione	Produzione pro-cap. RU	%RD	Crt _{kg}	Cts _{kg}	Cac _{kg}	Cgind _{kg}	Crd _{kg}	Ctr _{kg}	Cgd _{kg}	Csl _{kg}	Cc _{kg}	Cl _{kg}	Ctot _{kg}
	N°	N°	% Comuni	% Abitanti	kg/ab.*anno		cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg	cent/kg
AL	64	114.880	33,7	27,5	515	20,6	7,26	8,70	0,65	16,61	8,40	1,99	10,39	2,33	0,75	0,24	18,66
AT	62	93.228	52,5	44,6	410	17,5	7,74	17,99	0,08	25,81	8,10	3,03	11,13	1,78	0,29	0,03	25,35
BI	59	105.335	72,0	56,0	433	21,6	6,54	7,71	0,12	14,36	8,23	2,85	11,08	0,78	0,41	0,12	14,96
CN	99	210.565	39,6	37,5	460	24,6	7,76	8,02	1,86	17,64	8,09	0,35	8,43	1,58	0,70	0,35	18,01
NO	63	275.601	71,6	79,7	477	44,1	6,56	4,61	0,26	11,43	6,39	1,17	7,56	1,22	3,45	0,31	14,70
TO	166	1.587.500	52,7	73,1	538	22,4	5,33	5,32	0,25	10,90	9,77	3,19	12,96	2,48	5,81	3,02	22,67
VB	33	48.356	42,9	30,3	497	47,7	11,14	13,31	0,11	24,56	13,77	0,53	14,31	2,32	0,78	0,00	22,77
VC	58	155.526	67,4	88,1	509	16,2	6,27	8,42	0,42	15,11	12,05	0,58	12,63	3,23	0,42	0,03	18,40
Piemonte	604	2.590.991	50,1	61,2	513	24,6	5,94	6,42	0,38	12,74	9,14	2,37	11,51	2,25	4,22	2,01	20,92
AO	33	35.465	44,6	29,3	527	23,1	8,77	4,02	0,32	13,11	14,42	0,07	14,50	1,67	0,34	0,03	15,47
Valle d'A.	33	35.465	44,6	29,3	527	23,1	8,77	4,02	0,32	13,11	14,42	0,07	14,50	1,67	0,34	0,03	15,47
BG	130	625.196	53,3	63,3	450	50,7	6,31	8,87	0,40	15,58	6,29	3,26	9,56	2,06	1,15	0,77	16,51
BS	85	445.694	41,3	39,6	538	28,8	5,38	7,08	0,93	13,39	6,42	3,22	9,64	1,15	0,80	0,14	14,39
CO	102	400.829	62,6	73,7	484	32,8	6,22	11,50	0,31	18,03	6,48	2,10	8,58	2,51	0,64	0,17	18,26
CR	88	209.926	76,5	62,0	489	55,6	4,76	9,24	0,00	14,00	2,92	0,39	3,31	0,84	2,09	0,79	11,77
LC	62	246.641	68,9	78,3	484	55,3	5,50	11,90	1,23	18,64	4,52	3,56	8,08	1,81	1,05	0,17	15,83
LO	21	73.953	34,4	36,7	465	38,5	5,18	9,06	0,08	14,32	8,37	2,23	10,60	2,24	0,13	0,20	15,46
MI	146	3.076.859	77,7	82,7	526	39,2	5,04	10,12	1,07	16,24	9,10	3,91	13,02	4,56	4,35	2,03	25,92
MN	51	214.941	72,9	56,4	526	32,3	5,47	9,24	0,21	14,92	8,46	2,83	11,29	1,13	0,76	0,22	15,85
PV	134	379.116	70,5	76,2	551	22,7	4,35	9,73	0,25	14,33	9,04	1,45	10,49	2,81	1,25	0,47	17,98
SO	53	113.814	67,9	64,1	420	37,1	8,50	14,43	0,14	23,07	7,35	3,81	11,16	1,74	0,48	0,25	21,11
VA	92	489.369	65,2	59,8	498	40,9	6,87	9,82	0,94	17,63	7,09	3,99	11,08	1,71	0,84	0,34	17,83
Lombardia	964	6.276.338	62,4	68,9	510	38,9	5,40	9,85	0,81	16,05	7,76	3,39	11,15	3,22	2,68	1,22	21,26
BZ	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TN	46	108.927	20,6	22,5	596	17,2	4,71	5,71	0,08	10,49	8,27	2,15	10,41	0,76	1,07	0,92	13,22
Trentino AA	46	108.927	13,6	11,5	596	17,2	4,71	5,71	0,08	10,49	8,27	2,15	10,41	0,76	1,07	0,92	13,22
BL	42	133.863	60,9	63,6	456	24,7	7,07	11,00	0,04	18,11	9,98	1,57	11,55	2,31	1,58	0,47	20,85
PD	38	352.930	36,5	41,2	435	53,9	8,33	9,74	1,07	19,14	9,43	2,51	11,93	1,01	1,16	0,06	17,49
RO	21	148.680	42,0	61,3	558	30,4	7,61	8,89	1,46	17,96	6,94	1,09	8,03	1,24	0,69	0,59	17,45
TV	85	659.265	89,5	81,6	368	57,3	11,31	8,27	1,55	21,13	5,73	1,64	7,38	0,96	3,58	1,65	19,44
VE	29	657.255	65,9	80,8	617	27,8	10,24	9,29	0,52	20,05	8,30	4,62	12,92	3,78	4,09	1,22	27,16
VI	66	577.302	54,5	71,5	428	47,6	7,94	10,52	0,45	18,91	6,35	4,27	10,62	2,13	1,62	0,73	19,45
VR	42	511.869	42,9	61,1	486	29,0	6,13	11,83	1,99	19,95	6,55	1,76	8,31	3,01	0,68	0,55	20,82
Veneto	323	3.041.164	55,6	66,4	474	39,2	8,71	9,96	1,01	19,68	7,19	2,90	10,09	2,39	2,38	0,90	21,59
GO	13	70.102	52,0	50,6	554	21,4	5,27	7,24	2,12	14,63	14,39	1,17	15,56	2,19	0,37	0,25	16,91
PN	35	170.901	68,6	58,9	475	34,1	8,25	9,63	0,38	18,26	8,32	1,41	9,74	1,10	0,51	0,33	17,28
TS	2	222.900	33,3	92,6	470	13,1	8,54	11,84	3,04	23,42	15,50	0,00	15,50	4,04	0,82	0,08	27,33
UD	59	336.797	43,1	64,5	558	29,4	4,05	6,49	0,24	10,77	8,33	2,95	11,28	1,39	1,90	0,97	15,17
Friuli VG	109	800.700	49,8	67,2	515	25,4	6,24	8,70	1,27	16,21	9,74	2,02	11,76	2,08	1,21	0,55	18,84

Tab. 5.19 - Costi della raccolta differenziata della frazione organica putrescibile (segue)

PROVINCIA	Comuni campione	Abitanti campione	Quantità totale	Costi totali	Raccolta pro-capite	Costo _{ab}	Costo _{kg}
	N°	N°	Tonn.	€	Kg/ab.*anno	€/ab.*anno	Cent/kg
AL	5	108.260	1.377,8	792.255	12,7	7,32	57,50
BI	14	80.373	1.391,2	909.450	17,3	11,32	65,37
CN	1	9.779	579,7	35.142	59,3	3,59	6,06
NO	14	47.160	2.919,0	422.981	61,9	8,97	14,49
TO	31	1.112.454	18.408,2	2.364.253	16,5	2,13	12,84
VB	3	3.814	211,2	22.626	55,4	5,93	10,71
Piemonte	68	1.361.840	24.887,1	4.546.707	18,3	3,34	18,27
BG	50	380.753	23.006,9	3.855.091	60,4	10,12	16,76
BS	11	120.206	3.541,7	543.796	29,5	4,52	15,35
CO	2	5.634	242,1	33.930	43,0	6,02	14,02
CR	20	126.010	3.164,3	603.721	25,1	4,79	19,08
LC	35	190.413	9.129,4	1.800.204	47,9	9,45	19,72
LO	5	23.110	1.558,8	182.634	67,5	7,90	11,72
MI	134	2.741.420	120.413,1	21.552.399	43,9	7,86	17,90
PV	14	105.385	402,8	84.861	3,8	0,81	21,07
SO	14	42.523	897,9	232.067	21,1	5,46	25,84
VA	15	230.152	10.446,6	1.946.727	45,4	8,46	18,63
Lombardia	300	3.965.606	172.803,6	30.835.430	43,6	7,78	17,84
TN	30	169.985	2.739,3	273.603	16,1	1,61	9,99

**Spese governative di R&S energetica in Italia per settore.
Anni 1990-2000 (miliardi di lire)¹⁰.**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Risparmio ed efficienza energetica	60,8	87,4	93,3	88,4	90,5	32,6	44,8
Petrolio e gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carbone	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale fossili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solare	18,4	36,1	32,5	39,6	35,0	31,8	38,0
Eolico	38,9	16,4	18,1	10,7	10,5	4,3	1,0
Maree	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomassa	4,4	15,9	16,8	13,2	15,3	4,7	4,2
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Idroelettrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale energie rinnovabili	61,7	68,4	67,4	63,5	60,8	40,8	43,2
Fissione nucleare (rifiuti e sicurezza)	115,0	67,7	64,3	65,0	60,0	96,0	89,8
Fusione nucleare	153,3	112,9	129,5	130,0	128,0	95,5	117,4
Totale nucleare	268,3	180,6	193,7	195,0	188,0	191,5	207,2
Tecnologie di generazione e storage	39,8	25,6	27,7	26,1	28,0	16,9	23,6
Altre tecnologie e ricerca energetica	368,1	110,0	78,5	56,6	62,7	81,2	62,1
Totale R&S energetica	798,6	472,0	460,6	429,6	430,0	363,1	380,9

Fonte: ENEA

¹⁰ Come si può notare il peso del nucleare, nonostante l'esito del Referendum popolare, è ancora molto rilevante a discapito della Fonti Rinnovabili. Altrettanto inquietante il costante calo dei finanziamenti per la ricerca.

Tabella 2.17: Costi esterni della produzione di energia (centesimi di euro/grammo di inquinante emesso)

Inquinante	Minimo	Medio	Massimo
SO ₂	0,568	0,790	1,088
NO _x	0,506	0,770	1,069
Particolato	0,599	0,935	1,833
CO ₂ ^(*)	1,033	3,099	4,648

Fonte: Elaborazione ENEA-RIE su dati ExternE, 1998

LEGENDA:

(*) valori espressi in centesimi di euro/chilogrammo di inquinante emesso

		Carbon Value : Marginal Abatement Cost in Eur per ton of Carbon avoided																	
		1990	0	1	2	5	10	20	40	70	110	160	220	290	370	460	560	700	900
CO ₂ Emissions (Mtn CO ₂)	AU	58.0	58.1	58.0	58.0	57.8	57.2	56.1	54.3	52.5	49.8	47.6	45.9	44.3	41.9	40.7	37.9	34.2	30.9
	BE	104.8	122.9	122.7	122.5	121.8	121.0	119.6	117.7	114.6	111.2	106.7	102.0	96.9	90.2	84.8	79.5	72.9	66.0
	DK	52.7	54.9	54.8	54.8	54.6	54.3	53.0	50.9	47.8	45.0	41.7	39.1	37.0	34.3	32.3	28.9	25.8	23.5
	FI	51.3	72.3	72.2	72.0	71.1	70.0	68.8	64.6	57.2	54.8	51.3	46.3	42.7	39.7	37.2	34.1	31.0	28.0
	FR	352.4	393.3	392.8	391.6	390.9	388.7	384.2	372.6	360.4	347.6	341.4	323.3	306.1	286.3	270.8	249.6	219.8	192.5
	GE	951.6	839.2	835.9	835.8	833.2	820.8	807.3	780.7	761.1	731.6	691.8	653.7	616.3	582.4	552.1	526.3	496.1	464.1
	GR	70.9	109.4	108.4	108.4	108.3	107.9	107.4	96.7	95.0	92.6	90.0	87.1	83.7	80.0	77.6	75.8	73.0	70.6
	IR	30.1	42.8	42.7	42.7	42.6	42.4	41.8	40.1	38.4	36.9	34.4	32.3	30.5	28.7	27.0	25.7	24.1	22.3
	IT	388.0	429.9	429.2	429.1	428.6	426.2	421.1	409.3	387.9	373.2	361.2	347.6	333.7	319.4	305.2	287.1	261.9	234.9
	NL	153.0	207.1	206.1	205.5	203.3	200.5	197.6	192.4	187.6	183.1	177.9	170.6	162.3	153.1	145.7	138.2	129.9	118.7
	PO	39.1	64.6	64.5	64.5	64.1	63.6	62.7	61.9	59.7	56.6	50.1	47.5	45.3	42.7	39.6	37.3	34.3	31.2
	SP	201.9	275.1	274.8	274.6	273.9	273.3	269.4	262.4	243.3	234.9	223.8	208.9	193.3	182.4	173.0	161.1	148.5	130.5
	SV	50.0	69.2	68.9	69.0	68.9	67.7	66.8	64.4	62.1	57.4	54.4	50.4	47.7	44.9	41.7	37.7	32.7	29.0
	UK	566.9	572.3	571.5	563.4	560.9	555.4	549.0	537.5	521.3	502.4	483.1	460.8	434.6	407.3	385.6	359.3	331.2	296.2
EU14	3067.5	3311.1	3302.7	3291.9	3280.2	3248.9	3205.1	3105.5	2988.9	2877.1	2755.3	2615.6	2474.5	2333.2	2213.3	2078.5	1915.4	1738.4	
		Emission Reduction Target : % Change of emissions in 2010 compared to 1990																	
CO ₂ Change from 1990	AU	5.7	5.6	5.5	5.2	4.1	2.1	-1.1	-4.5	-8.4	-13.4	-16.4	-19.3	-23.7	-25.9	-31.1	-37.9	-43.7	
	BE	17.4	17.2	17.0	16.3	15.5	14.2	12.3	9.4	6.2	1.9	-2.6	-7.5	-13.9	-19.1	-24.1	-30.4	-37.0	
	DK	4.3	4.1	4.1	3.6	3.1	0.6	-3.4	-9.3	-14.6	-20.8	-25.7	-29.7	-34.9	-38.7	-45.1	-51.0	-55.4	
	FI	40.8	40.6	40.2	38.5	36.4	34.1	25.8	11.5	6.7	-0.2	-9.9	-16.8	-22.7	-27.6	-33.7	-39.6	-45.4	
	FR	11.6	11.4	11.1	10.9	10.3	9.0	5.7	2.3	-1.4	-3.1	-8.3	-13.2	-18.8	-23.2	-29.2	-37.6	-45.4	
	GE	-11.8	-12.2	-12.2	-12.4	-13.7	-15.2	-18.0	-20.0	-23.1	-27.3	-31.3	-35.2	-38.8	-42.0	-44.7	-47.9	-51.2	
	GR	54.3	52.9	52.9	52.7	52.1	51.4	36.3	34.0	30.7	26.9	22.8	18.1	12.9	9.4	7.0	3.0	-0.4	
	IR	42.6	42.2	42.1	41.8	41.1	39.2	33.3	27.9	22.9	14.5	7.6	1.6	-4.4	-10.1	-14.6	-19.7	-25.9	
	IT	10.8	10.6	10.6	10.5	9.9	8.5	5.5	0.0	-3.8	-6.9	-10.4	-14.0	-17.7	-21.3	-26.0	-32.5	-39.5	
	NL	35.4	34.7	34.3	32.8	31.0	29.1	25.8	22.6	19.7	16.2	11.5	6.1	0.0	-4.7	-9.7	-15.1	-22.4	
	PO	65.4	65.2	65.1	64.2	62.7	60.7	58.5	52.9	45.0	28.2	21.5	16.0	9.2	1.4	-4.5	-12.3	-20.1	
	SP	36.3	36.1	36.0	35.7	35.4	33.5	30.0	20.5	16.4	10.9	3.5	-4.3	-9.7	-14.3	-20.2	-26.4	-35.3	
	SV	38.4	37.9	38.1	37.9	35.4	33.7	28.8	24.2	14.8	8.8	0.8	-4.6	-10.1	-16.5	-24.5	-34.5	-42.0	
	UK	0.9	0.8	-0.6	-1.1	-2.0	-3.2	-5.2	-8.0	-11.4	-14.8	-18.7	-23.3	-28.2	-32.0	-36.6	-41.6	-47.8	
EU14	7.9	7.7	7.3	6.9	5.9	4.5	1.2	-2.6	-6.2	-10.2	-14.7	-19.3	-23.9	-27.8	-32.2	-37.6	-43.3		
		CO ₂ emissions avoided in 2010																	
CO ₂ Emissions (Mtn CO ₂)	AU	0.0	0.1	0.1	0.3	0.9	2.0	3.8	5.6	8.3	10.5	12.2	13.8	16.2	17.4	20.2	23.9	27.2	
	BE	0.0	0.2	0.4	1.1	2.0	3.3	5.3	8.4	11.7	16.2	20.9	26.0	32.7	38.2	43.4	50.0	56.9	
	DK	0.0	0.1	0.1	0.3	0.6	1.9	4.1	7.2	9.9	13.2	15.8	17.9	20.6	22.6	26.0	29.1	31.4	
	FI	0.0	0.1	0.3	1.2	2.2	3.4	7.7	15.1	17.5	21.0	26.0	29.6	32.6	35.1	38.2	41.3	44.3	
	FR	0.0	0.5	1.7	2.4	4.6	9.0	20.7	32.8	45.7	51.9	70.0	87.2	107.0	122.5	143.7	173.5	200.8	
	GE	0.0	3.3	3.4	6.0	18.4	31.9	58.5	78.1	107.7	147.4	185.5	222.9	256.8	287.1	312.9	343.1	375.1	
	GR	0.0	1.0	1.0	1.1	1.5	2.1	12.7	14.4	16.8	19.4	22.3	25.7	29.4	31.8	33.6	36.4	38.8	
	IR	0.0	0.1	0.1	0.2	0.4	1.0	2.8	4.4	5.9	8.4	10.5	12.3	14.1	15.8	17.2	18.7	20.6	
	IT	0.0	0.6	0.8	1.2	3.6	8.8	20.5	42.0	56.6	68.7	82.3	96.2	110.5	124.7	142.7	168.0	195.0	
	NL	0.0	1.0	1.6	3.8	6.7	9.5	14.7	19.6	24.0	29.2	36.5	44.8	54.0	61.4	68.9	77.2	88.4	
	PO	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.8	2.7	4.9	8.0	14.5	17.1	19.3	21.9	25.0	27.3	30.3	33.4	
	SP	0.0	0.3	0.5	1.2	1.9	5.7	12.7	31.8	40.2	51.3	66.2	81.9	92.7	102.1	114.0	126.6	144.6	
	SV	0.0	0.3	0.2	0.2	1.5	2.4	4.8	7.1	11.8	14.8	18.8	21.5	24.3	27.5	31.4	36.4	40.2	
	UK	0.0	0.8	8.9	11.3	16.9	23.2	34.7	51.0	69.9	89.2	111.4	137.7	165.0	186.7	212.9	241.1	276.1	
EU14	0.0	8.4	19.2	30.9	62.2	106.0	205.6	322.2	434.0	555.8	695.5	836.5	977.8	1097.8	1232.6	1395.7	1572.7		

Emissioni

Emissioni di moderni impianti di incenerimento¹¹

<i>Ingolstadt (D)</i>		<i>Zurigo Hagenholz (CH)</i>		<i>Vienna Spittelau (Austria)</i>	
1. potenzialità: 185.000 t/a		1. potenzialità: 200.000 t/a		1. potenzialità: 260.000 t/a	
2. Trattamento fumi elettrofiltro scrubber a due stadi carboni attivi filtro a manica		2. Trattamento fumi elettrofiltro scrubber 3 stadi SCR (De-NOx catalitico)		2. Trattamento fumi elettrofiltro scrubber 2 stadi SCR (De-NOx catalitico)	
3. emissioni (mg/m3) - 1996		3. emissioni (mg/m3) - 1994		3. emissioni (mg/m3) - 1994	
polveri	< 0.4	polveri	0,9	polveri	0.7
C totale	< 1	C org.		C org.	0.5
HCl	<0,2	HCl	0,25	HCl	2.5
SO ₂	< 11	SO ₂	9,75	SO ₂	6.2
CO	11.2	CO	21,5.	CO	33.3
NOx	416 (senza De- Nox)	NOx	42,5	NOx	26.9
Cd+Ti	<0.001	Cd	0,001	Cd	0.001
Hg	<0.001	Hg	0,013	Hg	0.004
Altri metalli	0.016	Altri metalli	0,1	Altri metalli	<0.1
diossine	< 0,004 ngTE	diossine	<0.1 ngTE	diossine	0.037 ng TE

<i>Bonn (D)</i>		<i>Darmstadt (D)</i>		<i>Amburgo (D)</i>	
1. potenzialità: 180.000 t/a		1. potenzialità: 150.000 t/a		1. potenzialità: 330.000 t/a	
2. Trattamento fumi De-NOx non catalitico spray dryer elettrofiltro scrubber a tre stadi carboni attivi		2. Trattamento fumi ciclone elettrofiltro spray-dryer scrubber a tre stadi De-NOx catalitico a due stadi		2. Trattamento fumi De-NOx non catalitico carboni attivi filtro a manica scrubber 3 stadi elettrofiltro a umido	
3. emissioni (mg/m3) - 1995		3. emissioni (mg/m3) - 1994		3. emissioni (mg/m3) - 1995	
polveri	< 0.5	polveri	1.6	polveri	< 0.3
C org.	<0,5	C org.	1.6	C _{org}	0,1
HCl	< 0,5	HCl	0.1	HCl	0,8
SO ₂	< 2	SO ₂	8.5	SO ₂	4
CO	5	CO	15.7	CO	5
NOx	80	NO _x	150	NO _x	95
Cd+Ti	<0.0002	Cd/Tl	< 0.5	Cd + Tl	<< 0.001
Hg	<0.02	Hg	< 0.5	Hg	<< 0.01
		HF	0.01	HF	0,08
diossine	0,003 ngTE	diossine	0.04 ngTE	diossine	0.025 ngTE

¹¹ Alcune tabelle sono tratte dal Piano di smaltimento della Provincia di torino, 1999.

		riciclo carta,	ric. carta, deinking	carta evitata	riciclo plastica	plastica vergine	riciclo vetro	vetro vergine	riciclo acciaio	acciaio vergine	riciclo alluminio	alluminio vergine
--	--	----------------	----------------------	---------------	------------------	------------------	---------------	---------------	-----------------	-----------------	-------------------	-------------------

en elet.	MJ	180	3.590	2.550	612	7.180	2.500	2.783	13.747	4.997	3.463	109.997
total	MJ	10.150	15.320	36.210	684	37.914	11.170	11.907	20.283	35.767	8.243	168.243
feedstock	MJ	16940	17270	15060	0	47935	0	0	0	0	0	0

emissioni in aria

CO2 fossil	kg	586,0E+0	380,0E+0	860,0E+0	343,2E+0	2,3E+3	579,0E+0	1,2E+3	1,3E+3	3,0E+3	403,3E+0	7,0E+3
SO2	kg	538,0E-3	2,7E+0	3,4E+0	1,2E+0	26,3E+0	744,0E-3	7,0E+0	3,1E+0	6,2E+0	1,4E+0	50,1E+0
NOx	kg	901,0E-3	2,3E+0	3,7E+0	679,7E-3	16,7E+0	3,0E+0	395,3E-3	2,9E+0	4,5E+0	890,0E-3	14,7E+0
Cd	kg	1,3E-6	7,6E-6	13,2E-6	14,4E-6	16,5E-6	9,1E-6	13,6E-6	10,0E-6	110,0E-6	3,8E-6	241,3E-6
Hg	kg	17,7E-6	4,7E-6	21,3E-6	8,6E-6	34,5E-6	2,3E-6	847,4E-9	36,7E-6	20,0E-6	8,4E-6	99,1E-6
Ni	kg	55,7E-6	326,0E-6	439,0E-6	958,7E-6	974,0E-6	367,0E-6	530,2E-6	343,3E-6	1,8E-3	206,7E-6	7,7E-3
Pb	kg	7,7E-6	38,3E-6	52,0E-6	125,9E-6	84,2E-6	35,5E-3	35,8E-3	9,5E-3	4,6E-3	28,0E-6	944,7E-6
Σmetalli	kg	1,6E-3	7,8E-3	8,4E-3	1,5E-3	4,7E-3	3,6E-3	6,0E-3	37,1E-3	25,6E-3	6,8E-3	203,0E-3

emissioni in acqua

TOC	kg	275,0E-3	3,0E+0	306,0E-3	69,6E-3	219,0E-3	81,9E-3	54,9E-3	147,3E-3	149,0E-3	113,0E-3	691,3E-3
COD	kg	9,2E-3	8,3E+0	36,9E+0	7,4E-3	1,5E+0	7,8E-3	14,7E-3	465,0E-3	465,0E-3	1,7E-3	76,4E-3
NH3- N	kg	806,0E-6	18,2E-3	5,8E-3	3,3E-3	56,7E-3	10,6E-3	75,6E-3	7,0E-3	8,0E-3	2,2E-3	70,7E-3
NO3	kg	791,0E-3	837,0E-3	743,0E-3	3,6E-3	8,3E-3	5,7E-3	7,8E-3	8,6E-3	6,1E-3	2,3E-3	84,4E-3
PO4	kg	724,0E-6	24,2E-3	4,1E-3	5,2E-3	5,4E-3	1,0E-3	1,8E-3	48,7E-3	146,7E-3	3,1E-3	133,8E-3
Cl	kg	268,0E-3	17,4E+0	3,0E+0	2,5E+0	215,0E-3	8,5E+0	199,9E+0	5,8E+0	14,2E+0	1,1E+0	47,1E+0
AOX	kg	3,6E-6	17,2E-3	498,0E-3	000,0E+0	67,4E-6	29,2E-6	39,4E-6	10,0E-6	510,0E-6	5,8E-6	199,3E-6
As	kg	24,7E-6	134,0E-6	140,0E-6	176,2E-6	264,0E-6	38,9E-6	67,8E-6	603,3E-6	3,9E-3	120,0E-6	4,5E-3
Cr	kg	151,0E-6	681,0E-6	726,0E-6	901,1E-6	1,8E-3	232,0E-6	386,0E-6	3,3E-3	19,6E-3	533,3E-6	22,7E-3

Hg	kg	908,0E-9	189,0E-9	1,0E-6	329,6E-9	2,1E-6	200,0E-9	-163,2E-9	20,0E-6	20,0E-6	413,3E-9	4,1E-6
----	----	----------	----------	--------	----------	--------	----------	-----------	---------	---------	----------	--------

**EMISSIONI ATMOSFERICHE SPECIFICHE (SUL SITO)
PER TONNELLATA DI RIFIUTO SMALTITA**

		incenerimen- to	trattamento aerobico (com- post., stabiliz- zaz.)	discarica rsu tal quale	smaltimento Fos
CO2 bio	kg	625,600	nv	402,577	268,152
CO2 fossil	kg	678,837	0,000	3,333	0,328
CO	g	38,534	1.500,000	816,706	94,875
SOx come SO2	g	17,207	1,200	8,187	1,487
H2S	g	0,000	0,000	2,313	0,430
NOx come NO2	g	809,206	0,000	38,890	6,817
N2O	g	0,000	2,500	0,000	0,000
NH3	g	77,067	17,000	0,000	0,000
P	g	0,297	0,000	0,000	0,000
polveri	g	20,740	0,000	0,000	0,000
Cl come HCl	g	58,131	2,000	9,051	2,092
Br come HBr	g	0,323	0,000	0,000	0,000
F come HF	g	0,583	0,200	0,194	0,030
CH4 bio	g	0,000	0,000	28,957	5,010
CH4 fossil	g	0,771	0,000	0,000	0,000
NMVOC, nd	g	7,707	0,000	181,076	24,411
HC aromatici nd	mg	0,0	10.000,0	1,7	0,3
benzene	mg	154,1	200,0	1,7	0,3
HC alogenati nd	mg	0,0	500,0	6,4	1,1
IPA (totali)	mg	0,03083	0,00002	0E+00	0E+00
PCDD/F TEQ	nanog	77,1	10,0	0,000	0,000
Cd	mg	6,0	25,0	0,0	0,0
Cu	mg	713,3	5,0	0,0	0,0
Hg	mg	11,9	125,0	0,0	0,0
Mn	mg	5,3	5,0	0,0	0,0
Ni	mg	1,9	25,0	0,0	0,0
Pb	mg	1.847,7	125,0	0,0	0,0
Zn	mg	4.327,1	75,0	0,0	0,0

Nota: i valori relativi all'incenerimento - con una tecnologia media - sono sostanzialmente equivalenti sia per combustione del rifiuto residuo che per combustione della frazione secca.

Fattori di emissioni di diossine (TEQ¹²) in confronto¹³

<i>Attività</i>	<i>Fattore</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Riferimenti e note</i>
Termodistruzione			
RSU impianti vecchi	120 - 300	µg/ton RSU	DI IAR, 1996
RSU impianti attuali	0,6 - 50	µg/ton RSU	DI IAR, 1996
RSU impianti avanzati	< 0,6	µg/ton RSU	Standard 0,1 ngm ⁻³
Gas di scarico (1)	0,002 - 0,5	µg/ton RSU	Eduljee e Dyke, 1996
Ospedalieri	20 - 200	µg/ton RO	Eduljee e Dyke, 1996
Fanghi di fogna	9,0 - 77	µg/ton fango secco	Eduljee e Dyke, 1996
Rifiuti chimici	mag ¹⁴ - 30	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996

(1) Produzione specifica di fumi assunta per la valutazione: 6000 Nm³/ton di RSU

<i>Attività</i>	<i>Fattore</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Riferimenti e note</i>
Combustioni fisse			
Carbone industria	0,04 - 4,8	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996
Carbone domestico	2,0 - 9,0	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996
Legno industria (2)	1,0 - 19	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996
Legno domestico (2)	1,0 - 50	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996
Paglia	17 - 50	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996
Pneumatici	18	µg/ton	Eduljee e Dyke, 1996

(2) Lindquist, 1985.

¹² La tossicità equivalente (TEQ) è stimata da PCDD+PCDF totali (Cernuschi et al., 1996).

¹³ Fonte: Dr. Carlo Coco

¹⁴ La dicitura deve intendersi come minima concentrazione rilevabile.

Emissioni nazionali di biossido di carbonio (CO₂) e disaggregazione settoriale secondo la classificazione IPCC - Anni 1990-2001 (milioni di tonnellate).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
1 - Settore energetico	402,72	402,80	402,03	395,83	391,02	415,48	412,48	417,70	429,07	434,34	437,85	437,34
A Processi di combustione	401,72	402,04	401,23	394,90	389,96	414,43	411,42	416,60	427,87	433,14	436,56	436,04
1 Industrie energetiche	138,96	134,86	134,71	125,80	129,00	142,79	139,23	142,25	150,34	149,38	157,83	155,28
2 Industria manifatturiera ed edilizia	84,03	80,64	80,13	80,30	81,03	83,20	80,97	83,87	80,06	81,08	80,10	77,10
3 Trasporti	102,02	104,56	108,90	110,61	110,51	112,24	113,35	115,15	118,98	120,02	120,57	125,19
4 Altri settori (civile, agricoltura e pesca)	75,66	80,80	76,22	76,75	67,96	74,76	76,70	73,80	77,45	81,55	77,24	78,12
5 Altro (consumi militari)	1,04	1,19	1,28	1,44	1,46	1,44	1,18	1,53	1,04	1,11	0,81	0,35
B Emissioni da perdite di combustibile	1,00	0,76	0,80	0,93	1,06	1,05	1,05	1,11	1,20	1,20	1,29	1,30
1 Combustibili solidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 Petrolio e metano	1,00	0,76	0,80	0,93	1,06	1,05	1,05	1,11	1,20	1,20	1,29	1,30
2 - Processi industriali	22,82	22,55	23,21	20,16	19,41	20,93	19,19	19,40	19,58	20,13	20,86	21,27
A Prodotti minerali	18,22	18,17	18,90	16,64	16,33	17,77	16,30	16,51	16,72	17,49	18,06	18,47
B Industria chimica	2,24	2,11	2,13	1,35	0,96	0,94	0,64	0,72	0,67	0,59	0,67	0,69
C Produzione di metalli	1,80	1,67	1,50	1,54	1,53	1,66	1,67	1,66	1,63	1,48	1,59	1,58
D Altre produzioni (ind. cartaria e alimentare)	0,55	0,60	0,68	0,62	0,59	0,56	0,58	0,51	0,57	0,58	0,54	0,52
E Produzione di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F Consumo di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - Uso di solventi	1,73	1,72	1,63	1,56	1,51	1,47	1,43	1,42	1,36	1,35	1,33	1,26
4 - Agricoltura	0											
5 - Cambiamenti uso del suolo e foreste	-23,53	-23,18	-21,82	-20,69	-19,45	-19,60	-20,22	-17,76	-17,43	-17,71	-15,63	-18,65
A Cambiamenti nelle foreste e negli altri accumuli di biomassa legnosa	-28,61	-28,96	-28,31	-27,42	-26,98	-27,32	-27,89	-27,26	-25,75	-25,67	-25,54	-27,11
B Conversione di foreste e praterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C Abbandono di terreni coltivati	-0,10	-0,10	-0,12	-0,13	-0,14	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,16	-0,15
D Emissioni e assorbimenti di CO ₂ dal suolo	5,17	5,88	6,61	6,86	7,67	7,87	7,82	9,64	8,47	8,11	10,07	8,61
E Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 - Rifiuti	0,91	0,90	0,92	0,99	1,03	1,11	1,02	1,00	1,08	0,76	0,92	0,89
A Discariche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Trattamento acque reflue	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C Incenerimento di rifiuti	0,91	0,90	0,92	0,99	1,03	1,11	1,02	1,00	1,08	0,76	0,92	0,89
D Altro (compostaggio)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 - Altro	0											
TOTALE	404,65	404,80	405,97	397,85	393,52	419,39	413,90	421,76	433,66	438,87	445,33	442,11

Fonte: APAT

Emissioni nazionali di metano (CH₄) e disaggregazione settoriale secondo la classificazione IPCC - Anni 1990-2001 (migliaia di tonnellate).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
1 - Settore energetico	397,07	393,11	388,28	374,97	372,24	364,62	361,01	359,11	351,68	352,09	347,30	327,22
A Processi di combustione: metodo sett.	74,10	77,46	80,48	80,61	83,02	87,18	87,25	89,37	82,78	86,46	83,09	82,03
1 Industrie energetiche	15,13	14,78	14,42	14,28	14,05	16,32	16,41	17,24	12,10	13,32	12,66	12,71
2 Industria manifatturiera ed edilizia	6,82	6,69	6,41	6,56	6,48	6,89	6,34	6,76	6,55	6,38	6,53	4,69
3 Trasporti	36,77	38,98	41,99	42,98	44,11	45,05	45,82	44,78	43,42	43,50	39,80	38,21
4 Altri settori (civile, agricoltura e pesca)	15,20	16,83	17,46	16,57	18,16	18,70	18,49	20,24	20,54	23,09	23,98	26,33
5 Altro (consumi militari)	0,17	0,19	0,20	0,22	0,21	0,22	0,19	0,35	0,16	0,18	0,13	0,09
B Emissioni da perdite di combustibile	322,97	315,65	307,80	294,36	289,22	277,44	273,76	269,74	268,90	265,62	264,21	245,19
1 Combustibili solidi	5,58	5,25	4,91	3,86	3,39	3,07	2,88	2,85	2,63	2,52	3,05	3,05
2 Petrolio e metano	317,39	310,40	302,89	290,50	285,83	274,37	270,88	266,89	266,27	263,10	261,15	242,14
2 - Processi industriali	5,76	5,56	5,42	5,45	5,69	6,04	5,53	5,83	5,86	5,72	5,78	5,45
A Prodotti minerali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Industria chimica	3,05	3,04	2,99	2,86	3,11	3,34	3,14	3,21	3,34	3,26	3,17	2,96
C Produzione di metalli	2,71	2,51	2,43	2,59	2,58	2,71	2,39	2,61	2,52	2,46	2,61	2,49
D Altre produzioni (ind. cartaria e alimentare)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E Produzione di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F Consumo di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - Uso di solventi	0											
4 - Agricoltura	913,78	921,25	890,88	882,18	887,74	901,18	894,80	891,84	882,29	867,55	862,25	871,05
A Fermentazione enterica	648,81	660,72	632,29	620,02	628,62	636,05	628,34	627,05	619,11	607,95	603,48	608,60
B Deiezioni	191,08	189,68	184,34	182,73	178,25	183,15	185,04	185,04	186,80	183,89	183,27	187,91
C Coltivazione del riso	73,26	70,17	73,58	78,81	80,24	81,36	80,78	79,18	75,73	75,08	74,93	74,01
D Terreni agricoli	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E Incendi savana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F Combustione di rifiuti agricoli	0,62	0,68	0,66	0,64	0,64	0,62	0,64	0,57	0,64	0,62	0,58	0,53
G Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - Cambiamenti uso del suolo e foreste	0											
6 - Rifiuti	524,31	540,47	492,66	496,03	511,04	530,87	534,49	537,32	528,20	523,07	524,97	530,56
A Discariche	453,64	461,26	415,16	419,26	435,35	455,08	459,98	460,54	452,76	444,53	449,25	455,02
B Trattamento acque reflue	63,05	64,46	65,92	64,18	63,89	62,89	63,64	63,53	63,66	64,11	63,72	63,23
C Incenerimento di rifiuti	7,60	14,73	11,56	12,57	11,77	12,87	10,86	13,20	11,72	14,35	11,91	12,20
D Altro (compostaggio)	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,05	0,06	0,07	0,10	0,10
7 - Altro	0											
TOTALE	1.840,92	1.860,39	1.777,24	1.758,63	1.776,71	1.802,71	1.795,83	1.794,10	1.768,03	1.748,43	1.740,30	1.734,28

Fonte: APAT

Emissioni nazionali di protossido di azoto (N₂O) e disaggregazione settoriale secondo la classificazione IPCC - Anni 1990-2001 (migliaia di tonnellate).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
1 - Settore energetico	28,93	28,81	27,99	27,70	27,15	29,07	29,34	29,56	30,09	32,02	32,18	32,61
A Processi di combustione: metodo sett.	28,93	28,81	27,99	27,70	27,15	29,07	29,34	29,56	30,09	32,02	32,18	32,61
1 Industrie energetiche	7,36	7,14	6,64	6,36	6,63	7,16	6,90	6,80	6,66	6,57	6,87	7,84
2 Industria manifatturiera ed edilizia	4,71	4,64	4,68	4,43	4,39	4,48	4,44	4,49	4,49	4,60	4,65	3,42
3 Trasporti	5,58	5,63	5,81	6,05	6,46	7,03	7,58	8,13	9,18	9,91	10,26	11,14
4 Altri settori (civile, agricoltura e pesca)	11,05	11,17	10,63	10,59	9,42	10,19	10,25	9,92	9,59	10,80	10,25	10,18
5 Altro (consumi militari)	0,23	0,24	0,24	0,28	0,25	0,21	0,18	0,22	0,17	0,14	0,14	0,03
B Emissioni da perdite di combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 Combustibili solidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 Petrolio e metano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - Processi industriali	23,39	24,79	22,92	23,21	21,91	25,16	24,30	24,47	24,91	25,69	27,53	28,63
A Prodotti minerali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Industria chimica	23,39	24,79	22,92	23,21	21,91	25,16	24,30	24,47	24,91	25,69	27,53	28,63
C Produzione di metalli	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D Altre produzioni (ind. cartaria e alimentare)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E Produzione di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F Consumo di idrocarburi alogenati e SF ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - Uso di solventi	0											
4 - Agricoltura	76,08	78,95	79,11	79,80	78,90	77,59	76,75	80,15	78,16	78,27	77,09	78,20
A Fermentazione enterica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Deiezioni	12,41	12,87	12,40	12,08	12,37	12,86	12,97	13,13	13,33	13,27	12,83	13,59
C Coltivazione del riso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D Terreni agricoli	63,66	66,07	66,70	67,70	66,51	64,72	63,77	67,01	64,81	64,98	64,25	64,60
E Incendi savana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F Combustione di rifiuti agricoli	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
G Altro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - Cambiamenti uso del suolo e foreste	0											
6 - Rifiuti	3,43	3,63	3,56	3,60	3,61	3,65	3,59	3,67	3,64	3,67	3,62	3,62
A Discariche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Trattamento acque reflue	3,12	3,12	3,14	3,14	3,15	3,16	3,17	3,18	3,17	3,17	3,18	3,18
C Incenerimento di rifiuti	0,31	0,51	0,42	0,46	0,45	0,49	0,42	0,50	0,46	0,50	0,44	0,45
D Altro (compostaggio)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 - Altro	0											
TOTALE	131,83	136,18	133,58	134,31	131,57	135,47	133,98	137,85	136,80	139,65	140,42	143,06

Fonte: APAT

Emissioni nazionali di F-gas (HFCs, PFCs, SF₆) - Anni 1990-2001 (tonnellate)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	GWP ^(*)
HFCs													
HFC-23	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,13	0,20	0,26	1,83	2,08	0,89	1,15	11.700
HFC-32							0,29	0,78	18,62	32,81	77,43	143,28	650
HFC-41													150
HFC-43-10mee													1.300
HFC-125		1,00	2,00	1,00	2,00	10,66	11,86	43,69	54,35	65,69	137,32	240,89	2.800
HFC-134												0,06	1.000
HFC-134a		1,26	1,68	1,24	96,38	202,56	288,15	430,81	678,52	829,04	1.001,47	1.203,11	1.300
HFC-152a													140
HFC-143													300
HFC-143a						6,72	10,08	17,05	26,76	33,97	62,83	101,31	3.800
HFC-227ea							0,01	0,02	0,05	0,03	0,04	0,05	2.900
HFC-236fa													6.300
HFC-245ca													560
PFCs													
CF ₄	28,91	28,08	24,64	24,34	25,54	29,43	19,44	20,02	20,40	17,53	21,36	27,84	6.500
C ₂ F ₆	5,39	5,31	4,96	4,93	5,05	8,82	5,48	5,88	7,47	8,25	10,05	11,90	9.200
C ₃ F ₈													7.000
C ₄ F ₁₀													7.000
c-C ₄ F ₈									0,01	0,02	0,04	1,30	8.700
C ₅ F ₁₂													7.500
C ₆ F ₁₄													7.400
SF₆													
SF ₆	13,93	14,91	14,99	15,50	17,39	25,17	28,56	30,49	25,31	16,92	20,65	33,26	23.900

Fonte: APAT
LEGENDA:
^(*) Global Warming Potential

Emissioni al camino - Limiti ammissibili giornalieri per le concentrazioni di inquinanti in mg/Nm³

Inquinante	Limiti D.M. 503/97		Direttiva 2000/76	GE 40/10		
	Impianti già autorizzati	Impianti nuova autorizzazione		Autorizzato ex-Art.5 DPR 203/88	Garantito impianto	Medio Misurato LUG 2003 - AGO 2004
Polveri	30	10	10	10	5	1,3
SO ₂	600	100	50	50	25	3
NO _x		200	200	80	120 ⁽¹⁾	51,3
COT	20	10	10	10	5	2,5
CO	100	50	50	50	40	7,9
HCl	30	20	10	10	5	3,6
HF	2	1	1	1	5×10 ⁻¹	< 1×10 ⁻¹
HBr						
NH ₃				10	10	2,6
PCDD + PCDF	4×10 ⁻³	1×10 ⁻⁷	1×10 ⁻⁷	1×10 ⁻⁷	7,5×10 ⁻⁸	2,8×10 ⁻⁸
IPA	5×10 ⁻²	1×10 ⁻²		1×10 ⁻²	7,5×10 ⁻³	< 2×10 ⁻⁵
Metalli pesanti		5×10 ⁻¹	5×10 ⁻¹	5×10 ⁻¹	2,5×10 ⁻¹	1×10 ⁻¹

(1) ante riduzione per inserimento BG in zona critica per la qualità dell'aria DGR 7/6501 del 19 ottobre 2001

I dati misurati si riferiscono all'impianto di incenerimento a letti fluido di Bergamo.