



ENEC

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

Sostenibilità ambientale dei sistemi energetici

Tecnologie e normative

Luigi Bruzzi, Valentina Boragno, Simona Verità

*Corso di formazione e aggiornamento
professionale per Energy Manager
ai sensi della Legge 10/91 – Art. 19*

SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEI SISTEMI ENERGETICI
Tecnologie e normative

Luigi Bruzzi, Valentina Boragno, Simona Verità

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

Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 88-8286-184-8

È vietata la riproduzione, anche parziale, con qualsiasi mezzo effettuata



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

**SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEI
SISTEMI ENERGETICI
TECNOLOGIE E NORMATIVE**

LUIGI BRUZZI, VALENTINA BORAGNO, SIMONA VERITÀ

Questo manuale è stato realizzato nell'ambito dell'incarico conferito dall'ENEA al CIRSA (Centro Interdipartimentale di Ricerca per le Scienze Ambientali dell'Università di Bologna – sede di Ravenna), a cura del prof. Luigi Bruzzi, della dr.ssa Valentina Boragno e della dr.ssa Simona Verità.

PRESENTAZIONE

Oggi non è più possibile tenere separati i problemi relativi all'utilizzo dell'energia dalle leggi e dalla normativa legate alla tutela dell'ambiente; l'impatto ambientale dei sistemi energetici da luogo ad una generazione di leggi, normative ambientali e protocolli internazionali come quello di Kyoto. L'Energy Manager deve considerare tutto ciò non come una restrizione, ma come una grande opportunità per promuovere interventi sull'uso efficiente dell'energia e sull'impiego delle Fonti Energetiche Rinnovabili.

L'ENEA, nell'ambito dei suoi compiti istituzionali deve curare l'aggiornamento professionale dei **Responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (Energy Manager)** secondo le indicazioni della legge 10/91 – art. 19.

L'interazione energia-ambiente, insieme ai processi di liberalizzazione del mercato dell'energia ha portato nel corso degli anni ad una evoluzione del ruolo e dei compiti dell'Energy Manager verso la figura dell'Eco-Energy Manager.

Questo lavoro, commissionato da ENEA al CIRSA (Centro Interdipartimentale di Ricerca per le Scienze Ambientali dell'Università di Bologna – sede di Ravenna) su temi energetico-ambientali e delle relative tecnologie e normative in supporto alle attività di formazione degli Energy Manager, si pone in continuità e come aggiornamento di elaborazioni svolte in anni passati come la guida realizzata nell'ambito dell'Accordo di Programma tra il Ministero dell'Industria (successivamente delle Attività Produttive e attualmente dello Sviluppo Economico) e l'ENEA sulle problematiche ambientali a supporto degli Energy Manager ed il documento realizzato con l'Università di Bologna "Energia e tutela ambientale, aspetti tecnici e normativi".

Il manuale concorrerà all'aggiornamento professionale degli Energy Manager che, ampliando così le loro competenze, contribuiranno sempre più alla realizzazione di un sistema energetico nazionale efficiente.

Il presente testo, essendo dedicato specificamente alla crescita professionale degli Energy Manager, si limita a trattare il rapporto energia-ambiente negli aspetti più specifici della figura professionale. Gli aspetti di sostenibilità delle soluzioni adottate per il risparmio energetico fanno pertanto riferimento alle competenze dell'Energy Manager prescindendo in larga misura dalle considerazioni di tipo strategico e globale quali il ricorso all'energia nucleare e tecnologie non ancora mature atte a dare un contributo alla soluzione del problema energetico.

Ing. Sergio Camillucci
ENEA

Le scelte politiche che riguardano l'ambiente, ed in particolare le problematiche ambientali connesse ai sistemi energetici, sono talmente importanti che non è concepibile che la società non abbia la piena capacità di affrontarli, sia dal punto di vista tecnico che da quello della consapevolezza e della partecipazione. Non è accettabile che in un paese progredito e democratico si possa arrivare alle emergenze ambientali con una classe dirigenziale e tecnica nonché una popolazione non sufficientemente preparate. È in questa ottica che si colloca questo manuale che si propone di sensibilizzare il personale tecnico che ha responsabilità in materia di corretta gestione energetica di porre la dovuta attenzione alle conseguenze ambientali che tale gestione comporta.

Il responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, detto anche Energy Manager, è una figura introdotta in Italia dalla legge 10/91 per i soggetti (enti pubblici e privati) caratterizzati da consumi energetici di rilevante entità. Uno dei principali incarichi dell'Energy Manager consiste nella raccolta e nell'analisi dei dati sui consumi energetici e nella promozione dell'uso efficiente dell'energia nella propria struttura. Un uso razionale dell'energia nelle fasi di produzione e consumo non può prescindere da una conoscenza degli aspetti tecnici e normativi che riguardano gli effetti che i sistemi energetici provocano sull'ambiente. Questo manuale intende fornire le basi conoscitive necessarie per conseguire gli obiettivi della sostenibilità tramite misure che siano in grado di ridurre i consumi di risorse naturali e di limitare gli impatti ambientali di tipo locale e globale.

Prof. Luigi Bruzzi
Università di Bologna

INDICE

1. ENERGIA E AMBIENTE: UN BINOMIO INSCINDIBILE	11
1.1 GESTIONE SOSTENIBILE DEI SISTEMI ENERGETICI: IL RUOLO DEGLI ENERGY MANAGER.....	13
1.2 CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA NEL MONDO	19
1.3 CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA.....	21
1.4 INTENSITÀ ENERGETICA	25
2. FONTI RINNOVABILI	27
2.1 PREMESSA.....	27
2.2 INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI: RIFERIMENTI NORMATIVI	29
2.3 LE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA	32
2.4 SOLARE FOTOVOLTAICO	37
2.4.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	37
2.4.2 RENDIMENTI	39
2.4.3 UTILIZZI	40
2.4.4 MERCATO.....	40
2.4.5 PROGRAMMA “TETTI FOTOVOLTAICI”	42
2.4.6 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	44
2.5 SOLARE TERMICO.....	47
2.5.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	47
2.5.2 TECNOLOGIA	47
2.5.3 UTILIZZI	50
2.5.4 MERCATO.....	50
2.5.5 PROGETTO ARCHIMEDE	53
2.5.6 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	58
2.6 ENERGIA EOLICA	61
2.6.1 PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO	61
2.6.2 TECNOLOGIA	62
2.6.3 PRODUTTIVITÀ E COSTI	65
2.6.4 UTILIZZI	66
2.6.5 MERCATO.....	66
2.6.6 INCENTIVI.....	68
2.6.7 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	68
2.7 ENERGIA IDROELETTRICA.....	71
2.7.1 PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO	71
2.7.2 TECNOLOGIA	71
2.7.3 UTILIZZI	75
2.7.4 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	78
2.8 ENERGIA GEOTERMICA	78
2.8.1 TECNOLOGIA	79
2.8.2 UTILIZZI	80
2.8.3 USI ELETTRICI	81
2.8.4 MERCATO.....	83
2.8.5 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	87
2.9 BIOMASSE	89
2.9.1 TECNOLOGIE	90
2.9.2 MERCATO.....	95
2.9.3 IL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA	96
2.9.4 PROGRAMMI NAZIONALI DI INCENTIVAZIONE.....	98
2.9.5 SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	98

3.	TECNOLOGIE INNOVATIVE AD ELEVATA EFFICIENZA AMBIENTALE.....	101
3.1	PREMESSA.....	101
3.2	EFFICIENZA ENERGETICA.....	101
3.2.1	CERTIFICATI BIANCHI.....	102
3.3	IMPIANTI DI CLIMATIZZAZIONE (POMPA DI CALORE).....	103
3.3.1	PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO.....	103
3.3.2	IL CICLO INVERSO DI CARNOT.....	104
3.3.3	CICLI DI FUNZIONAMENTO.....	106
3.3.4	ELEMENTI COSTITUTIVI.....	109
3.3.5	SORGENTI.....	110
3.3.6	PRESTAZIONI.....	112
3.3.7	PRIMARY ENERGY RATIO.....	114
3.3.8	SEASONAL PERFORMANCE FACTOR.....	114
3.3.9	APPLICAZIONI.....	115
3.4	COGENERAZIONE.....	116
3.4.1	MOTORI ENDOTERMICI.....	118
3.4.2	LE TURBINE A GAS.....	119
3.4.3	TURBINE A VAPORE.....	121
3.4.4	IMPIANTI COGENERATIVI A CICLO COMBINATO GAS-VAPORE.....	121
3.4.5	QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVO.....	122
3.4.6	ATTIVITÀ SVOLTE DAL GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO – GRTN.....	122
3.5	CICLO COMBINATO.....	125
3.6	CELLE A COMBUSTIBILE.....	130
3.6.1	PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO.....	130
3.6.2	CELLE AD ACIDO FOSFORICO.....	132
3.6.3	CELLE AD ELETTROLITA POLIMERICO.....	134
3.6.4	CELLE ALCALINE.....	134
3.6.5	CELLE A CARBONATI FUSI.....	135
3.6.6	CELLE AD OSSIDI SOLIDI.....	136
3.6.7	AREE DI APPLICAZIONE.....	137
3.6.8	TRASPORTI.....	139
4.	TRASPORTI.....	141
4.1	SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE DI SVILUPPO.....	141
4.2	LA NORMATIVA VIGENTE.....	142
4.3	LE MIGLIORI TECNOLOGIE PER IL CONTROLLO DEGLI INQUINANTI.....	143
4.4	CENNI SULLA DESOLFORAZIONE DEI COMBUSTIBILI.....	146
4.5	PROCESSI DI PRODUZIONE E PRINCIPALI PROPRIETÀ DEL BIODIESEL.....	147
4.6	ANALISI DEL CICLO DI VITA DEL BIODIESEL.....	150
4.7	GPL.....	154
4.8	VEICOLI A METANO.....	156
4.9	AUTO ELETTRICHE.....	159
4.10	I VEICOLI IBRIDI.....	159
4.11	MOBILITY MANAGER.....	161
4.11.1	IL MOBILITY MANAGEMENT DELLA PROVINCIA DI BOLOGNA.....	162
5.	BASI ETICO-SCIENTIFICHE DELLA LEGISLAZIONE AMBIENTALE	
	CONNESSA AI SISTEMI ENERGETICI.....	163
5.1	LA LEGISLAZIONE INERENTE AGLI IMPATTI AMBIENTALI DOVUTI AI SISTEMI ENERGETICI.....	166
5.2	INQUADRAMENTO NORMATIVO PER L'ENERGY MANAGER.....	167

6.	L'OZONO STRATOSFERICO ED IL PROTOCOLLO DI MONTREAL	169
6.1	CONSIDERAZIONI SUL PROTOCOLLO DI MONTREAL.....	170
6.2	REGOLAMENTO EUROPEO N. 2037/2000. TUTELA DELL'OZONO STRATOSFERICO.....	171
6.3	DECRETO MINISTERO AMBIENTE 3.10.2001: RECUPERO DEGLI HALON.....	175
7.	TUTELA DELLA QUALITÀ DELL'ARIA	179
7.1	STANDARD DI EMISSIONE E QUALITÀ DELL'ARIA.....	179
7.2	STANDARD DI QUALITÀ.....	180
7.3	STANDARD DI EMISSIONE	184
7.3.1	<i>IMPIANTI INDUSTRIALI.....</i>	184
7.3.2	<i>DLGS 21 MAGGIO 2004, N. 171, SUI LIMITI PER ALCUNI INQUINANTI ATMOSFERICI.....</i>	185
8.	INQUINAMENTO ATMOSFERICO TRANSFRONTALIERO	187
8.1	CONVENZIONE DI GINEVRA	188
8.2	INQUINAMENTO DA OZONO TROPOSFERICO	188
8.2.1	<i>DIRETTIVA 2002/3/CE SULL'INQUINAMENTO DA OZONO TROPOSFERICO.....</i>	189
8.2.2	<i>DLGS 21.05.2004, N. 183, "OZONO NELL'ARIA - ATTUAZIONE DIRETTIVA 2002/3/CE".....</i>	190
8.3	ALTRI INQUINANTI DELL'ARIA	192
8.3.1	<i>DIRETTIVA 2004/107/CE: ARSENICO, CADMIO, MERCURIO, NICKEL, IPA.....</i>	192
8.3.2	<i>DECRETO MINISTERO AMBIENTE 16 GENNAIO 2004, N. 44, "INQUINAMENTO DA COV".....</i>	192
9.	CAMBIAMENTI CLIMATICI.....	195
9.1	LE POLITICHE ITALIANE SUL CLIMA.....	196
9.2	PREVENZIONE E RIDUZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO – IPPC	198
9.3	IL PROTOCOLLO DI KYOTO	199
9.3.1	<i>DIRETTIVA 2003/87/CE "EMISSION TRADING" E SUA ATTUAZIONE IN ITALIA.....</i>	202
10.	PROBLEMATICHE LEGATE A PRESENZA E RIMOZIONE DI AMIANTO.....	207
10.1	LEGGE N. 257/92: CESSAZIONE DELL'IMPIEGO DELL'AMIANTO.....	208
10.2	DECRETO MINISTERIALE 6/9/94.....	209
10.3	RECUPERO BENI CONTENENTI AMIANTO.....	210
10.4	AMIANTO FRIABILE ED ISOLAMENTO TERMICO.....	210
11.	CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	213
11.1	TUTELA DALL'INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO	214
12.	RIFIUTI	217
12.1	RECUPERO ENERGETICO DAI RIFIUTI.....	218
12.2	DIRETTIVA 2000/76/CE SULL'INCENERIMENTO DEI RIFIUTI.....	219
13.	DIRETTIVA 2001/77/CE: ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI.....	221
13.1	COMBUSTIBILI ECO-COMPATIBILI E BIOMASSE	221
14.	TUTELA DELLE ACQUE ED INQUINAMENTO TERMICO.....	223
14.1	STANDARD DI QUALITÀ ED INQUINAMENTO TERMICO.....	224

15. TUTELA DEL SUOLO.....	226
16. POLITICA INTEGRATA DI PRODOTTO.....	227
16.1 GREEN PUBLIC PROCUREMENT.....	227
16.2 ECO-MANAGEMENT AND AUDIT SCHEME - EMAS	229
16.3 IL MARCHIO ECOLOGICO ECOLABEL.....	231
16.4 NORME DELLA SERIE ISO 14000.....	232
16.5 DICHIARAZIONE AMBIENTALE DI PRODOTTO - EDP	234
16.6 LIFE CYCLE ASSESSMENT	234
17. BIBLIOGRAFIA.....	237

1. ENERGIA E AMBIENTE: UN BINOMIO INSCINDIBILE

Le esigenze di avere a disposizione quantità sempre crescenti di energia sono dettate dalla progressiva domanda di soddisfacimento dei bisogni energetici che ormai debbono essere considerati irrinunciabili, quali quelli che provengono dai settori dell'industria, dell'artigianato, del riscaldamento domestico, dei trasporti, eccetera. Una componente importante dei consumi energetici è quella elettrica (Figura 1.1), che negli ultimi anni è andata aumentando in relazione ad un progressivo crescente sviluppo di settori quali:

- l'industria, per le produzioni ad alto contenuto di energia elettrica quali telefoni mobili, computer, televisori ecc.;
- i servizi, per l'uso estensivo di computer e di altre tecnologie elettroniche a basso consumo di energia elettrica ma ad altissima diffusione;
- gli usi domestici, per l'estesa dotazione di apparecchiature di illuminazione e di elettrodomestici, quali frigoriferi, lavatrici, lavastoviglie, forni, asciugacapelli ecc.;
- gli usi pubblici, per la trazione ferroviaria e il ritorno alla trazione elettrica per i mezzi pubblici cittadini quali tram, filobus e metropolitane, nonché per l'illuminazione pubblica.

Sul versante dei vincoli di sostenibilità è necessario tener conto delle seguenti considerazioni:

- la produzione di energia proviene in larghissima misura dai combustibili fossili (Figura 1.2) che pongono seri problemi di esauribilità e di compatibilità ambientale;
- la minaccia dei cambiamenti climatici richiede un attento controllo delle emissioni di gas serra;
- l'inquinamento atmosferico ed acustico delle città è talmente elevato da richiedere interventi radicali che riportino la qualità ambientale a livelli accettabili;
- i cicli dei combustibili fossili, ed in particolare quelli del petrolio e del carbone, sono ancora estremamente pericolosi, specialmente nelle fasi di estrazione e trasporto transoceanico.

Figura 1.1 - Percentuale dell'energia primaria per la produzione elettrica (Credit:BPⁱ)

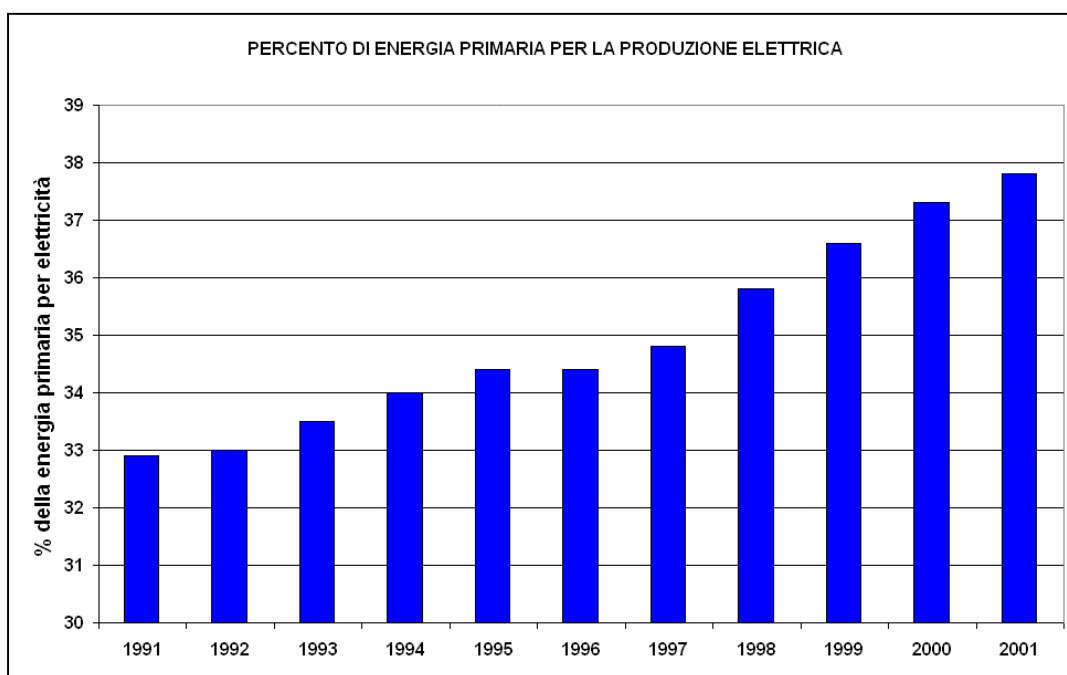
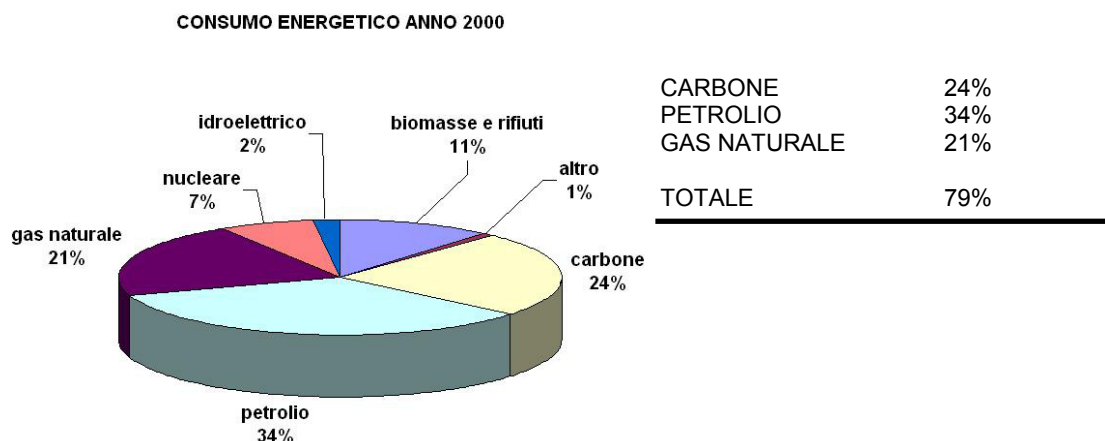


Figura 1.2 - Contributo delle fonti energetiche al consumo di energia primaria (Credit: BP)



Le risposte ai requisiti di utilità sociale e di sostenibilità sono tutt'altro che facili e cozzano inevitabilmente contro un dato di fatto inconfutabile: la quasi totale dipendenza della produzione di energia dai combustibili fossili. Non esistono e non esisteranno per molti anni a venire sostanziali alternative a tali fonti energetiche: la mancanza di alternative è in parte intrinseca al contesto energetico nel quale l'attuale società opera nei vari settori dell'industria, degli usi civili, dei trasporti. Esistono sacche di recupero energetico non ancora sfruttate nei settori dell'energia nucleare, dell'energia idraulica, delle biomasse, dell'energia solare ed eolica, ma lo zoccolo consistente delle risorse energetiche rimane quello dei combustibili fossili, con i quali dovremo convivere ancora a lungo.

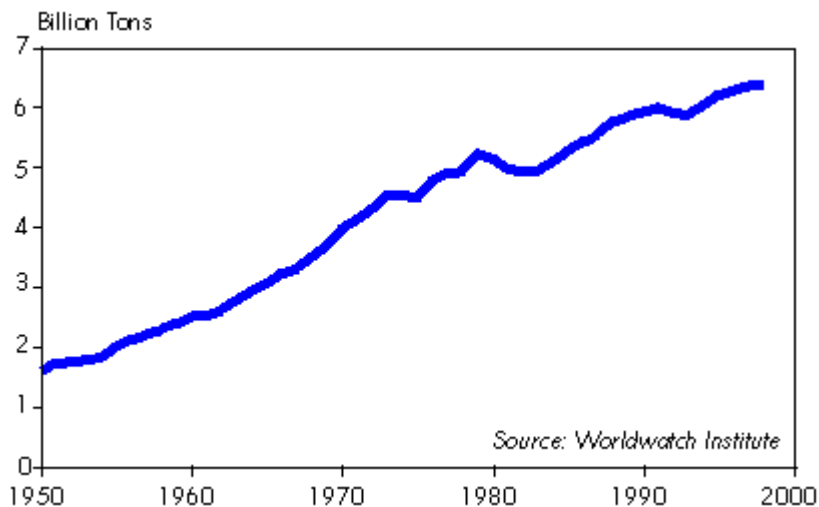
La constatazione di essere condizionati dai combustibili fossili è elemento di stimolo a sviluppare ricerche che consentano in tempi ragionevoli di poter disporre di nuove fonti energetiche, ma parallelamente siamo chiamati a rendere la convivenza con tali fonti la più sostenibile possibile.

La risorsa più efficace per conseguire gli obiettivi di sostenibilità è rappresentata dalla innovazione che, attraverso lo sviluppo di nuove tecnologie, è in grado di sfruttare in modo più razionale e più ambientalmente compatibile il loro contenuto energetico: si tratta pertanto di elevare quanto più possibile i rendimenti dei processi di conversione dell'energia e di ridurre al minimo gli impatti ambientali. Il processo è già in larga misura iniziato, ma restano ancora numerosi obiettivi da raggiungere.

Le enormi quantità di energia di cui facciamo uso hanno effetti particolarmente rilevanti sull'ambiente e fanno nascere negli osservatori attenti nuovi interrogativi: l'ambiente è in grado di sopportare i rilevanti impatti che l'elevata produzione di energia comporta? Esistono limiti non dipendenti dalla esauribilità delle risorse ad un uso così massiccio dell'energia? Le recenti preoccupazioni sui cambiamenti climatici e sull'inquinamento atmosferico sembrano porre limiti connessi soprattutto alla produzione delle enormi quantità di anidride carbonica che vengono immesse in atmosfera.

La pressione ambientale di una sempre crescente produzione di energia proviene non solo dai Paesi sviluppati, ma anche da quelli in via di sviluppo che richiedono sempre maggiore disponibilità di energia per raggiungere un adeguato livello di sviluppo. La mancanza di valide alternative all'uso dei combustibili fossili rende il problema particolarmente complesso, in quanto la produzione e il consumo di energia compatibile sono difficilmente coniugabili con lo sviluppo sostenibile.

Figura 1.3 - Emissioni mondiali di carbonio equivalente negli ultimi 50 anni (miliardi di tonnellate)
(Credit:<http://www.worldwatch.org/alerts/990727.html>)



La sostenibilità di ogni attività umana viene così ad essere in gran parte garantita da bassi valori della intensità energetica, definita come la quantità di energia necessaria per produrre l'unità di ricchezza espressa tramite il Prodotto Interno Lordo (PIL).

Gran parte dell'impatto ambientale globale è attribuibile alle emissioni di gas serra ed in particolare di anidride carbonica nell'atmosfera. La Figura 1.3 mostra l'andamento negli ultimi 50 anni delle emissioni di carbonio equivalente che si presentano in progressiva crescita.

Analizziamo più dettagliatamente l'interazione energia-ambiente, tenendo presente che la fonte principale di inquinamento nella gestione dell'energia è la combustione, cui viene dedicata particolare attenzione.

Il problema è di enorme rilevanza perché, fra tutte le possibili attività antropiche, la gestione dell'energia è fra quelle che hanno maggiore impatto ambientale. Altre attività possono dar luogo a problemi locali più acuti, ma la gestione dell'energia è diffusa su tutto il pianeta e coinvolge quantità di materia e di energia enormi, tra l'altro crescenti con il livello di benessere. L'ambiente si modifica consumando le risorse non rinnovabili, producendo sostanze che alterano la composizione e la temperatura dell'atmosfera, dei corpi d'acqua, del suolo e del sottosuolo, generando rumore, instaurando campi elettromagnetici ecc. Agli effetti locali vanno aggiunti quelli globali, che interessano regioni molto ampie o addirittura l'intero pianeta: l'effetto serra, le piogge acide, l'impoverimento dell'ozono stratosferico.

1.1 Gestione sostenibile dei sistemi energetici: il ruolo degli energy manager

L'ambiente viene tutelato da norme ed accordi formulati a vari livelli: leggi regionali, statali, comunitarie ed accordi internazionali. La legislazione è basata sull'istituzione di organi di controllo, sulla formulazione di limiti all'inquinamento e sulla applicazione di sanzioni a chi produce un superamento dei limiti fissati per legge: l'inizio di attività potenzialmente dannose per l'ambiente è sottoposto ad autorizzazioni preventive, e chi inquina è responsabile penalmente e civilmente dei danni provocati; oltre a ciò, si vanno facendo strada modalità di autocontrollo volontario delle aziende pubbliche e private attraverso gli strumenti di certificazione, quali i sistemi di gestione ambientale (ISO 14000, EMAS, ECOLABEL ecc.).

L'esame delle interazioni energia-ambiente mette in evidenza effetti ambientali che possono essere raggruppati in due categorie:

- effetti inevitabili a parità di consumo;
- effetti riducibili a parità di consumo.

Tabella 1.1 - Tipica composizione elementare in peso dei combustibili fossili

	PETROLIO	CARBONE	GAS NATURALE
C (%)	83-87	60-95	75
H (%)	11-12	3-6	25
O (%)	0,05-3	2-3	-
N (%)	0,05-1	1-2	-
S (%)	0,05-8	0,5-3	-
ceneri (%)	0	3-13	-
pot. cal. (kcal/kg)	10.000	6.000-9.500	11.900

Alla prima categoria appartengono gli effetti prodotti nella combustione dei combustibili fossili che, come è noto, sono risorse esauribili; il loro consumo cozza pertanto contro i principi della sostenibilità.

Poiché tutti i combustibili fossili contengono carbonio, nel loro uso la produzione di anidride carbonica (Tabella 1.1) che è il maggiore responsabile dell'effetto serra, è inevitabile.

La quantità di anidride carbonica che si forma è strettamente correlata alla quantità di energia di combustione ed al tipo di combustibile utilizzato: il gas naturale è quello che ne produce di meno, seguono nell'ordine i derivati del petrolio ed il carbone. Un'altra conseguenza inevitabile dell'utilizzo dell'energia è il fatto che una elevata frazione dell'energia liberata nella combustione finisce nell'ambiente circostante l'impianto di produzione (aria, acqua di fiume, di lago o di mare) con rilevanti effetti indesiderati (inquinamento termico).

Per tutti questi aspetti (impoverimento delle riserve, produzione di anidride carbonica e cessione di grandi quantità di calore all'ambiente) una limitazione dell'impatto può essere ottenuta solo limitando il consumo. La riduzione dei consumi a sua volta può essere ottenuta mediante rinunce (che vanno in direzione opposta all'aumento del benessere) oppure mediante risparmi. La legislazione italiana, per evitare gli sprechi più grossolani, ha posto dei limiti inferiori ai rendimenti di combustione, secondo accordi internazionali che prevedono la limitazione della produzione dell'anidride carbonica.

Il potenziale del risparmio è enorme. Per la produzione dell'energia termoelettrica, grazie all'evoluzione della tecnologia avvenuta negli ultimi decenni, è possibile adottare i cicli combinati basati su turbogas anziché quelli a solo vapore, ottenendo così un aumento del rendimento di trasformazione dell'energia dal 38-40% al 55-60%. Risultati simili sono stati ottenuti in vari casi nell'industria petrolchimica e nella raffinazione, con risparmi dal 30 al 50% dei valori iniziali a parità di produzione. Poiché il fabbisogno di energia degli impianti chimici è soddisfatto prevalentemente con vapore di cogenerazione ottenuto appunto in centrali termoelettriche integrate, l'evoluzione tecnologica consente talvolta di cumulare i due risparmi. Questi sviluppi tecnologici non sono stati ancora pienamente realizzati nella pratica e la loro applicazione è una riserva in buona parte non ancora utilizzata.

Accanto agli effetti ambientali inevitabili, la gestione dell'energia ne produce altri che si possono evitare o perlomeno controllare. Fra questi sono l'immissione in atmosfera di particelle sospese, degli ossidi tossici dello zolfo (SO_2 e SO_3) e dell'azoto (NO_x), tutte sostanze che provocano effetti sanitari sull'uomo e vari effetti nocivi sulle diverse componenti ambientali.

Ad esse vanno aggiunti il monossido di carbonio e gli idrocarburi incombusti. Gli ossidi acidi, inoltre, contribuiscono al fenomeno delle piogge acide, che sono causa di gravi danni alla vegetazione. Gli ossidi d'azoto, assieme agli idrocarburi volatili, giocano inoltre un ruolo importante nella formazione dello smog fotochimico, che porta alla formazione di ozono troposferico.

Le cause della produzione di questi inquinanti sono diverse. Gli ossidi di zolfo provengono dallo zolfo contenuto nei combustibili e possono essere ridotti utilizzando combustibili a basso tenore di zolfo oppure effettuando la desolforazione dei fumi.

Il monossido di carbonio è un prodotto di combustione incompleta degli idrocarburi ed è riducibile ottimizzando le condizioni di combustione (miscelazione combustibile-comburente, eccesso d'aria).

Gli ossidi d'azoto si formano perché l'ossigeno e l'azoto dell'aria tendono a reagire fra di loro alle alte temperature di combustione e sono riducibili mediante opportuno controllo delle condizioni operative oppure mediante trattamento catalitico dei fumi con reagenti riducenti quali ammoniaca, metano od idrogeno.

Per tutelare l'ambiente nei confronti dei potenziali effetti ambientali prodotti nella gestione dell'energia, la società si è dotata di specifiche normative; gli strumenti ai quali la collettività fa ricorso comprendono:

- gli accordi internazionali, rivolti specialmente agli effetti globali;
- le normative della Unione Europea, che tendono a creare una legislazione uniforme in tutti gli Stati membri;
- le leggi dello Stato italiano, che recepiscono quelle precedentemente esposte;
- le norme delle singole Regioni, che precisano e rendono applicative quelle dello Stato.

Nel quadro dello sviluppo sostenibile l'energia gioca un ruolo importante; la società moderna sta da tempo cercando di dare risposta al problema della crescente domanda di energia, rendendo al tempo stesso possibile un adeguato sviluppo economico, particolarmente per i Paesi più poveri, e una sufficiente tutela ambientale. La domanda di energia cresce rapidamente nei Paesi in via di sviluppo, mentre rimane ad un livello abbastanza costante nei Paesi industrializzati. Le fonti energetiche maggiormente affidabili sono, a tutt'oggi, i combustibili fossili, le cui risorse sono sufficienti a soddisfare i fabbisogni ancora per diversi decenni. Quanto alle fonti rinnovabili, il loro potenziale appare enorme, ma il loro possibile sfruttamento – comunque non generalizzabile per qualunque tipo di applicazione – dipende largamente dalla fattibilità economica che sembra, allo stato attuale di sviluppo, non ancora provata; non va sottovalutato il fatto che la produzione di energia, per essere sostenibile, deve poter soddisfare contestualmente i requisiti non solo sociali ed ambientali, ma anche economici.

La gestione sostenibile dell'energia costituisce dunque una delle maggiori sfide della moderna società; i requisiti della sostenibilità possono così brevemente riassumersi:

- soddisfare la domanda di energia di un mondo in via di progressivo sviluppo;
- rendere possibile lo sviluppo economico, in particolare per i Paesi più poveri;
- tutelare adeguatamente un ambiente sempre più fragile.

Il soddisfacimento di questi obiettivi, potenzialmente in contrasto fra loro, richiede in primo luogo un forte riferimento etico (i principi dello sviluppo sostenibile) e, come conseguenza, il sostegno di una idonea legislazione e di tecnologie specifiche.

La sostenibilità ambientale del settore energetico non è un fatto nuovo: gli effetti sanitari ed ambientali connessi allo sfruttamento dei combustibili fossili è noto fin dagli inizi della rivoluzione industriale. La nocività degli inquinanti emessi dai sistemi di combustione è evidente e conosciuta già da molti decenni, così come non sono un mistero per nessuno la pericolosità del lavoro nelle miniere di carbone, gli incidenti in mare delle petroliere, le esplosioni e gli incendi dei sistemi di stoccaggio di idrocarburi liquidi e gassosi.

Negli anni più recenti gli impatti prodotti dall'uso dei combustibili fossili sono divenuti più consistenti, a causa del loro accresciuto consumo, nonostante il notevole miglioramento delle tecnologie efficaci per la sicurezza e la tutela ambientale.

Parallelamente alle preoccupazioni per l'impatto ambientale, sta emergendo in tutta evidenza il problema della esauribilità dei combustibili fossili, per i quali le previsioni attuali stimano una vita di alcuni decenni per il petrolio e il gas naturale e di alcune centinaia di anni per il carbone.

Il problema della sostenibilità dei sistemi energetici è affrontato con un duplice approccio: da un lato si sviluppano specifiche leggi e procedure e dall'altro si applicano tecnologie sempre più efficaci. Le azioni già messe in essere e quelle in via di entrare in esercizio sono molteplici e diversificate: in questa sede ci si limita ad analizzare solo gli aspetti metodologici e di principio. L'approccio normativo fa capo a procedure di protezione ambientale di tipo generale quali la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), i Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) e l'Analisi del Ciclo di Vita (Life Cycle Assessment - LCA).

L'azione di prevenzione esercitata tramite la VIA e la VAS è di estrema efficacia in quanto è in grado di fornire al progettista tutte le indicazioni per conferire all'opera il massimo livello di sostenibilità sia in termini di consumo di risorse (principalmente fonti energetiche ed acqua) che di impatti ambientali (emissioni gassose e liquide, impatti biofisici e socioeconomici). Per molti sistemi energetici la VIA è obbligatoria (Tabella 1.2).

La tabella è contenuta nella Direttiva CEE in materia di VIA (Direttiva del Consiglio 97/11/CE del 3 marzo 1997) per le categorie di opere di interesse nazionale. Come si può notare le opere che riguardano il ciclo di vita dell'energia (colore giallo) sono molteplici e ciò evidenzia l'importanza delle interazioni energia- ambiente.

Ulteriori elementi di compatibilità ambientale provengono dalla adozione di un SGA che molti gestori di sistemi energetici già in funzione hanno introdotto su base volontaria.

Non va trascurato il ruolo che può avere in un'ottica di strategia a più ampio respiro l'analisi LCA che permette di quantificare l'impatto ambientale e il livello di sostenibilità per l'intero ciclo di vita del servizio energetico reso, quale la kcal, il kWh, il km percorso ecc.

Il primo requisito risponde al principio di sostenibilità in quanto limita il consumo di una fonte esauribile, i combustibili fossili. Il secondo è di portata molto più ampia e comprende i numerosi impatti ambientali relativi all'intero ciclo dei combustibili fossili.

Nella trattazione volta a evidenziare il ruolo della innovazione più propriamente tecnologica ci si limita all'analisi dei sistemi di combustione, per i quali si può affermare che il conseguimento degli obiettivi di sostenibilità può realizzarsi attraverso due principali linee direttrici:

- ridurre il consumo di combustibile per unità di servizio energetico reso;
- ridurre gli impatti ambientali per unità di servizio energetico reso.

Tabella 1.2 - Tipologie di opere di interesse nazionale soggette a VIA
(in giallo le opere destinate alla produzione e all'uso dell'energia)

Raffinerie di petrolio greggio.
Centrali termoelettriche e nucleari.
Impianti per il ritrattamento di combustibili nucleari irradiati.
Acciaierie integrate di prima fusione della ghisa e dell'acciaio.
Impianti per l'estrazione di amianto.
Impianti chimici integrati.
Costruzione di tronchi ferroviari, aeroporti e autostrade.
Vie navigabili e porti di navigazione interna porti marittimi commerciali.
Impianti di smaltimento dei rifiuti pericolosi con trattamenti vari.
Impianti di smaltimento dei rifiuti non pericolosi (incenerimento ecc.).
Sistemi di estrazione o di ricarica artificiale delle acque freatiche.
Opere per il trasferimento di risorse idriche tra bacini imbriferi.
Impianti di trattamento di acque reflue (>150.000 abitanti equivalenti).
Estrazione di petrolio e gas naturale a fini commerciali.
Dighe e altri impianti destinati a trattenere le acque.
Gasdotti, oleodotti o conduttore per prodotti chimici.
Impianti per l'allevamento (pollame, suini) per elevato numero di capi.
Impianti industriali produzione di carta e materie fibrose.
Cave e attività minerarie a cielo aperto.
Costruzione di elettrodotti aerei (>220 kV; >15 km).
Impianti per l'immagazzinamento di petrolio, prodotti chimici (>200.000 t).

Il primo requisito risponde al principio della sostenibilità in quanto limita il consumo di una fonte esauribile, i combustibili fossili. Il secondo è di portata molto più ampia e comprende i numerosi impatti ambientali relativi all'intero ciclo dei combustibili fossili.

Come si vede, entrambi i requisiti fanno riferimento all'unità di servizio energetico reso, che cambia a seconda dell'uso al quale l'energia è destinata; tra le unità di più frequente uso si citano:

- il kWh per l'energia elettrica;
- il km per i mezzi di trasporto;
- il kJ o la kcal per il calore reso agli ambienti da riscaldare.

È evidente pertanto che un primo indicatore di sostenibilità energetica potrà esprimersi in:

- kg di combustibile consumato per kWh prodotto;
- kg di combustibile consumato per km percorso (oppure litri/100 km o anche km/litro);
- kg di combustibile consumato per kcal resa all'ambiente.

La sostenibilità ovviamente diminuisce al crescere di tali indicatori, il cui valore dipende dal rendimento dei sistemi che convertono l'energia primaria in una forma di energia praticamente utilizzabile.

Il secondo requisito risponde anch'esso al principio di sostenibilità in quanto richiede una riduzione degli impatti ambientali a parità di servizio reso. L'indicatore di sostenibilità è in questo caso il rapporto fra la grandezza che esprime l'impatto ambientale e quella che esprime il servizio reso; esso rappresenta in certa misura il risultato di una valutazione rischi-benefici attraverso il rapporto tra l'entità della grandezza rischio (impatto) e l'unità di beneficio ottenuto. In questo caso l'indicatore di sostenibilità energetica può essere espresso in uno dei seguenti modi:

- grammi di anidride carbonica per kWh, indicatore rilevante per il contributo di una centrale elettrica all'effetto serra;
- grammi di inquinante prodotti per kWh, indicatore rilevante per il contributo di una centrale elettrica all'inquinamento atmosferico;
- grammi di inquinante prodotti per km, indicatore rilevante per il contributo di un autoveicolo all'inquinamento atmosferico;
- grammi di inquinante prodotti per kcal resa all'ambiente da riscaldare, indicatore rilevante per il contributo di una caldaia da riscaldamento all'inquinamento atmosferico.

Anche in questo caso la sostenibilità diminuisce al crescere di tali indicatori, il cui valore dipende dal rendimento dei sistemi che convertono l'energia primaria in una forma di energia praticamente utilizzabile.

Da quanto esposto si può concludere che per avere alta sostenibilità sono necessari:

- alti rendimenti di conversione;
- limitazione delle emissioni.

Il primo obiettivo è di natura prevalentemente termodinamica: si tratta in pratica di trasformare con la massima efficienza l'energia chimica contenuta nel combustibile in energia termica. È un processo che procede da più di 200 anni ed ancora esistono spazi per migliorarlo. Come già ricordato, fino a pochi anni fa la produzione di energia elettrica mediante i cicli a vapore non consentiva di superare un'efficienza del 40%, mentre oggi con gli impianti a ciclo combinato si sfiora il 60%. Percorsi analoghi si sono avuti per il riscaldamento e per i trasporti.

Il secondo obiettivo viene realizzato in tre possibili modi: prima, durante e dopo la combustione. L'esempio più significativo di intervento a monte è rappresentato dai processi di desolforazione che consistono nella rimozione dello zolfo dai combustibili gassosi liquidi o solidi. La rimozione dello zolfo, che ha raggiunto punte molto spinte (fino a ridurlo a poche decine di ppm – parti per milione – per i derivati del petrolio), presenta vantaggi enormi dal punto di vista ambientale: evita l'emissione della anidride solforosa, un inquinante che non solo è dannoso per la salute umana, per le componenti biotiche e per i monumenti, ma per di più inibisce il buon funzionamento delle marmitte catalitiche.

Come esempio di intervento che si può attuare durante la combustione, si può citare il controllo dell'emissione di ossidi di azoto che si producono dalla combinazione dell'azoto e dell'ossigeno atmosferici con una reazione endotermica: il mantenimento della temperatura di combustione a valori relativamente bassi, ad esempio attraverso l'introduzione di piccoli e dosati flussi di acqua, riduce la produzione degli NO_x.

A valle della combustione è possibile ridurre la concentrazione degli inquinanti nei gas di scarico mediante idonei sistemi di abbattimento; un esempio significativo sono i filtri elettrostatici e i filtri a maniche che riducono drasticamente il contenuto di polveri.

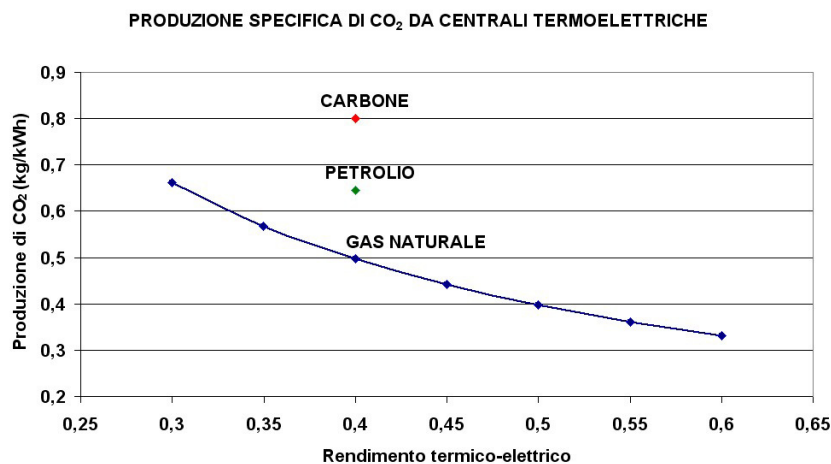
Le tecnologie utili per raggiungere gli obiettivi della sostenibilità sono state e sono l'oggetto di numerose ricerche e applicazioni che divengono di giorno in giorno sempre più diffuse. L'adozione di soluzioni tecnologiche ispirate alla sostenibilità diviene ogni giorno sempre più importante ai fini di rispettare i limiti imposti dalla legislazione e da quanto richiesto dagli Organismi autorizzativi. A titolo di esempio si illustrano i requisiti di sostenibilità di una tipica centrale elettrica a ciclo combinato alimentata a gas naturale.

L'impiego del gas naturale comporta già di per sé diversi vantaggi ambientali:

- la combustione in fase gassosa è facilitata e ciò comporta una minore produzione di monossido di carbonio e di idrocarburi incombusti;
- il controllo della temperatura di combustione è più agevole e ciò comporta una minore produzione di ossidi di azoto;
- l'assenza di zolfo nel combustibile evita l'emissione di anidride solforosa;
- la possibilità di utilizzare il gas di combustione – che non contiene polveri né ossidi acidi – per alimentare una turbina a gas permette di ottenere, mediante un successivo ciclo a vapore, un rendimento complessivo che può sfiorare il 60%;
- il basso contenuto di carbonio nel metano rispetto al carbone e al petrolio permette una forte riduzione delle emissioni di anidride carbonica (Figura 1.4).

Se a ciò si aggiunge che le moderne centrali a ciclo combinato smaltiscono il calore di scarico in atmosfera, riducendo drasticamente in tal modo il consumo di acqua, si può affermare che esse rappresentano un condensato di tutti i requisiti di sostenibilità. Un esempio di sostenibilità ancora più spinta è rappresentata da un sistema di cogenerazione che sfrutta il contenuto termico del combustibile per produrre contestualmente energia elettrica e calore per riscaldamento, con rendimenti che possono raggiungere l'80%. Un percorso analogo si sta sviluppando per gli autoveicoli che presentano sempre più bassi consumi e sempre più ridotte emissioni.

Figura 1.4 - Emissioni di diossido di carbonio da centrali a combustibili fossili



Le scelte politiche che riguardano l'ambiente, ed in particolare le problematiche ambientali connesse ai sistemi energetici, sono talmente importanti che non è concepibile che la società non abbia la piena capacità di affrontarli, sia dal punto di vista tecnico che da quello della consapevolezza e della partecipazione.

Non è accettabile che in un paese progredito e democratico si possa arrivare alle emergenze ambientali con una classe dirigenziale e tecnica nonché una popolazione non sufficientemente preparate. È in questa ottica che si colloca questo manuale che si propone di sensibilizzare il personale tecnico che ha responsabilità in materia di corretta gestione energetica di porre la dovuta attenzione alle conseguenze ambientali che tale gestione comporta.

Il responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, detto anche Energy Manager, è una figura introdotta in Italia dalla legge 10/91 per i soggetti (enti pubblici e privati) caratterizzati da consumi importanti, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio (tep):

- 10.000 tep per le imprese del settore industriale;
- 1000 tep per i soggetti del terziario e della Pubblica Amministrazione.

Uno dei principali incarichi del responsabile per l'energia consiste nella raccolta e nell'analisi dei dati sui consumi energetici e nella promozione dell'uso efficiente dell'energia nella propria struttura. Un uso razionale dell'energia nelle fasi di produzione e consumo non può prescindere da una conoscenza degli aspetti tecnici e normativi che riguardano gli effetti che i sistemi energetici provocano sull'ambiente.

Questo manuale intende fornire le basi conoscitive più rilevanti necessarie per conseguire gli obiettivi della sostenibilità tramite misure che siano in grado di ridurre i consumi di risorse naturali e di limitare gli impatti ambientali di tipo locale e globale.

1.2 Consumi di energia primaria nel mondo

Secondo quanto riportato nelle statistiche della British Petroleum, il 2003 ha registrato una forte crescita nel mercato dell'energia. I prezzi raggiunti dal petrolio e dal gas naturale sono i più alti di quelli registrati negli ultimi venti anni ed il consumo di energia primaria è cresciuto di circa il 2,9% rispetto al 2002.

Tale crescita appare particolarmente sostenuta in Asia, dove si assiste ad un incremento del 6,3%, ma anche in Africa (+4,4%), mentre il Nord America (+0,2%) e l'Europa (+2,2%) presentano una crescita più bassa.

Tra i combustibili, il *petrolio* rimane il più utilizzato e, nonostante il continuo aumento del prezzo, si è assistito ad una crescita nel suo utilizzo pari al 2,1% rispetto al 2002, con un tasso di crescita superiore a quello registrato negli ultimi 10 anni (+1,6%).

Il consumo di *carbone* è aumentato rispetto all'anno 2002 del 6,9%: la Cina detiene il primato assoluto di consumo di questa fonte energetica con il 31% del consumo globale.

L'utilizzo del *gas naturale* è cresciuto del 2,0% e copre il 24% del fabbisogno mondiale. La quota del gas sul totale della domanda mondiale è leggermente diminuita nel 2003 rispetto al 2002, a vantaggio del carbone che al momento, in alcuni paesi, risulta essere più competitivo.

Figura 1.5 - Confronto tra i consumi di energia primaria nel mondo, anno di riferimento 2002-2003
(Credit: BP)

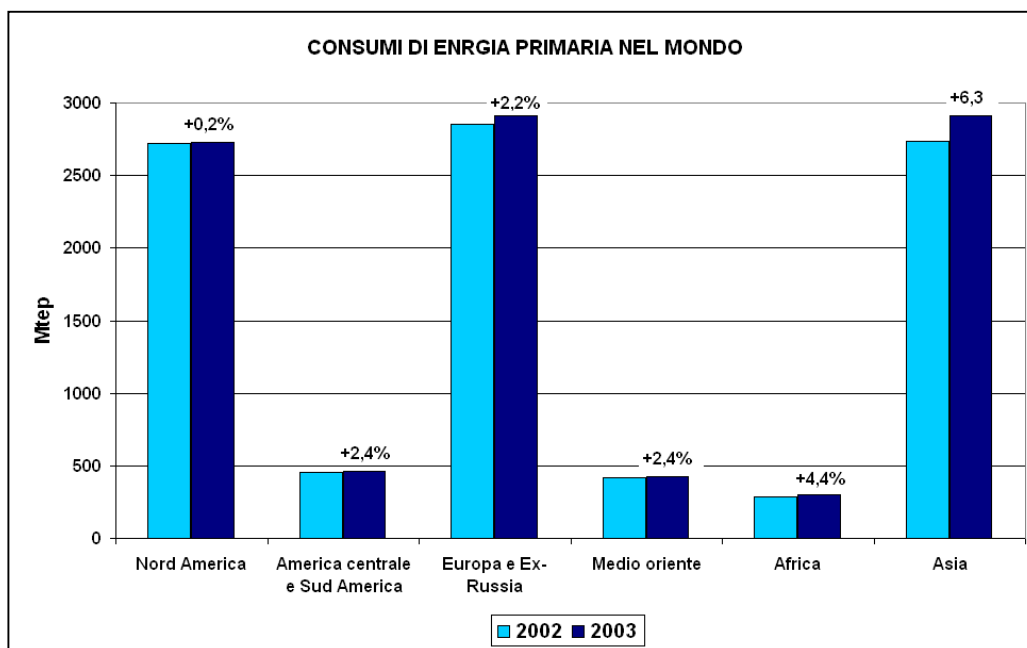


Figura 1.6 - Confronto nell'utilizzo dei combustibili per l'anno 2002-2003 nel mondo
(Credit:BP)

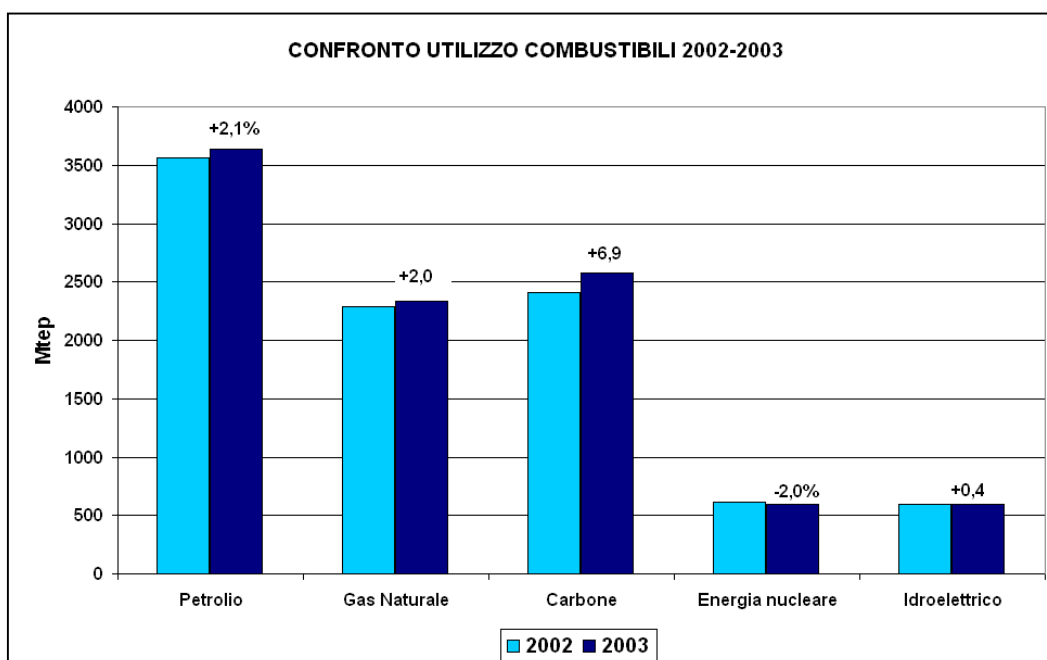
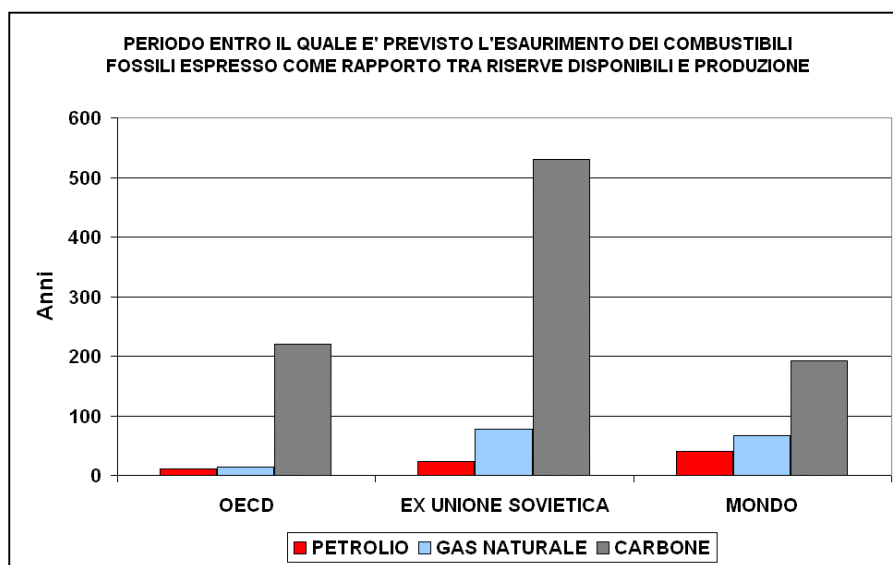


Figura 1.7 - Esauribilità dei combustibili fossili (Credit: BP)

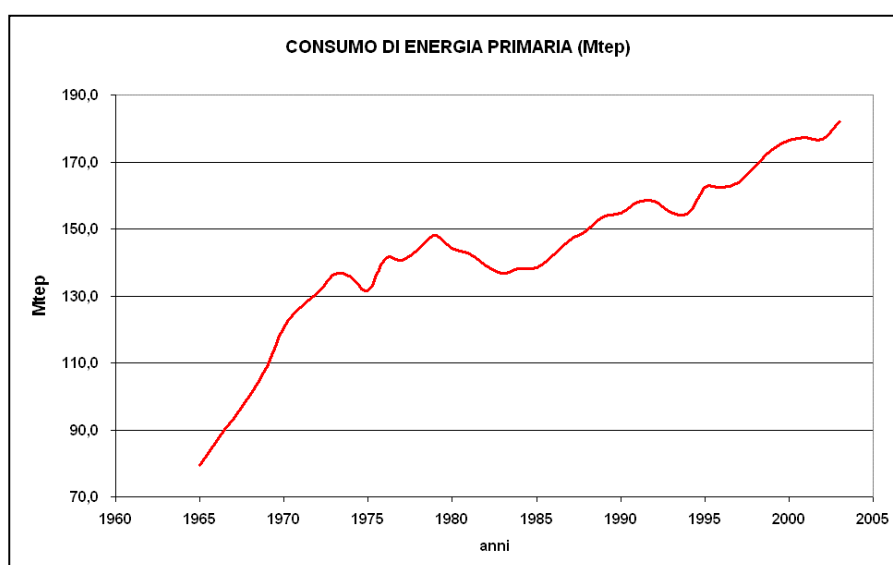


I dati attualmente disponibili sui giacimenti di combustibili fossili mostrano che il loro esaurimento potrà verificarsi nell'arco di pochi decenni per il petrolio ed il gas naturale e di qualche centinaio di anni per il carbone (Figura 1.7).

1.3 Consumi di energia primaria in Italia

La situazione di stagnazione dell'economia italiana e le condizioni climatiche prevalenti (soprattutto un'estate lunga e particolarmente calda) hanno determinato, nel corso del 2003, un innalzamento della domanda complessiva di energia primaria pari al 2,9% (Figura 1.8).

Figura 1.8 - Andamento del consumo dell'energia primaria, registrata in Italia per il periodo compreso tra il 1960-2004 (Credit: Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004ⁱⁱ)



L'analisi del fabbisogno di energia primaria per fonti fa registrare un fatto relativamente nuovo, quello di una riduzione dei consumi di petrolio pari all'1% ed in parallelo il consolidarsi della tendenza all'aumento degli altri combustibili fossili, quali carbone e gas naturale, la cui domanda cresce, rispettivamente, dell'8% e del 9%. Tale situazione è prevalentemente dovuta alla progressiva riduzione nell'uso di prodotti petroliferi nella generazione elettrica, compensata da un maggiore uso di gas ed anche di carbone [Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004].

Figura 1.9 - Consumi di energia primaria in Italia suddivisi per fonte (Credit: BP)

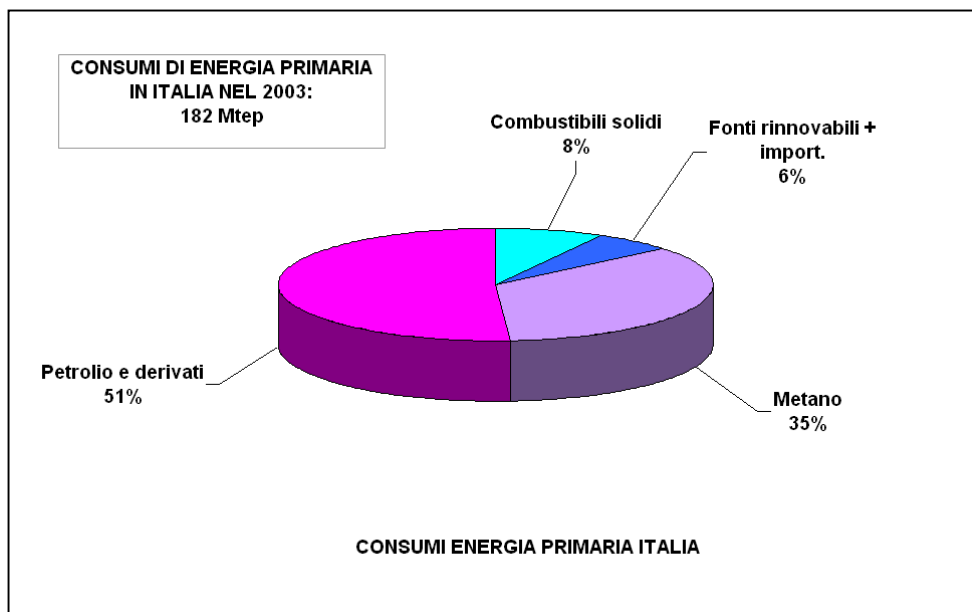
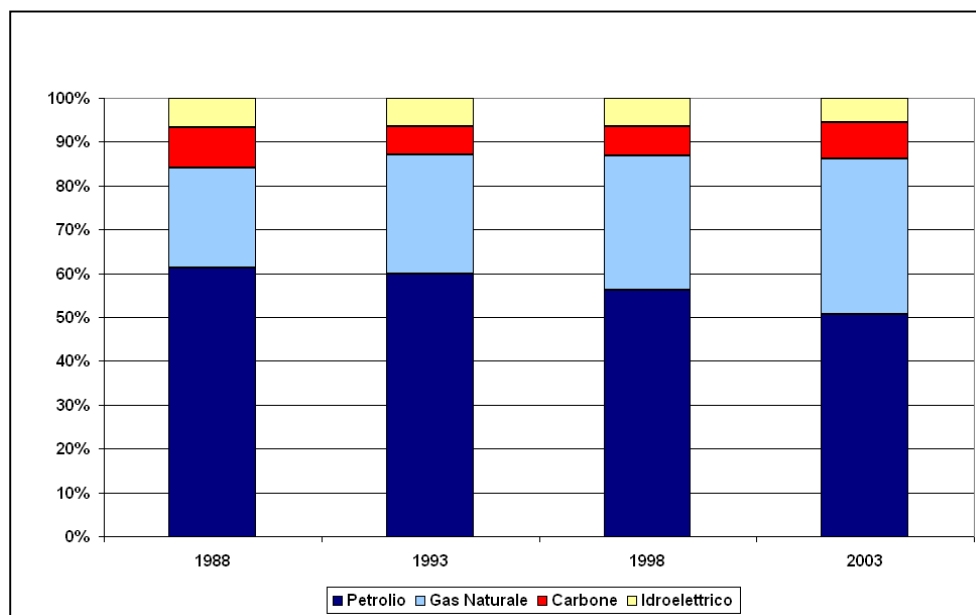


Figura 1.10 - Trend di consumo delle varie fonti energetiche in Italia negli ultimi venti anni (Credit: BP)



In Figura 1.11 viene riportato un confronto sul consumo di energia primaria per l'anno 2002-2003. Come si vede la richiesta totale è cresciuta del 2,9%, con una riduzione dei consumi di petrolio pari all'1% e con un aumento dell'utilizzo di altri combustibili fossili, quali carbone e gas naturale, dell'8% e del 9% rispettivamente.

Il consumo di gas naturale (Figura 1.12) ha visto un costante aumento a partire dal 1965 fino ai giorni nostri.

Figura 1.11 - Consumo di energia primaria in Italia negli anni (2002-2003) (Credit:BP)

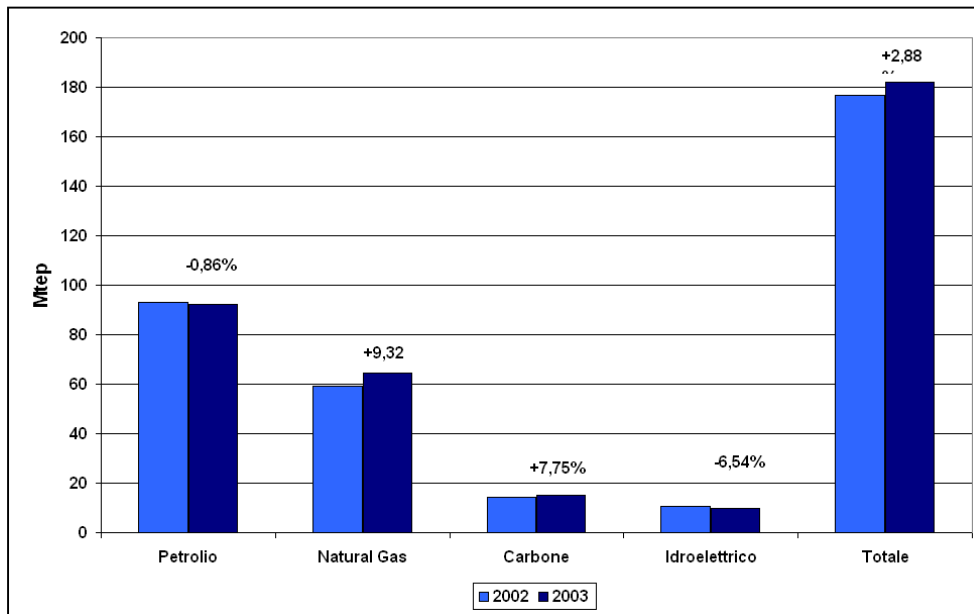
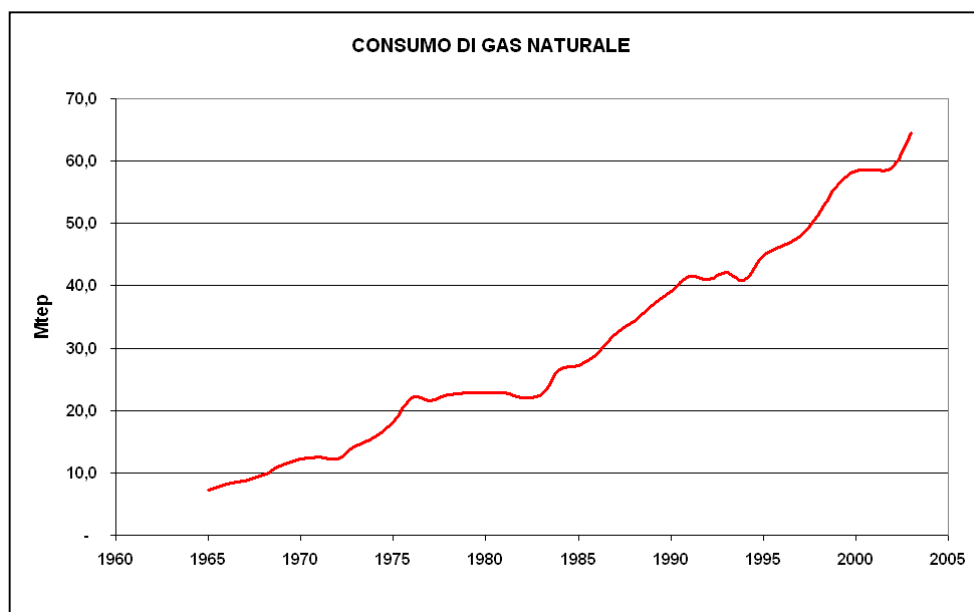


Figura 1.12 - Evoluzione del consumo di gas naturale (1960-2005)
(Credit: Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004)



Il maggiore contributo alla produzione nazionale viene dal Mare Adriatico (53%) che detiene, in particolare, anche il 46% delle riserve nazionali di gas naturale. I flussi di importazione provengono dalla Russia attraverso le porte di Tarvisio e Gorizia (35,9%), dall'Algeria attraverso Mazara del Vallo (34,5%) e, attraverso le immissioni nella rete nazionale al confine con la Svizzera di Passo Gries (24%), dai Paesi Bassi e dalla Norvegia, oltre che da apporti limitati da altre produzioni europee.

Come detto in precedenza, il consumo di petrolio è diminuito nel 2003 di circa l'1% (Figura 1.13). In Italia le prime regioni produttive di greggio risultano essere la Basilicata, la Sicilia, il Piemonte e l'Emilia Romagna. L'82% della produzione di greggio si ritrova in terraferma, mentre la restante produzione è in aree offshore. La produzione italiana, nell'anno 2002, è stata di circa 5,6 milioni di tonnellate.

Il petrolio russo *Ural* è stato il greggio più importato in Italia anche nel 2003; esso rappresenta quasi il 20% (oltre 15 milioni di tonnellate) di tutto il greggio importato in conto proprio, seguito dall'*Iranian Heavy* (8,47 milioni di tonnellate) e dal saudita *Arabian Light* (6,88 milioni di tonnellate) che ha superato il libico *Bu Attifel* (6,04 milioni di tonnellate).

Da segnalare il piazzamento in sesta posizione dell'*Azeri Light*, un greggio proveniente dall'Azerbaijan, una delle repubbliche ex-sovietiche del Caucaso.

La Libia, con un ventaglio di ben 7 tipi di greggio e un totale di più di 20 milioni di tonnellate, è il primo Paese fornitore. Nel 2003 si è importato greggio da 19 Paesi, con una varietà di ben 60 qualità. Risultano in calo le importazioni da Siria ed Egitto.

Negli ultimi cinque anni il consumo di carbone è aumentato costantemente, passando da circa 12 Mtep a 15,3 Mtep (Figura 1.14).

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone. Per quanto riguarda le provenienze, esse sono molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale.

I principali Paesi d'importazione sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia e dal Venezuela [Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004].

Figura 1.13 - Evoluzione del consumo di petrolio (1960-2005)
(Credit: Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004)

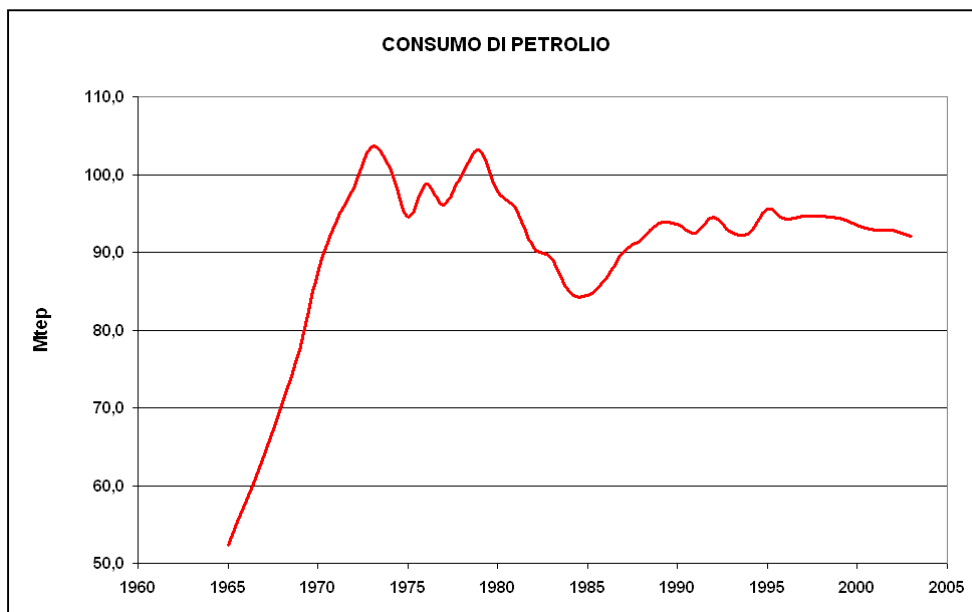
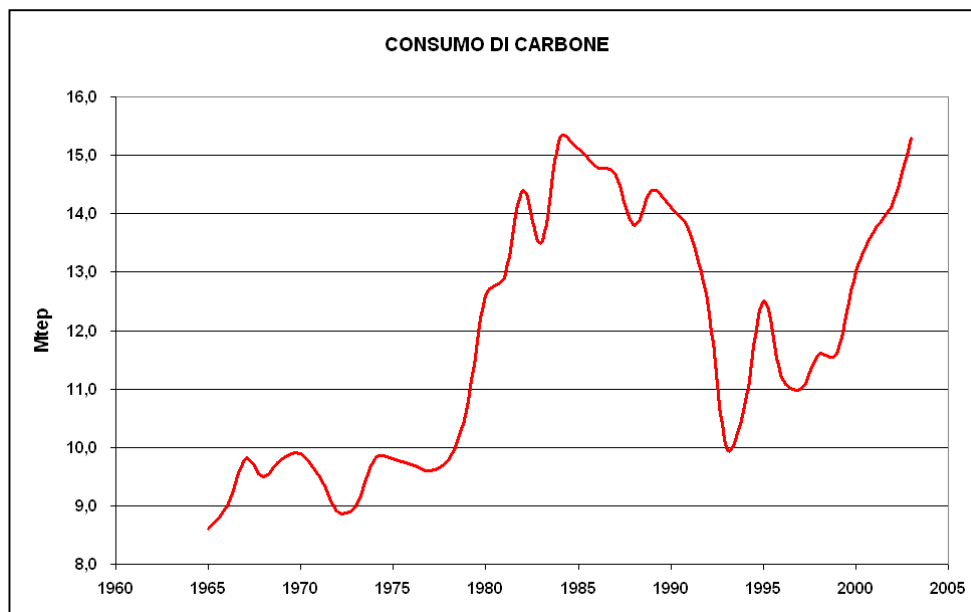


Figura 1.14 - Evoluzione nel consumo di carbone (1960-2005)

(Credit: Rapporto Energia e Ambiente, ENEA 2004)



1.4 Intensità energetica

L'efficienza nell'uso delle fonti energetiche da parte di un paese viene correttamente espressa tramite l'intensità energetica del PIL, o più sinteticamente 'intensità energetica', definita come il rapporto tra l'energia totale netta consumata dal paese e il suo prodotto interno lordo (PIL), ed espressa generalmente in MJ o tep per unità di PIL.

L'intensità energetica è un indicatore di tipo prevalentemente economico, ma riveste grande importanza anche dal punto di vista ambientale e della sostenibilità. Produrre una certa quantità di ricchezza consumando poca energia significa ridurre gli impatti prodotti dai sistemi energetici sia quelli di tipo globale (effetto serra), sia quelli di tipo locale (inquinamenti), ridurre il consumo di risorse, cioè in altri termini raggiungere più alti livelli di sostenibilità.

Una maggiore intensità energetica è normalmente indice di un alto consumo delle risorse energetiche a parità di produzione di ricchezza, e quindi di una sostanziale scarsa sostenibilità della situazione del paese al quale si fa riferimento.

Tale indicatore viene frequentemente utilizzato per comparare situazioni nazionali e locali, con diversi consumi energetici e produzioni di ricchezza e per valutare l'andamento nel tempo di una determinata situazione socio-economica.

Nella fase di avvio del processo di sviluppo, l'intensità energetica è aumentata a ritmi abbastanza veloci (almeno fino ai primi decenni del 900), mentre in seguito il progredire dell'innovazione tecnologica nei processi produttivi e l'aumento dell'efficienza energetica dei processi di produzione ha determinato una sua lenta e progressiva diminuzione, tuttora in atto.

Negli ultimi anni tuttavia, esauriti i benefici effetti indotti dalla crisi petrolifera degli anni 70 ed 80, in molti paesi industrializzati (tra cui l'Italia) si è assistito ad un sensibile rallentamento della diminuzione dell'intensità energetica. La tendenza alla riduzione dell'intensità energetica dell'Italia sembra essere molto rallentata negli ultimi dieci anni.

Questo fenomeno è particolarmente rilevante per l'industria per la quale i margini di miglioramento dell'efficienza a parità di mix produttivo si vanno restringendo progressivamente e ulteriori miglioramenti nell'intensità energetica sarebbero possibili solo a costi elevati (ad esempio con un'accelerata sostituzione degli impianti).

Figura 1.15 - Andamento dell'intensità energetica per alcuni Paesi

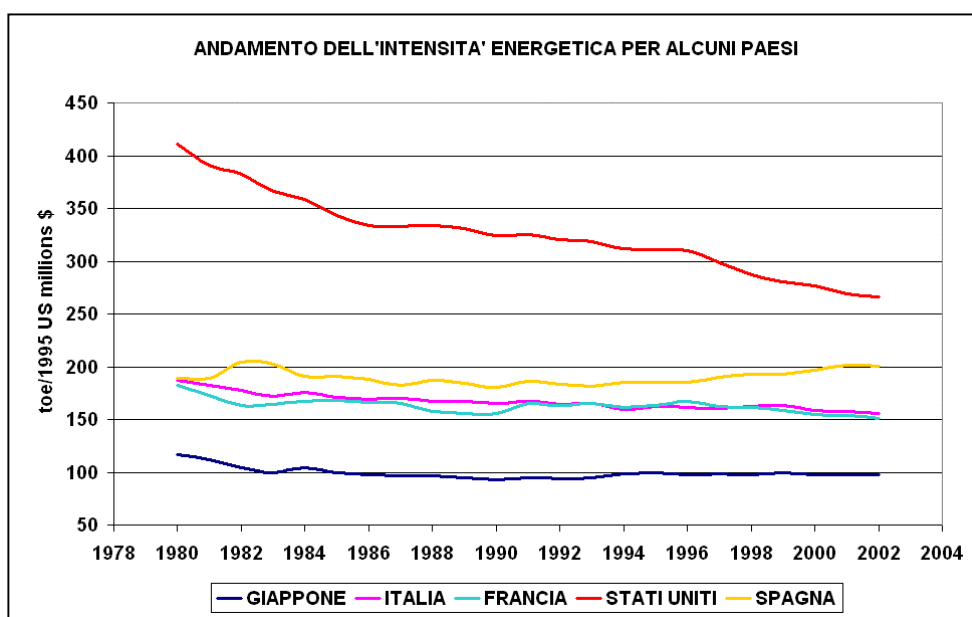
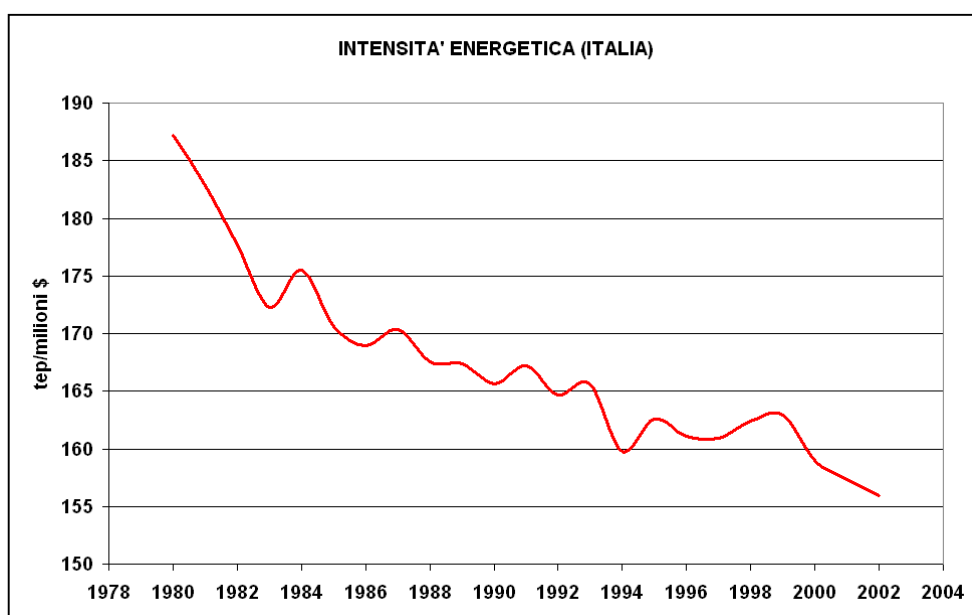


Figura 1.16 - Andamento dell'intensità energetica in Italia



Per quanto riguarda il settore residenziale un abbassamento dell'intensità energetica e un miglioramento dell'efficienza può e dovrebbe essere perseguita nel riscaldamento e climatizzazione degli edifici. In questo settore, infatti, per il futuro prossimo i fattori trainanti dei consumi energetici (redditi, strutture dei nuclei familiari, fattori climatici, se non anche i prezzi) sembrano andare nella direzione di un loro incremento.

Per i trasporti, margini per il miglioramento dell'intensità energetica sembrano esistere soprattutto nel trasporto su strada, e in uno spostamento verso modalità di trasporto (sia passeggeri che merci) più efficienti dal punto di vista energetico.

2. FONTI RINNOVABILI

Le principali fonti di energia rinnovabile sono quella solare, l'idroelettrica, l'eolica e quella ricavata dalla biomassa. Queste forme di energia sono nella maggior parte del mondo le uniche risorse locali disponibili. Esse derivano direttamente o indirettamente da quella solare, ed hanno il vantaggio di presentare generalmente un basso impatto ambientale, ad esclusione della combustione della biomassa o dei rifiuti urbani; gli svantaggi maggiori consistono, ad eccezione dell'energia idroelettrica e della biomassa, nella loro estrema variabilità ed intermittenza. Alcune di queste risorse (celle solari) producono energia a costi attualmente ancora maggiori di quelli tipici dei combustibili fossili e nucleari.

La biomassa ricopre attualmente un ruolo importante nel bilancio energetico mondiale grazie al fatto che i paesi in via di sviluppo traggono ancora gran parte della loro energia da questa fonte. Infatti i fabbisogni energetici mondiali sono soddisfatti per il 10-15% dalle biomasse, tale percentuale raggiunge nei paesi in via di sviluppo il 38% della loro domanda, mentre nei paesi sviluppati tale quota è limitata a circa il 3%.

2.1 Premessa

Un crescente ricorso alle energie rinnovabili rappresenta un obiettivo sia per i Paesi industrializzati che per quelli in via di sviluppo. Infatti se le nazioni industrializzate continueranno a prelevare e a consumare le fonti fossili al ritmo attuale – e le nazioni emergenti tenderanno ad imitarle – il pericolo maggiore, nel breve e nel medio termine, non sarà tanto quello dell'esaurimento di tali fonti (che pure è importante, dato che attualmente si prevede che esse si esauriscano nell'arco di pochi decenni), quanto quello di provocare danni irreversibili all'ambiente.

Molto opportunamente, quindi, le singole nazioni, come pure gli organismi sovranazionali, si sono mossi negli ultimi anni per trovare gli strumenti più adeguati per coniugare progresso e salvaguardia dell'ambiente, nella consapevolezza della portata planetaria del problema.

Uno degli strumenti disponibili per realizzare questo obiettivo è l'uso più esteso delle fonti rinnovabili di energia, che sono in grado di assicurare una fornitura garantita nel tempo e di raggiungere e mantenere un accettabile livello di sostenibilità.

Nel documento dell'Unione Europea – “Una politica energetica per l'Unione Europea” – si individuano tre obiettivi da conseguire nel settore energetico:

- maggiore competitività,
- sicurezza dell'approvvigionamento,
- protezione dell'ambiente,

indicando la promozione delle fonti rinnovabili come strumento rilevante per raggiungere questi obiettivi.

Nel successivo documento comunitario “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili-Libro Bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità” si indica come obiettivo minimo da perseguire al 2010 il raddoppio del contributo percentuale delle rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno energetico comunitario.

Attualmente si è assistito ad un rapido sviluppo delle tecnologie che ricavano energia dal sole e dal vento, anche se tali applicazioni sono limitate a piccoli mercati. I dati mondiali indicano che:

- l'86% dell'energia eolica è concentrata in Danimarca, Spagna, Stati Uniti e Germania;
- l'85% dell'energia solare è concentrata in Giappone, Germania e Stati Uniti.

I dati relativi all'energia eolica installata in Europa e nel mondo sono riportati nelle Figure 2.1 e 2.2. Si noti che, quando si parla di fonti rinnovabili, la potenza indica il valore di picco e pertanto l'energia ricavabile da queste fonti deve tener conto del fattore di carico al quale esse in realtà funzionano.

Figura 2.1 - Energia eolica installata in Europa e nel mondo
 (Credit: "IEA World Energy Outlook & RE Market Policies and Measures"ⁱⁱⁱ)

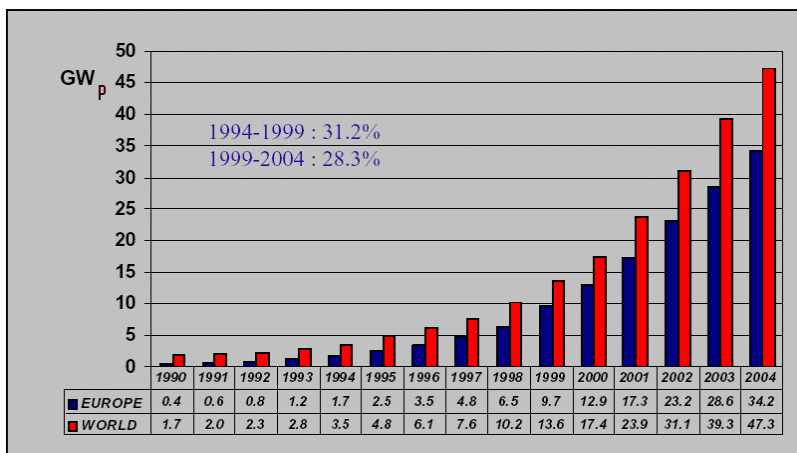
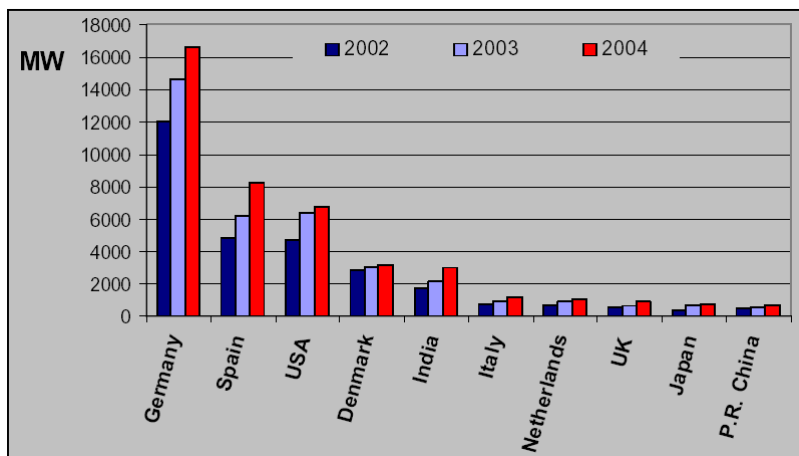
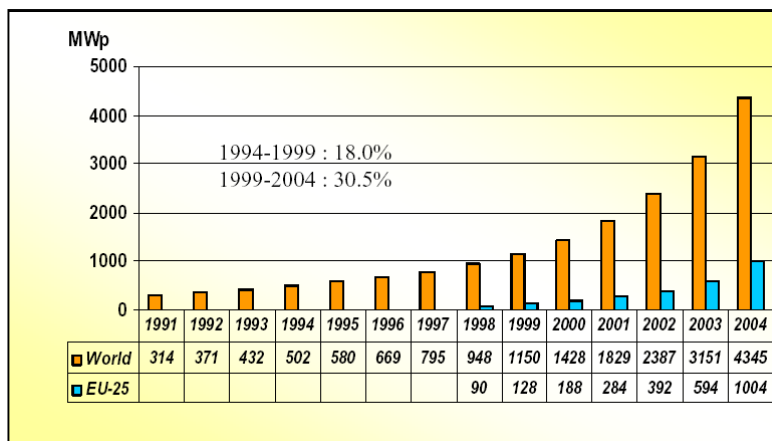


Figura 2.2 - Potenza eolica installata nel mondo. Ripartizione per Paese
 (Credit: "IEA World Energy Outlook & RE Market Policies and Measures")



Anche per la produzione di energia tramite il solare fotovoltaico, si assiste ad una graduale crescita, sia a livello mondiale che europeo (Figura 2.3).

Figura 2.3 - Potenza fotovoltaica installata in Europa e nel mondo tramite pannelli fotovoltaici
 (Credit: "IEA World Energy Outlook & RE Market Policies and Measures")



Il costo dell'energia, prodotto tramite fonti energetiche rinnovabili, rimane ancora troppo elevato per consentire la competitività commerciale. Tuttavia per alcune di esse esistono particolari meccanismi di incentivazione (ad esempio "Programma Tetti Fotovoltaici").

2.2 Incentivazione delle fonti rinnovabili: riferimenti normativi

Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", rappresenta la prima importante legge per il riordino dei sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica del nostro Paese.

Particolare importanza viene data, all'interno del Decreto, allo sviluppo delle fonti rinnovabili definite nell'articolo 2: "Fonti energetiche rinnovabili sono il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici ed inorganici".

Dal 2002 tutti i produttori e gli importatori di elettricità sono tenuti ad immettere in rete un quantitativo di elettricità da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia prodotta o importata nell'anno precedente tramite fonti convenzionali, che si traduce, per l'intero territorio nazionale, in circa 3-5 miliardi di chilowattora. Le fonti energetiche rinnovabili sono ammesse all'incentivazione dei cosiddetti Certificati Verdi (CV). Il Certificato Verde è emesso dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Con i CV si è passati da un sistema di incentivazione amministrato, garantito e differenziato per tecnologia (CIP 6/92) ad un sistema di incentivazione promosso attraverso la creazione di un mercato di CV sorretto da una domanda obbligatoria imposta a produttori e importatori di energia elettrica prodotta con fonti fossili convenzionali. Il Decreto Bersani (n. 79 del 1999), e successivi aggiornamenti (Legge 239/04 e DLgs 387/03), obbliga i produttori e importatori di energia elettrica da fonte non rinnovabile, che hanno una produzione superiore a 100GWh/anno, ad immettere in rete almeno il 2% di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. A partire dal 2004, e fino al 2006, tale percentuale viene incrementata annualmente dello 0,35%.

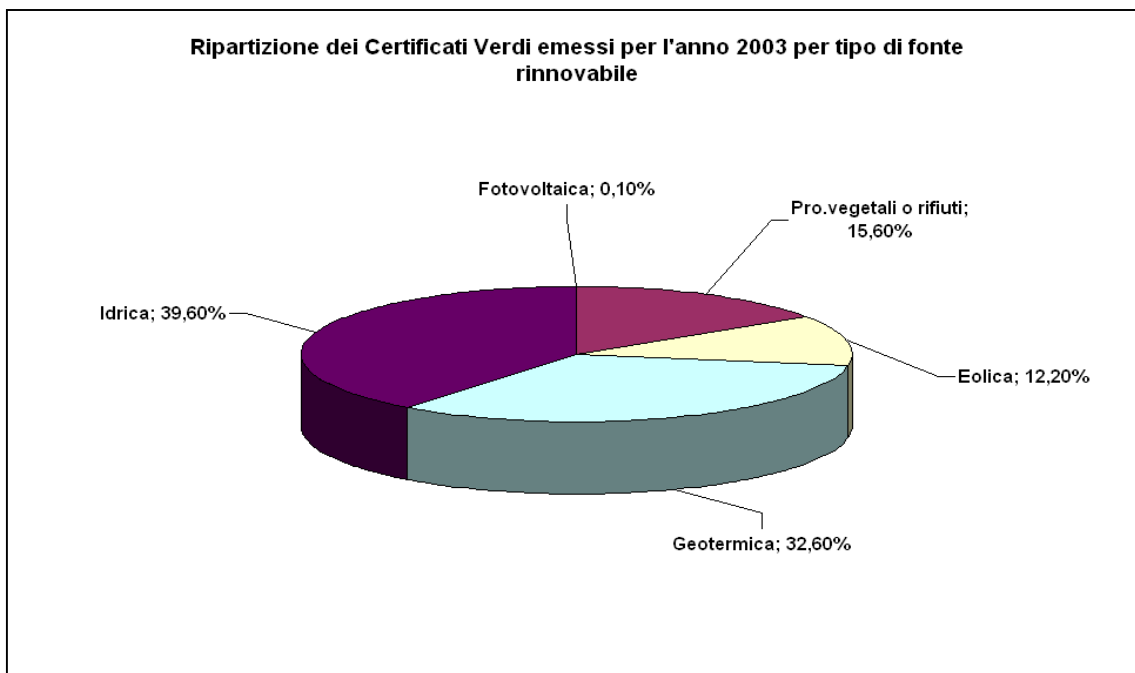
Il certificato verde, di valore pari o multiplo di 100 MWh (attualmente 50 MWh), è emesso dal gestore della rete, entra trenta giorni, su comunicazione del produttore relativamente alla produzione da fonte non rinnovabile dell'anno precedente.

Il Decreto Legislativo 387 del 29/12/2003, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" ha reso operativa in Italia la suddetta direttiva ed in particolare, per l'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili con il sistema dei certificati verdi, ha previsto:

- a decorrere dall'anno 2004 e fino al 2006, l'incremento annuale pari a 0,35% rispetto alla base del 2%, fissata dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, della quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili che, nell'anno successivo, deve essere immessa nel sistema elettrico (articolo 4 del DLgs 387 del 29/12/2003);
- l'inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche emesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili con indicazione di alcune categorie e/o fattispecie di rifiuti non ammessi al rilascio dei certificati verdi (articolo 17 del DLgs 387 del 29/12/2003);
- la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione degli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili (articolo 12 DLgs 387 del 29/12/2003);
- l'introduzione delle centrali ibride, che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, come gli impianti a cui riconoscere l'incentivazione con i certificati verdi esclusivamente per l'energia imputabile alle fonti rinnovabili.

Per il 2003 il valore della domanda è stato di 3,46 TWh, pari a 34.617 certificati verdi.

Figura 2.4 - Ripartizione dei Certificati Verdi emessi per l'anno 2003 (Credit: Dati GRTN^{iv})



La qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) viene effettuata dal GRTN sulla base del Decreto del 11/11/1999 e del successivo Decreto del 18/03/2002.

Il GRTN, per regolamentare e dare trasparenza al processo istruttorio previsto per la qualificazione degli impianti, ha sviluppato una apposita procedura tecnica che risulta disponibile sul sito www.grtn.it nella sezione fonti rinnovabili.

La procedura tecnica prevede la formulazione al GRTN della domanda per il riconoscimento della qualifica di impianto IAFR, alla quale devono essere allegati i principali dati tecnici e documentali caratteristici sia della categoria dell'intervento (nuovi impianti, potenziamenti, riattivazioni, rifacimenti totali e parziali e co-combustione) sia della tipologia dell'impianto (idroelettrico, geotermoelettrico, eolico, fotovoltaico, a biogas, termoelettrico a rifiuti e/o prodotti vegetali, termoelettrico con co-combustione).

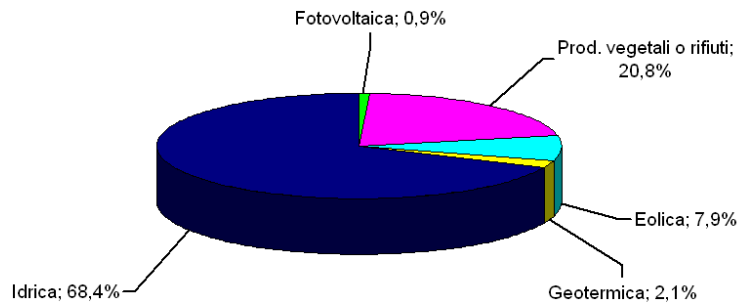
Gli impianti qualificati a fonte rinnovabile in Esercizio e in Progetto, suddivisi per fonte, sono riportati nei grafici di Figura 2.5.

L'energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico italiano nel 2004 è stata pari a 3.893,8 GWh (+12,1% rispetto al 2003), ovvero a 77.876 Certificati Verdi il cui valore unitario è pari a 50 MWh (negli anni precedenti la taglia del Certificato Verde era fissata a 100 MWh).

Figura 2.5 - Impianti qualificati a fonte rinnovabile in esercizio per tipo di fonte.
Dati aggiornati al 31/05/2004 (Credit: Dati GRTN)

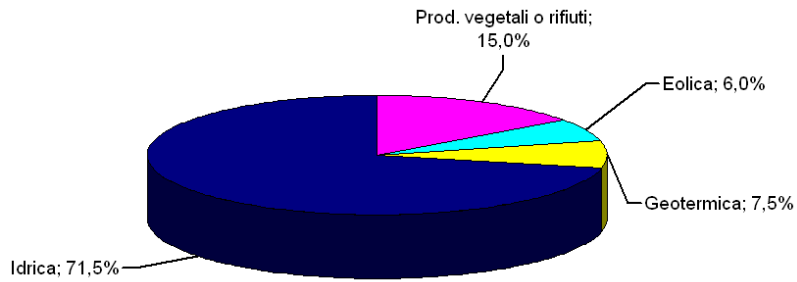
IMPIANTI QUALIFICATI A FONTE RINNOVABILE IN ESERCIZIO (31 Maggio 2004)
Numero

Totale 433 impianti



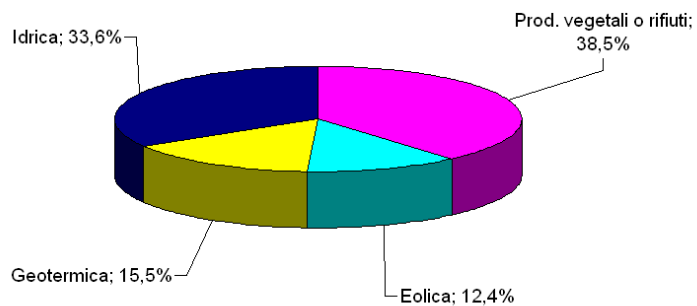
IMPIANTI QUALIFICATI A FONTE RINNOVABILE IN ESERCIZIO (31 Maggio 2004)
Potenza

Potenza totale 3747,5 MW



IMPIANTI QUALIFICATI A FONTE RINNOVABILE IN ESERCIZIO (31 Maggio 2004)
Producibilità

Producibilità totale 4118,6 GWh



2.3 Le fonti rinnovabili in Italia

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata nel 2003 pari a circa 50 TWh, cioè il 18% del totale della produzione interna lorda. La risorsa idroelettrica ha rappresentato l'86% della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, anche se il contributo percentuale di questa fonte alla produzione di elettricità sta progressivamente diminuendo. Il grado di utilizzo del potenziale idrico è già molto elevato, per cui le prospettive di sviluppo del settore sono legate allo sviluppo dei piccoli impianti idroelettrici con potenza inferiore ai 10 MW.

A fine 2003 la potenza geotermoelettrica installata è stata di 707 MW, la produzione di energia elettrica da questa fonte è costantemente aumentata negli ultimi cinque anni.

Per quanto riguarda l'eolico, dopo gli ottimi risultati conseguiti nel periodo 1996-2001 si è assistito ad un forte rallentamento e una certa ripresa si è cominciata ad avvertire solo nel secondo semestre del 2003 con una potenza installata a fine 2003 di 874 MW.

Il solare fotovoltaico ha registrato un buon incremento rispetto al 2002, di circa il 22,5%. Dal 1995 al 2003 l'aumento è stato costante con conseguente aumento della produzione di energia elettrica, stimata a fine 2003 in 4 GWh. L'energia elettrica viene prodotta in Italia utilizzando energia termica in una percentuale pari all'82%. Segue un 15,6% di produzione da centrali idroelettriche e un 2% da centrali geotermiche. Le rimanenti percentuali sono coperte con energia elettrica prodotta da centrali eoliche e pannelli fotovoltaici.

Figura 2.6 - Produzione di energia elettrica in Italia (Credit: Dati GRTN)

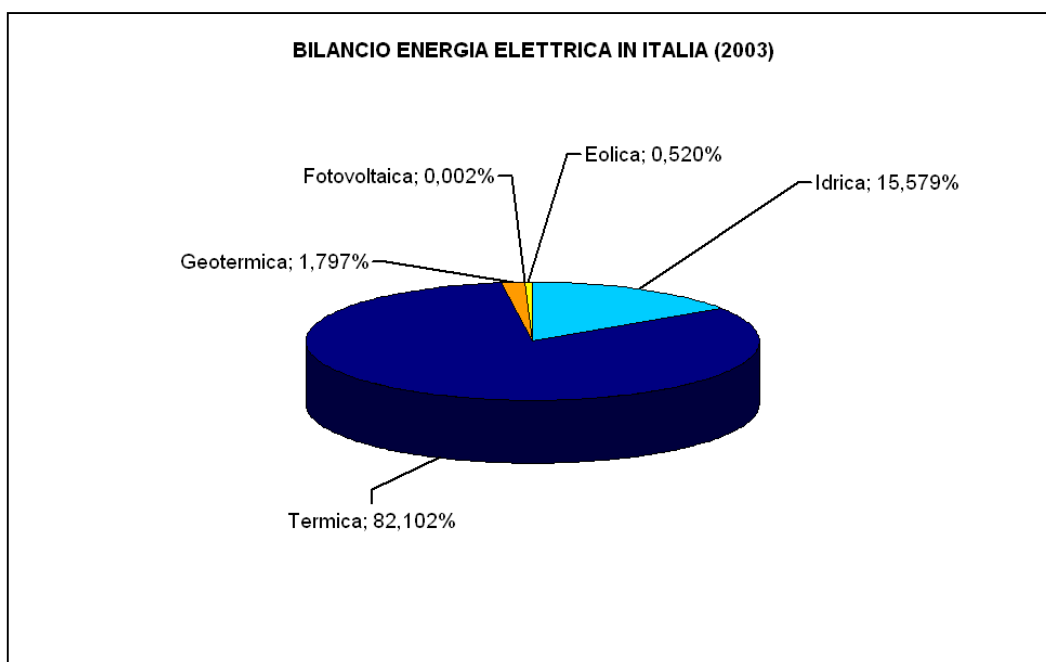
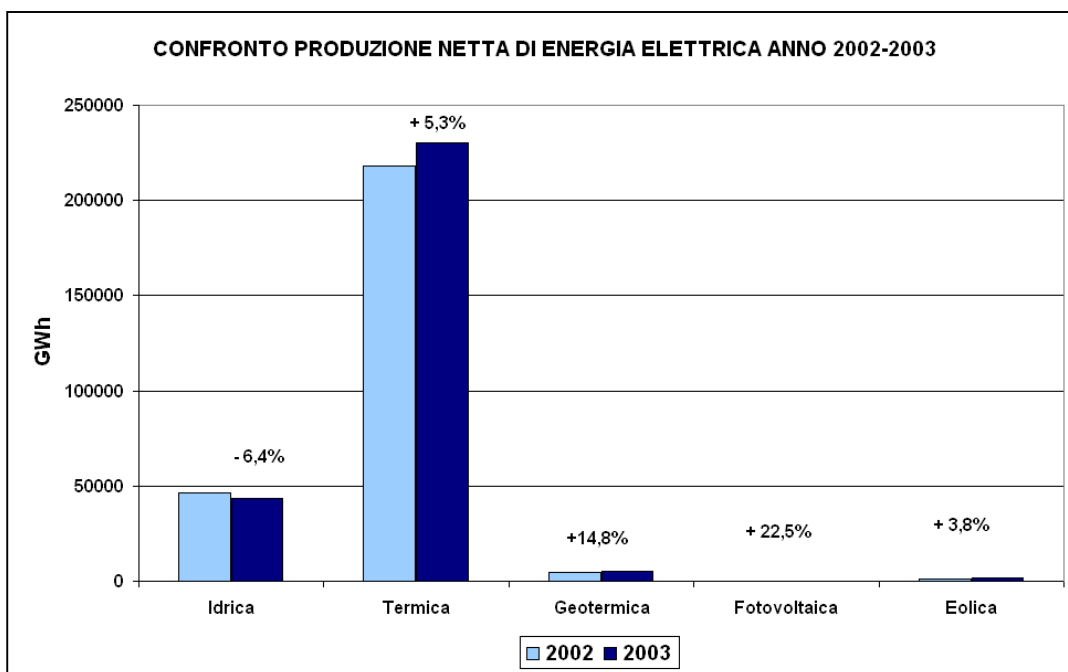


Figura 2.7 - Produzione di energia elettrica per gli anni 2002-2003 (Credit: Dati GRTN)



La produzione da centrali termoelettriche rimane sempre in posizione nettamente predominante rispetto alle altre fonti. Tendenza in crescita anche per la produzione di energia da centrali geotermiche e fotovoltaiche.

In Italia le destinazioni d'uso dell'energia elettrica sono quelle rappresentate in Figura 2.8. I dati del GRTN mostrano che il settore industriale è quello a maggiore richiesta di energia, seguito dal settore terziario e da usi domestici.

Figura 2.8 - Usi finali dell'energia elettrica in Italia (Credit: Dati GRTN)

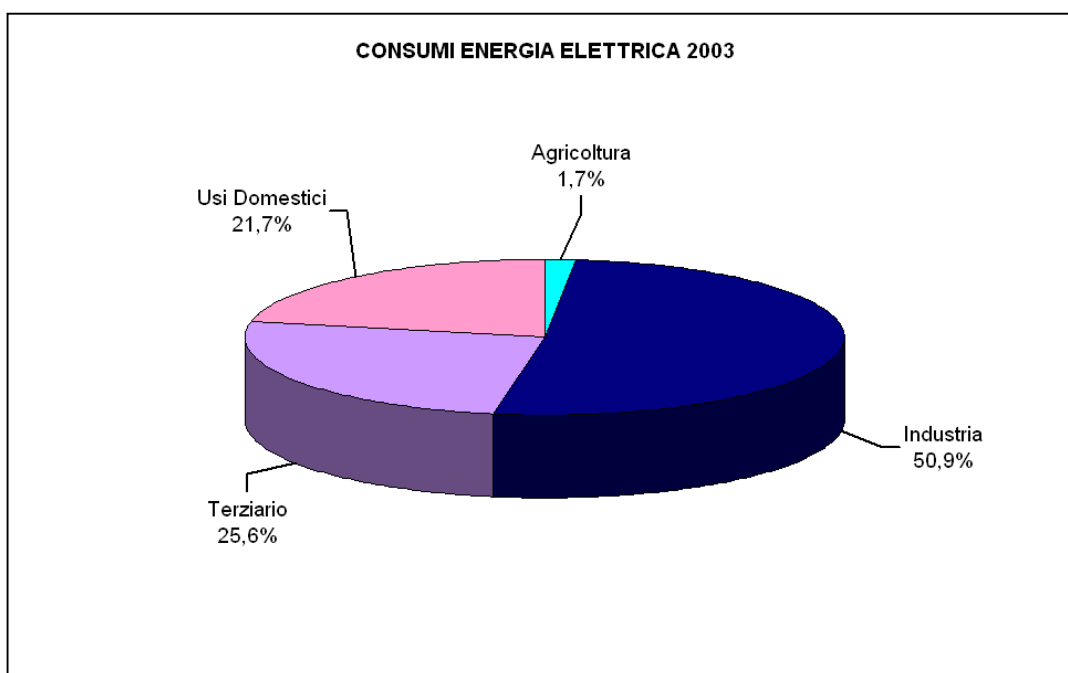
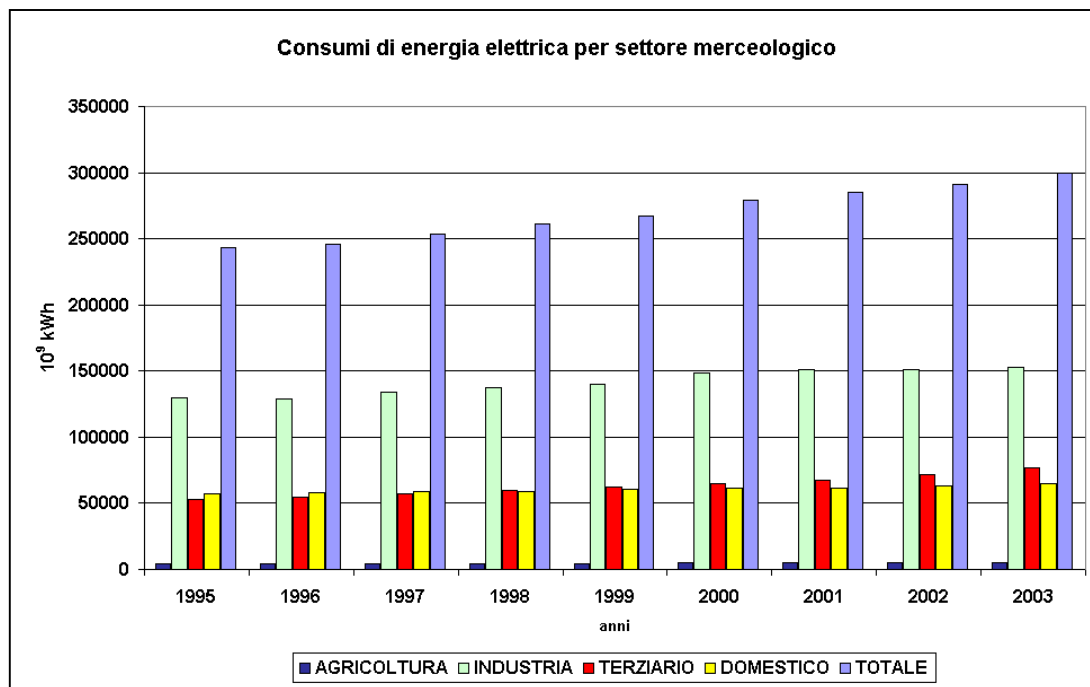


Figura 2.9 - Evoluzione dell'utilizzo di energia elettrica (dal 1995 al 2003) suddivisa per settore merceologico (Credit: Dati GRTN)



La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta nel 2004 a circa 56 TWh, con un aumento rispetto al 2003 del 10% circa. L'energia idroelettrica continua ad essere predominante rispetto alle altre fonti (Figura 2.10). Si registrano aumenti nella produzione di energia elettrica con impianti eolici (+15%) e con biomasse (+25%) (Figura 2.11).

Figura 2.10 - Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili installati in Italia alla fine del 2004 (Credit: Dati GRTN)

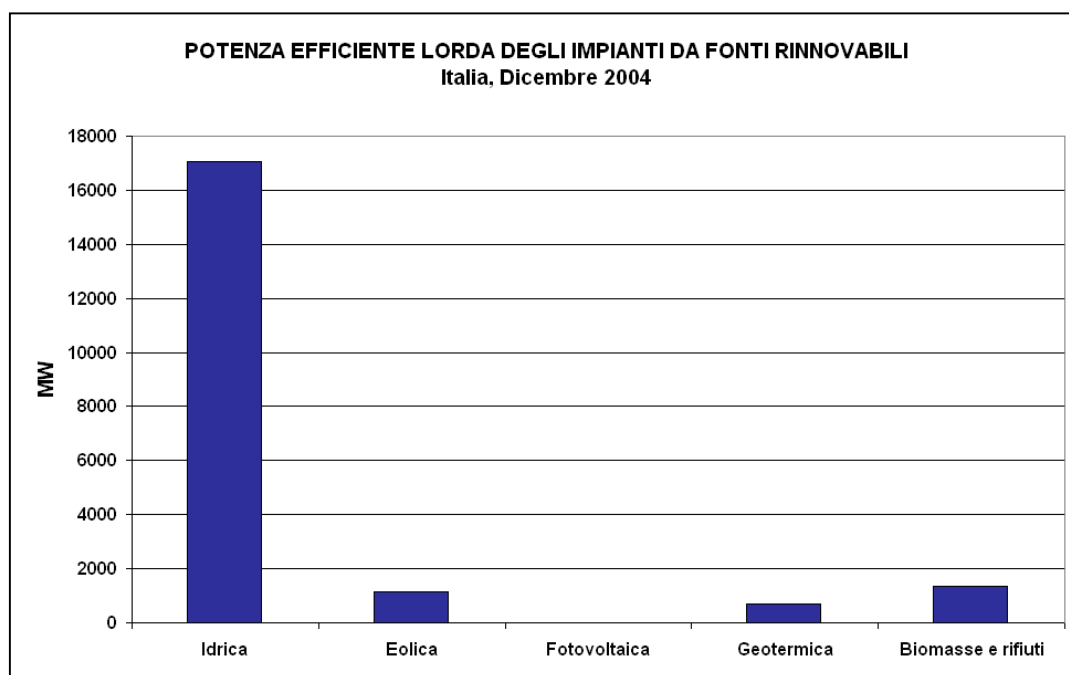
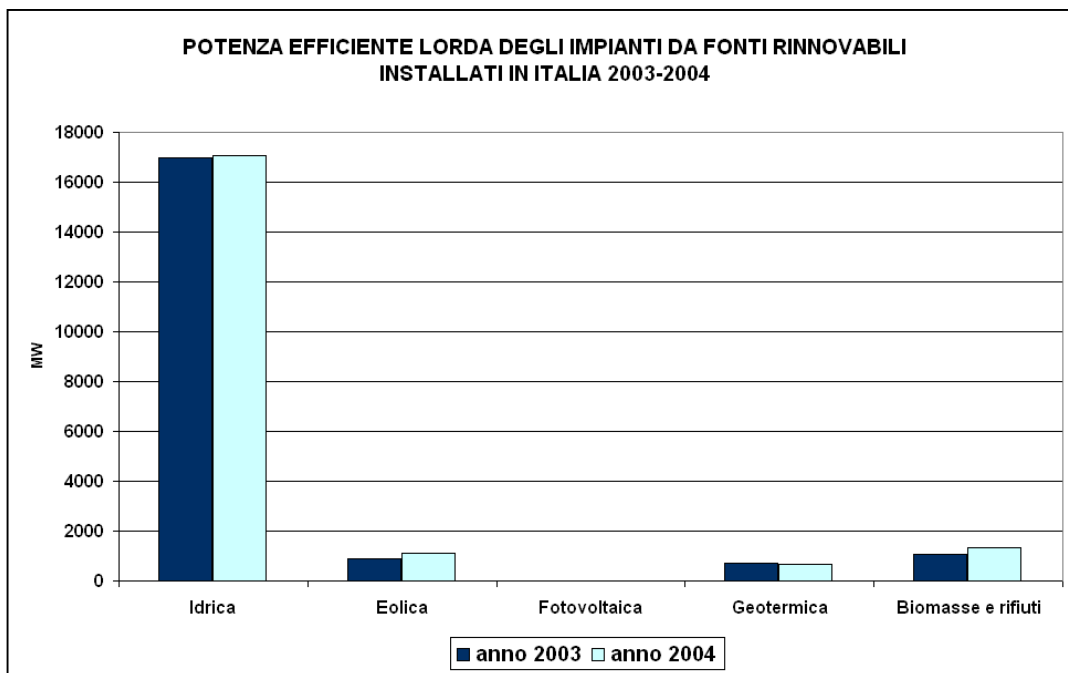


Figura 2.11 - Evoluzione della potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia
(Credit: Dati GRTN)



Comunque, l'energia idroelettrica continua ad essere la più utilizzata tra le fonti rinnovabili (Figura 2.12). In Italia sono installati circa 1998 impianti di diversa potenza, concentrati soprattutto nelle regioni del Nord-Italia e in Abruzzo (Tabella 2.1).

Figura 2.12 - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili
(Credit: Dati GRTN)

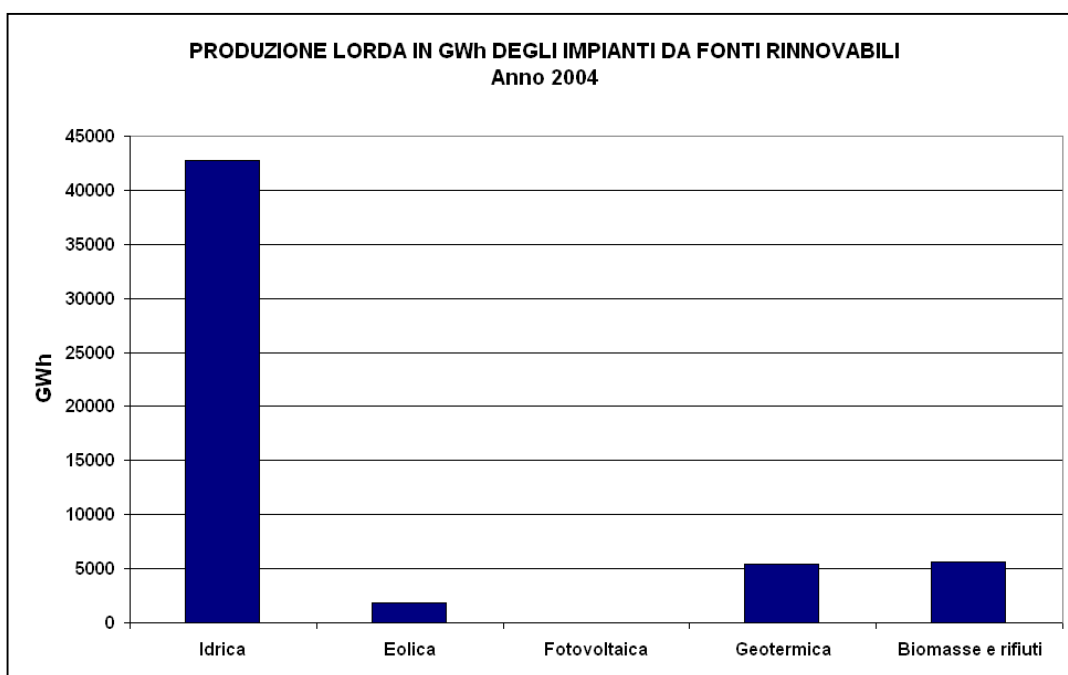


Tabella 2.1 - Potenza elettrica efficiente lorda da fonti rinnovabili al dicembre 2004
(Credit: Dati GRTN)

POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI DA FONTE RINNOVABILE NEL 2004					
(MW)					
	Idrica	Biomasse	Geotermica	Eolica	Fotovoltaica
Piemonte	2203	49	-	-	-
Valle d'Aosta	850	1	-	-	-
Lombardia	4828	344	-	-	-
Trentino Alto Adige	3014	17	-	0,3	-
Veneto	1081	108	-	-	-
Friuli Venezia Giulia	452	21	-	-	-
Liguria	73	162	-	3	-
Emilia Romagna	287	190	-	3,5	-
Toscana	305	103	681	1,8	0,1
Umbria	508	23	-	1,5	-
Marche	217	6	-	-	-
Lazio	394	75	-	1,2	-
Abruzzo	1001	-	-	126	1
Molise	79	25	-	35	-
Campania	331	27	-	276	4
Puglia	-	62	-	273	0,6
Basilicata	128	7	-	76	-
Calabria	713	101	-	0,6	0,6
Sicilia	152	10	-	152	0,2
Sardegna	442	18	-	182	0,7

2.4 Solare fotovoltaico

2.4.1 Principio di funzionamento

L'effetto fotovoltaico consiste nella trasformazione dell'energia solare in energia elettrica, tramite l'utilizzo di alcuni materiali semiconduttori opportunamente trattati. Tale fenomeno è noto fin dal secolo scorso, quando si scoprì che era possibile trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Nel 1953 venne prodotta la prima cella solare al silicio, molto più potente di quella al selenio, ad opera di Gerald Pearson; la sua invenzione fu perfezionata da due colleghi della Bell, Calvin Fuller e Daryl Chapin che realizzarono la prima cella in grado di convertire in elettricità abbastanza energia solare per alimentare una radiotrasmittente. L'effetto fotovoltaico consiste nel produrre una differenza di potenziale, capace di generare una corrente elettrica, ai capi di una giunzione p-n, opportunamente realizzata ed esposta a radiazione luminosa. Un fotone, interagendo con la struttura cristallina di un semiconduttore (generalmente silicio) può eccitare un elettrone della banda di valenza del cristallo, portandolo in una banda di conduzione. In particolare se l'energia associata al fotone è maggiore dell'ampiezza della banda, il fotone cede tutta la sua energia al cristallo generando una coppia elettrone-lacuna, che contribuisce alla conduzione elettrica.

La Figura 2.13 mostra uno schema di una cella fotovoltaica nella quale è evidenziata la giunzione di due strati di silicio, uno drogato di tipo "p" e uno drogato di tipo "n". Il drogaggio è un particolare trattamento per cui il silicio viene portato a condurre correnti prevalentemente dovute a lacune "p" o ad elettroni di tipo "n". In generale vengono introdotti nella matrice di silicio atomi di fosforo per ottenere il drogaggio di tipo "n" caratterizzato da una densità di elettroni liberi (cariche negative) più alta di quella presente nel silicio intrinseco. La tecnica del drogaggio del silicio con atomi di boro, porta invece al silicio di tipo "p" in cui le cariche libere in eccesso sono di segno positivo.

Le cariche elettriche positive e negative generate per effetto fotovoltaico attivato dal bombardamento dei fotoni della luce solare vengono separate dal campo elettrico nelle vicinanze della giunzione. Tali cariche danno luogo al passaggio di corrente quando il dispositivo viene connesso ad un carico. La corrente sarà tanto maggiore quanto maggiore è la quantità di luce incidente.

Figura 2.13 - Rappresentazione schematica di una cella fotovoltaica

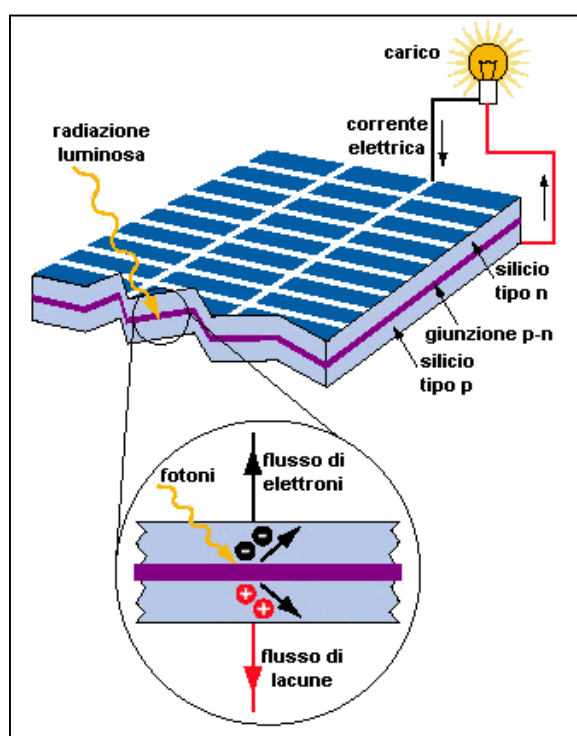
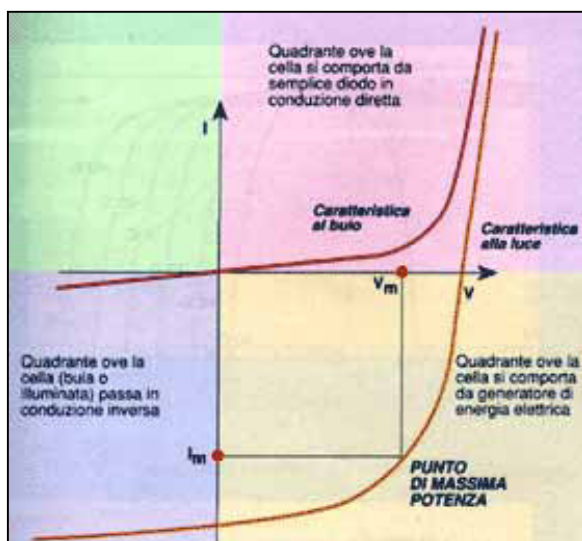


Figura 2.14 - Curva caratteristica I-V di un diodo (Credito: www.enerpoint.it)



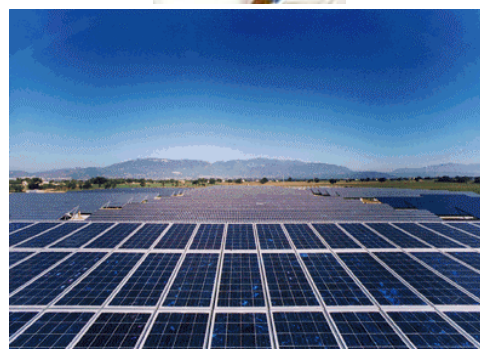
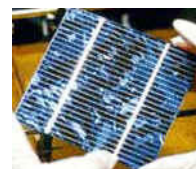
La cella è l'unità fondamentale di un sistema fotovoltaico e da sola eroga una potenza da 1 a 2 watt. In condizioni standard di riferimento (irraggiamento pari a 1000 W/m^2 e temperatura pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$) è possibile prelevare ai suoi capi una tensione di $0,5 \text{ V}$, l'erogazione di corrente continua è pari a circa 3 Ampere , mentre la potenza di picco generata è pari a $1,5 \text{ W}_p$.

Le celle fotovoltaiche, prese singolarmente, forniscono valori di tensione e corrente limitate in rapporto ai valori richiesti dagli apparecchi utilizzatori: esse pertanto sono collegate in serie a formare una struttura robusta e maneggevole, detta modulo fotovoltaico (FV).

Il modulo FV tradizionale è costituito dal collegamento in serie di 36 celle, per ottenere una potenza in uscita pari a circa 50 Watt , ma oggi, soprattutto per esigenze architettoniche, i produttori mettono sul mercato moduli costituiti da un numero di celle molto più alto e di conseguenza di più elevata potenza, anche fino a 200 Watt per ogni singolo modulo. I moduli a loro volta possono essere uniti per formare delle unità più grandi dette pannelli. Un insieme di pannelli collegati elettricamente in serie costituisce una stringa, e più stringhe costituiscono il generatore fotovoltaico.

Il generatore fotovoltaico non costituisce un sistema completo, a meno che non si debbano alimentare delle utenze elettriche in continua. Nella maggior parte dei casi è necessario utilizzare un dispositivo (Inverter) che converte la corrente continua prodotta dai pannelli in alternata (Figura 2.15).

Figura 2.15 - Rappresentazione schematica delle parti costituenti un campo fotovoltaico e una cella fotovoltaica

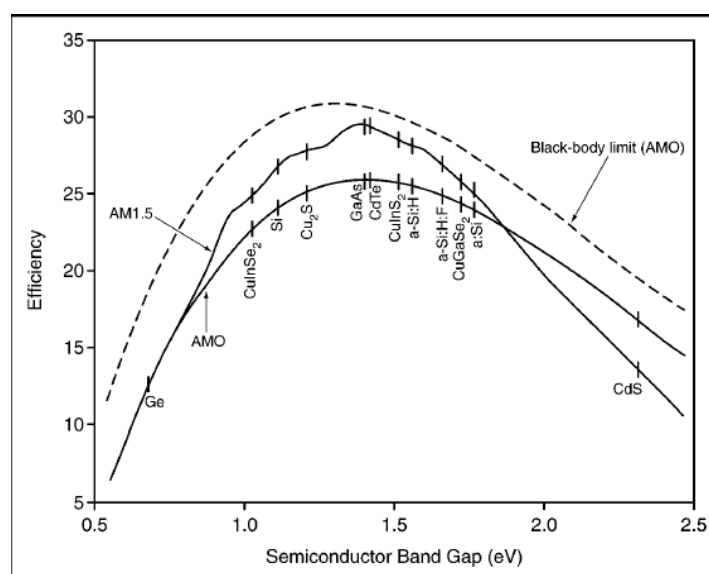


2.4.2 Rendimenti

L'energia elettrica che si può ottenere attraverso un sistema fotovoltaico dipende in particolare dalle caratteristiche del materiale impiegato e dai processi utilizzati nella realizzazione del dispositivo. L'efficienza di conversione (percentuale di energia contenuta nella radiazione solare che viene convertita in energia elettrica utilizzabile) per celle commerciali al silicio cristallino è in genere compresa tra il 13% e il 17%, per moduli al silicio amorfo varia tra il 5% e il 9%, mentre per realizzazioni speciali di laboratorio (dispositivi di GaAs) hanno raggiunto valori del 35% (Figura 2.16) [ENEA Rapporto Energia e Ambiente 2004].

La tecnologia più diffusa è quella che utilizza silicio cristallino (circa l'87% dei pannelli prodotti nel mondo), mentre la restante parte del mercato riguarda essenzialmente il silicio amorfo e celle realizzate con un film sottile policristallino. Per quanto riguarda l'aspetto economico, la maturazione della tecnologia ha portato ad una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte e al raddoppio del rendimento di sistema in 20 anni.

Figura 2.16 - Efficienza di conversione dei principali materiali utilizzati nella produzione dei pannelli solari (Credit: <http://www.pv.bnl.gov/>)

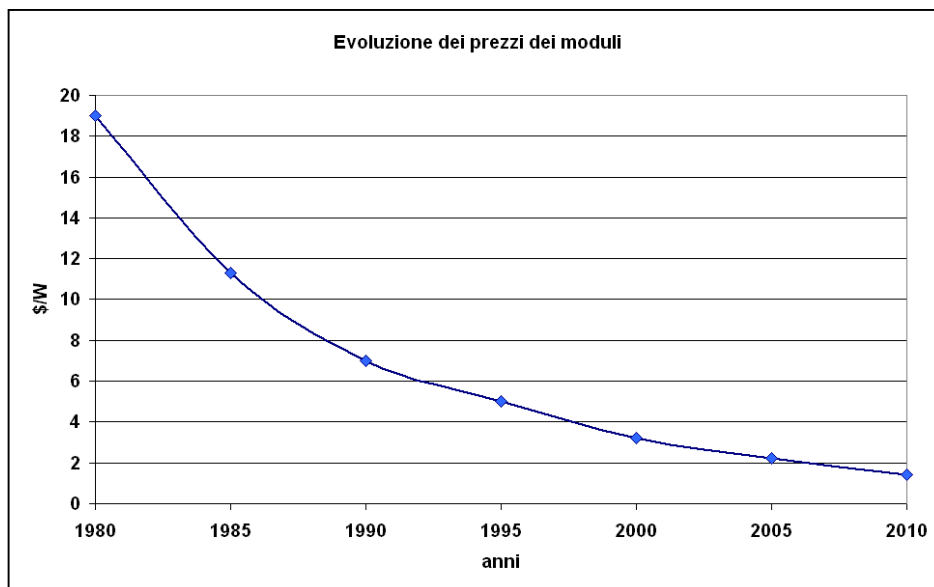


Il prezzo attuale dei moduli fotovoltaici è di circa 3,5 €/W_p (Figura 2.17) e il costo dell'investimento di un impianto è di circa 6.000-7.000 €/kW_p; inoltre la produzione di energia elettrica dipende dall'insolazione del sito di collocazione dell'impianto stesso. In Italia l'irraggiamento medio annuale varia dai 3,6 kWh/m²/giorno della pianura padana ai 4,7 kWh/m²/giorno del centro-sud e ai 5,4 kWh/m²/giorno della Sicilia.

Conseguentemente il costo dell'energia può essere compreso tra 0,35-0,60 €/kWh, tali costi rimangono troppo elevati per consentire la competitività commerciale della tecnologia fotovoltaica se non in presenza di meccanismi di incentivazione [ENEA Rapporto Energia e Ambiente 2004].

Negli ultimi 20 anni ad ogni raddoppio della potenza installata nel mondo si è registrata una diminuzione del costo del modulo pari al 18% (tasso di abbattimento dell'82%). Secondo questo trend, raggiunta una potenza cumulata pari a circa 100 GW, si arriverebbe ad un costo di 1 \$/W, che avvicinerrebbe di molto il costo dell'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico a quello dell'energia prodotta con metodi convenzionali. Più in dettaglio per il silicio cristallino è previsto un valore di abbattimento dei costi pari a circa l'83% per i prossimi 10 anni.

Figura 2.17 - Evoluzione del costo di un modulo fotovoltaico (Credit: ENEA^v)



2.4.3 Utilizzi

Secondo il tipo di applicazione a cui l'impianto è destinato, le condizioni d'installazione, le scelte impiantistiche, il grado di integrazione nella struttura edilizia con cui si interfaccia, si distinguono varie tipologie di impianto.

I sistemi autonomi (stand-alone) sono normalmente utilizzati per elettrificare le utenze difficilmente collegabili alla rete perché ubicate in zone poco accessibili. Tale tipo di sistema è caratterizzato dalla necessità di coprire la totalità della domanda energetica dell'utenza tramite l'utilizzo di un sistema di accumulo (batterie) che consente di differire nel tempo l'erogazione di corrente al carico.

Attualmente tali sistemi vengono utilizzati per il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura, per alimentare ripetitori radio, stazioni di rilevamento o trasmissione dati, per sistemi di illuminazione, alimentazione dei servizi su camper, impianti pubblicitari.

I sistemi connessi alla rete possono invece scambiare energia elettrica con la rete elettrica nazionale. Il principio di connessione è quello di uno scambio in due direzioni: se la produzione del sistema fotovoltaico eccede per un certo periodo il consumo, l'eccedenza viene inviata alla rete. Nelle ore in cui il generatore non fornisce energia elettrica sufficiente per soddisfare il carico, l'elettricità è acquistata dalla rete. Questo meccanismo è reso possibile dalla presenza di due contatori che contabilizzano l'energia elettrica scambiata nelle due direzioni.

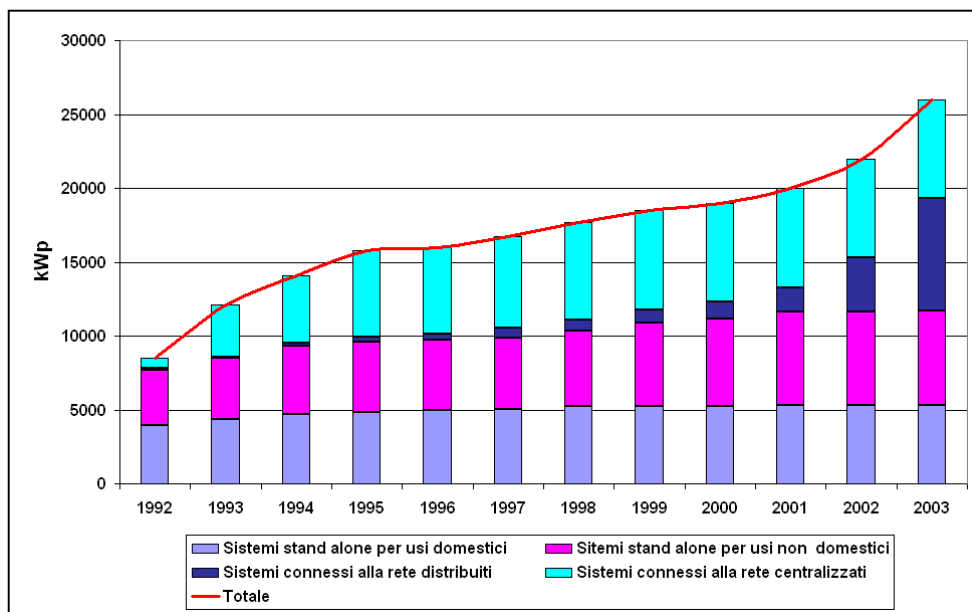
Le applicazioni di tali tipi di impianti sono diverse, dalla realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica agli impianti integrati sugli edifici.

La possibilità di integrare i moduli fotovoltaici nelle architetture e di trasformarli in componenti edili ha notevolmente ampliato gli orizzonti di applicazione del fotovoltaico e quelli dell'architettura che sfrutta questa forma di energia.

2.4.4 Mercato

La potenza totale installata in Italia alla fine del 2003 era di circa 26 MW_p. Nel grafico (Figura 2.18) viene mostrato il trend di installazioni che sono avvenute dal 1992.

Figura 2.18 - Potenza installata in Italia tra gli anni 1992-2003 suddivisa per tipologia di impianto
(Credit: IEA Photovoltaic Power Station Programme^{VI})



Come si può vedere dal grafico, la potenza installata nel 2003 ha registrato un aumento del 20% rispetto all'anno precedente, raggiungendo un totale di 26 MW_p [National Status Report 2003, Implementation of PV systems, IEA Photovoltaic Power Station Programme].

A livello mondiale il mercato fotovoltaico ha conosciuto, negli ultimi anni, notevoli sviluppi con tassi di crescita annuali, nell'ultimo periodo, tra il 30-35%; la capacità produttiva è passata da 110 MW del 1992 a 1809 MW a fine 2003 (Figura 2.19 e Tabella 2.2).

Alcuni Paesi con un elevato livello di industrializzazione come gli USA, il Giappone e la Germania, investono da tempo nel settore fotovoltaico attraverso consistenti programmi di finanziamento alla ricerca e di sostegno della domanda. Ma più recentemente, anche altri Paesi come la Svizzera, l'Austria, l'Olanda, la Spagna e l'Australia, hanno approntato programmi nazionali in questo settore attraverso i quali raggiungeranno una posizione competitiva nel mercato internazionale [ENEA, Rapporto Energia e Ambiente, 2004].

Figura 2.19 - Evoluzione della potenza totale installata nel mondo dal 1992 ai giorni nostri

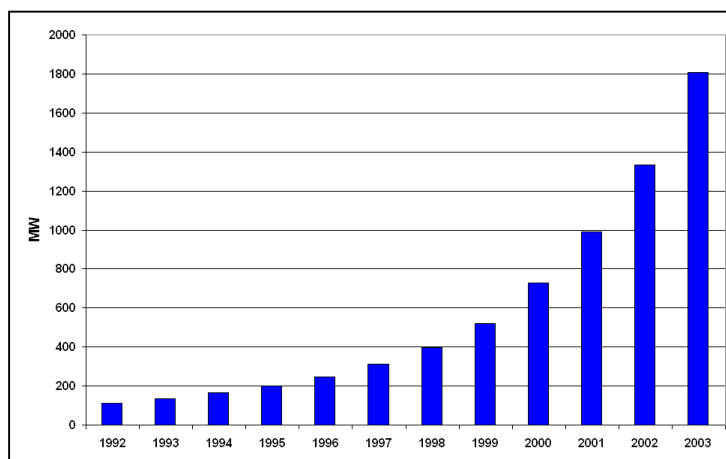


Tabella 2.2 - Potenza (MW) installata in diverse nazioni. Germania, Giappone e USA rimangono leader del mercato

Country	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
AUS	7,3	8,9	10,7	12,7	15,7	18,7	22,5	25,3	29,2	33,6	39,1	45,6
AUT	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4,9	6,1	10,3	16,8
CAN	1,0	1,2	1,5	1,9	2,6	3,4	4,5	5,8	7,2	8,8	10,0	11,8
CHE	4,7	5,8	6,7	7,5	8,4	9,7	11,5	13,4	15,3	17,6	19,5	21,0
DNK	0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,5	1,6	1,9
DEU	5,6	8,9	12,4	17,8	27,9	41,9	53,9	69,5	113,8	194,7	277,3	410,3
ESP	4,0	4,6	5,7	6,5	6,9	7,1	8,0	9,1	11,6	16,0	20,22	28,0
FIN	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	2,0	2,2	2,3	2,6	2,7	3,1	3,4
FRA	1,8	2,1	2,4	2,9	4,4	6,1	7,6	9,1	11,3	13,9	17,2	21,1
GBR	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	1,1	1,9	2,7	4,1	5,9
ISR	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
ITA	8,5	12,1	14,1	15,8	16,0	16,7	17,7	18,5	19,0	20,0	22,0	26,0
JPN	19,0	24,3	31,2	43,4	59,6	91,3	133,4	208,6	330,2	452,8	636,8	859,6
KOR	1,5	1,6	1,7	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5	4,0	4,8	5,4	6,4
MEX	5,4	7,1	8,8	9,2	10,0	11,0	12,0	12,9	13,9	15,0	16,2	17,1
NLD	1,3	1,6	2,0	2,4	3,3	4,0	6,5	9,2	12,8	20,5	26,3	45,9
NOR	3,8	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6
PRT	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,1	1,2	1,7	2,1
SWE	0,8	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6
USA	43,5	50,3	57,8	66,8	76,5	88,2	100,1	117,3	138,8	167,8	212,2	275,2
Total	110	136	164	199	245	314	396	520	728	990	1333	1809

2.4.5 Programma "Tetti fotovoltaici"

Il programma "Tetti fotovoltaici" è promosso dal Ministero dell'Ambiente prevede il supporto tecnico dell'ENEA. Il programma, pluriennale, prevede contributi a fondo perduto a soggetti pubblici e privati per la realizzazione di impianti fotovoltaici di piccola potenza, installati sugli edifici o su elementi di arredo urbano e connessi alla rete elettrica di distribuzione nazionale.

Il contributo è concesso in conto capitale nella misura massima del 75% del costo dell'investimento dell'impianto (IVA esclusa). Vengono finanziati impianti fotovoltaici di piccola potenza (da 1 a 20 kW) collegati alla rete elettrica ed integrati in strutture edilizie come tetti, terrazzi, facciate ed elementi di arredo urbano.

Per la realizzazione di impianti di potenza compresi tra 1 e 5 kW il costo massimo riconosciuto dal programma è fissato ad 8000 euro per kW installato. Per gli impianti di potenza superiore, fino a 20 kW, il costo massimo scende gradatamente da 8000 a 7250 euro per kW installato (Decreto 16 marzo 2001 del Ministero dell'Ambiente).

Tale programma sta riscuotendo un ampio successo; il maggior numero di richieste sono state presentate dai Comuni dell'Emilia Romagna, della Campania e della Toscana (Figura 2.20).

**Figura 2.20 - Finanziamenti richiesti all'interno del programma "Tetti fotovoltaici" (miliardi di lire).
Domande pervenute: 582; Potenza complessiva richiesta: 6,6 MW**
(Credit: http://spa.casaccia.enea.it/tetti-fotovoltaici/progetti_regioni.htm)

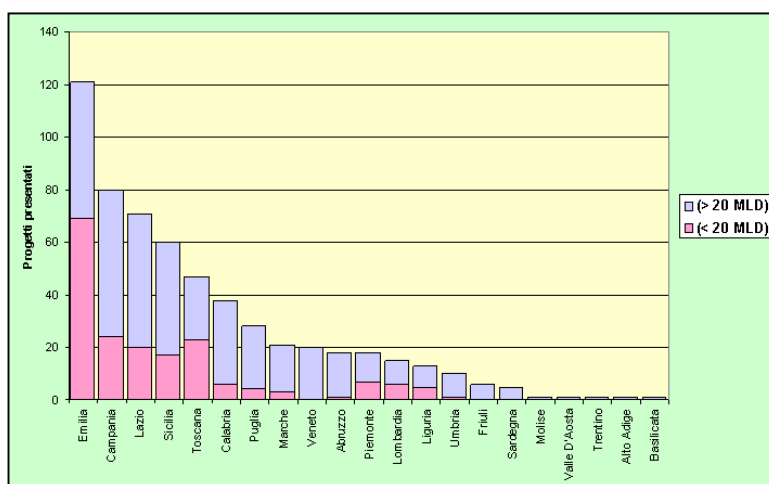


Figura 2.21 - Numero degli impianti fotovoltaici suddivisi per potenza nominale
(Credit: http://spa.casaccia.enea.it/tetti-fotovoltaici/progetti_regioni.htm)

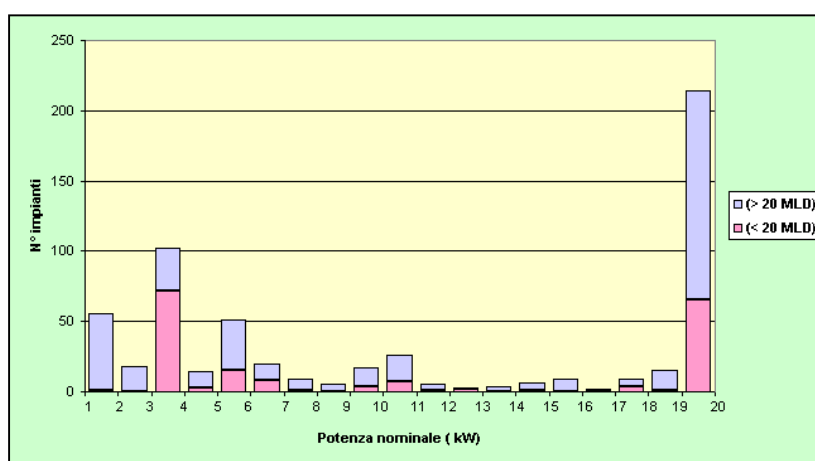
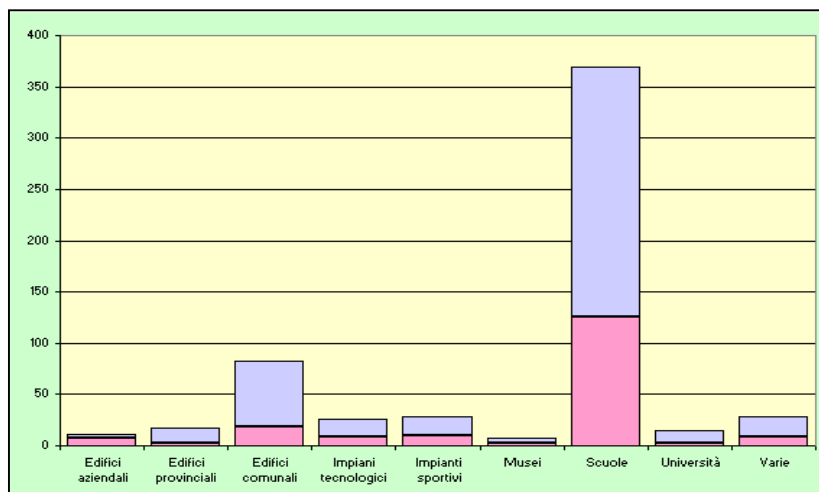


Figura 2.22 - Strutture oggetto di installazione di impianti fotovoltaici
(Credit: http://spa.casaccia.enea.it/tetti-fotovoltaici/progetti_regioni.htm)



2.4.6 Sostenibilità ambientale

I vantaggi derivanti dall'uso dei sistemi fotovoltaici sono diversi, a partire dalla modularità, dalle esigenze di manutenzione ridotte, dalla semplicità di utilizzo e soprattutto per un impatto ambientale estremamente basso. I benefici ambientali connessi all'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia fornita da fonti convenzionali.

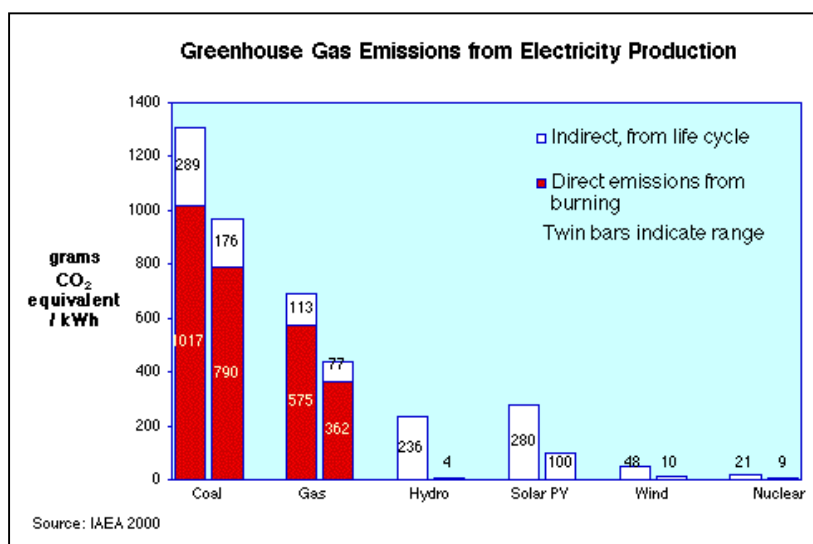
Per produrre 1 kWh elettrico da combustibili fossili si producono 0,53 kg di CO₂ che viene immessa in atmosfera (fattore di emissione del mix elettrico italiano). Si può quindi dire che ogni kWh prodotto da un sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Nel valutare gli impatti ambientali e la sostenibilità delle fonti rinnovabili non si possono trascurare effetti indiretti imputabili all'intero ciclo di vita del processo che porta alla produzione di energia. Infatti la produzione di 1 kWh di energia richiede il computo degli effetti ambientali che si incontrano nei cicli del combustibile (per sistemi a combustibili fossili o nucleari) o nella realizzazione degli impianti che sfruttano fonti rinnovabili (dighe per l'idroelettrico, pannelli per l'energia solare, aerogeneratori ecc.). Ciò vale in particolare per le emissioni di CO₂ ed chiaramente mostrato nella Figura 2.23.

Un vantaggio indiscutibile delle fonti rinnovabili è la scarsa manutenzione richiesta: essa infatti è riconducibile a quella degli impianti elettrici consistente nella verifica annuale dell'isolamento e della continuità elettrica. Inoltre i moduli sono praticamente inattaccabili dagli agenti atmosferici e si puliscono automaticamente con le piogge, come dimostrato da esperienze in campo e in laboratorio. I moduli hanno inoltre una elevata durata di vita: le prestazioni cominciano a degradare dopo venti anni di attività e sono molto affidabili.

Non sono causa di inquinamento ambientale, infatti chimicamente non producono emissioni, residui o scorie; dal punto di vista termico le temperature massime in gioco raggiungono valori non superiori a 60 °C e non producono rumori (non sono richiesti infatti organi in movimento, né circolazione di fluidi a temperature elevate e in pressione).

Figura 2.23 - Emissioni di anidride carbonica nella produzione di energia elettrica da diverse fonti
(Credit: IAEA 2000^{vii})



L'unico impatto, legato all'utilizzo dei sistemi fotovoltaici, rimane l'occupazione di una vasta porzione di territorio. Per esempio l'area occupata da un sistema fotovoltaico di potenza pari a 1 MW, che produce circa 1300 MWh/anno e che rappresenta, all'incirca, l'energia sufficiente a soddisfare le esigenze elettriche di 650 famiglie, è di circa 2 ettari, dove l'impegno di territorio è dovuto per il 50% alle aree occupate dai moduli e dalle parti del sistema, e per l'altro 50% alle "aree di rispetto", di fatto libere, ma necessarie per evitare l'ombreggiamento.

La possibilità di integrare i moduli fotovoltaici nelle architetture e di trasformarli in componenti edili ha notevolmente ampliato gli orizzonti del fotovoltaico. Tra le tipologie integrate negli edifici ci sono le coperture (piane, inclinate, curve), le facciate (verticali, inclinate), i frangisole (fissi e mobili), i lucernai, gli elementi di rivestimento e le balaustre. Le principali tipologie integrate nelle infrastrutture urbane riguardano le pensiline (per auto o di attesa), le grandi opere di copertura, le tettoie, i tabelloni informativi e le barriere antirumore.

Come detto in precedenza, la produzione di energia elettrica con i moduli fotovoltaici non comporta emissioni di alcun tipo (come gas tossici, CO₂, rumore...). Occorre però considerare che durante la fase di produzione dei pannelli possono esserci dei rischi per l'ambiente e per la salute umana, legati soprattutto all'utilizzo di una vasta quantità di prodotti chimici, molti dei quali tossici, infiammabili ed esplosivi (evidenziati in Tabella 2.3).

Tabella 2.3 - Sostanze chimiche utilizzate nella preparazione dei pannelli

(Credit: EPRI^{viii})

Cristalline Silicon Cells	Polycrystalline Silicon Cell	Amorphous Silicon
Aluminum	Aluminum	Acetone
Ammonia	Ammonia	Aluminum
Ammonium fluoride	Arsine	Chloro-silanes
Hydrochloric acid	Boron trichloride	Diborane
Hydrofluoric acid	Copper catalyst	
Hydrogen fluoride	Diborane	Germanium
Isopropyl alcohol	Ethyl acetate	Germanium tetrafluoride
Nitric acid	Ethyl vinyl acetate	Hydrochloric acid
Nitrogen	Hydrochloric acid	Hydrofluoric acid
Oxygen	Hydrogen	Isopropanol
Phosphorus	Hydrogen fluoride	Nitrogen
Phosphorus oxychloride	Hydrogen peroxide	Phosphine
Silane	Ion amine catalyst	Phosphoric acid
Silicon	Isopropyl alcohol	Silane
Silver	Nitric acid	Silicon tetrafluoride
Sodium hydroxide	Nitrogen	Silicon
Sulfuric acid	Phosphine	Sodium hydroxide
Tin	Phosphorus trichloride	Tin
	Silicon	
	Silicon dioxide	
	Silane	
	Silicon trioxide	
	Silicon tetrachloride	
	Silver	
	Sodium hydroxide	
	Stannic chloride	
	Sulfuric acid	
	Tantalum pentoxide	
	Titanium	
	Titanium dioxide	
	Trichlorosilane	

Cell type	Material requirements g/m²
Amorphous-Si/Ge	3.3
Sn	0.22
Ge	0.54
Si	2.7
Al	
CdTe	
Sn	0.66
Cd	4.9
Te	4.7
Mo	10.0
CIGS	
Zn	9.1
Cu	1.8
In	2.9
Ga	0.53
Se	4.8
Cd	0.19
Mo	10.0

Un problema, non trascurabile, messo in evidenza in alcuni studi, riguarda l'emissione di fumi e di sostanze nocive per l'ambiente e l'uomo, in caso di incendio (Moskowitz and Fthenakis, 1990).

Un'altra fase, che può essere considerata problematica, dal punto di vista ambientale, riguarda lo smaltimento di queste sostanze a fine vita dei pannelli (dopo circa 20-30 anni dalla loro installazione). I maggiori rischi sono determinati da sostanze quali cadmio, tellurio di cadmio e piombo; infatti è possibile avere emissioni in atmosfera in caso di incenerimento o deposizione di metalli pesanti nel suolo, in caso di smaltimento in discarica.

Studi recenti hanno messo in evidenza che il riciclaggio di questi materiali è tecnicamente ed economicamente possibile (Fthenakis, 2002).

2.5 Solare termico

2.5.1 Principio di funzionamento

Il solare termico è una tecnologia usata ormai da decenni per la produzione dell'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento, per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione e cottura dei cibi. Applicazioni di questo tipo sono testimoniate fin dal 1700.

La radiazione solare, nonostante la sua scarsa densità (che raggiunge 1 kW/m^2 solo nelle giornate di cielo sereno), resta la fonte energetica più abbondante e pulita sulla superficie terrestre. Il rendimento dei pannelli solari è aumentato di circa il 30% nell'ultimo decennio, rendendone varie le applicazioni nell'edilizia, nel terziario e nell'agricoltura.

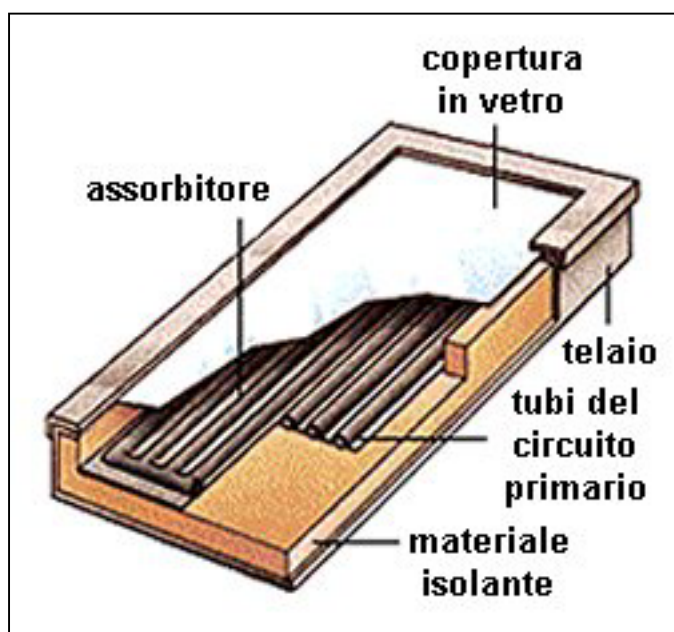
L'applicazione più comune rimane il solare termico utilizzato per scaldare l'acqua sanitaria. Un metro quadrato di impianto solare può scaldare a $45\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$ tra i 40-100 litri di acqua in un giorno a seconda dell'efficienza, che varia, con le condizioni climatiche e con la tipologia del collettore utilizzato, tra il 30-60% [Ecoenergie, "Il programma "solare termico" del ministero dell'ambiente e della tutela del territorio", periodico di analisi energetico ambientale, anno II, n.8, dicembre 2003].

2.5.2 Tecnologia

Un collettore solare semplice è essenzialmente costituito da (Figura 2.24):

- 1) una superficie di assorbimento (di solito scura e conduttiva);
- 2) dall'isolante dietro a detta superficie per limitare le perdite di calore;
- 3) una trappola per il reirraggiamento termico dalla superficie (allo stesso modo di un vetro), in grado di trasmettere la frazione di radiazione solare a più bassa lunghezza d'onda e bloccare quella a lunghezza d'onda elevata proveniente dall'assorbitore;
- 4) un vettore fluido per lo scambio termico che può essere acqua, aria ecc.

Figura 2.24 - Schematizzazione di un collettore solare



La funzione essenziale di un collettore è quella di trasformare l'energia radiante del sole in energia termica del fluido che scorre all'interno dei tubi; il bilancio termico è il seguente:

$$Q_a = I \cdot A_c \cdot (t_a) = Q_u + Q_p + Q_{acc}$$

dove:

I è l'intensità della radiazione solare globale incidente sul piano del collettore (W/m^2).

(t_a) è chiamato prodotto effettivo trasmissività-assorbimento.

A_c è l'area del collettore (m^2).

Q_a è la potenza termica assorbita dalla piastra (W).

Q_u è la potenza termica utile trasferita al fluido termovettore (W).

Q_p è la potenza perduta dal collettore verso l'esterno (W).

Q_{acc} è l'energia termica accumulata dal collettore nell'unità di tempo (W), nulla in condizioni di regime stazionario.

In base alla forma, alle dimensioni e alla tecnologia utilizzata, i collettori possono essere suddivisi in:

- collettori piani ad aria (molto comuni, di costo medio e versatili) o sottovuoto (ad alta efficienza e più costosi);
- concentratori per la generazione elettrica.

Collettori solari piani

I collettori solari piani possono essere progettati per utilizzare liquidi (acqua, olio ecc.) o aria come fluido termovettore. Il rivestimento superficiale dei collettori può essere di vetro o di plastica. La vetratura ha un duplice scopo:

1) operare il filtraggio della radiazione, consentendo il passaggio di quella a bassa lunghezza d'onda ed impedendo il reirraggiamento di quella ad alta lunghezza d'onda proveniente dalla superficie piana assorbente;

2) ridurre le perdite di calore per convezione dal lato esterno della superficie assorbente.

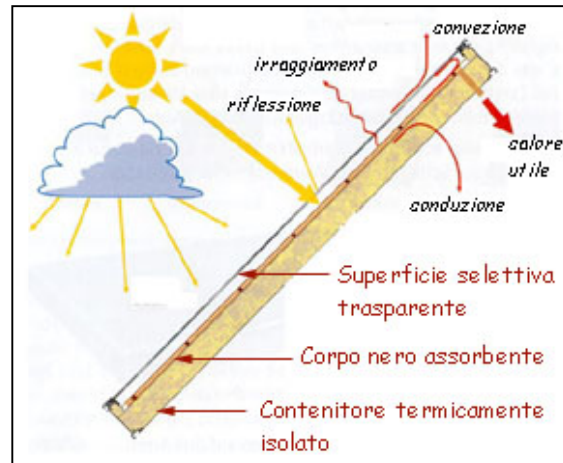
La trasmittanza del vetro, nel campo delle lunghezze d'onda del visibile e del vicino infrarosso, può arrivare al 91%, mentre per lunghezze d'onda più elevate ($> 3 \mu m$) la trasmittanza si avvicina allo zero.

Possono essere utilizzati anche altri materiali per il rivestimento superficiale dei collettori piani, come fogli plastici in policarbonato (Lexan, Tuffac con trasmittanza dell'ordine del 75%), acrilici (Plexiglass e Lucite, con trasmittanza dell'ordine del 92%) e sottili film plastici come polietilene. Uno dei principali vantaggi dei materiali plastici è l'infrangibilità; per contro, sono facilmente graffiabili e perdono trasparenza col tempo.

Il rame è il materiale più utilizzato come assorbente per superfici di collettori piani a causa della sua alta conducibilità termica e resistenza alla corrosione. Per applicazioni a bassa temperatura, come ad esempio il riscaldamento di piscine, si usa frequentemente anche un materiale plastico chiamato polimero di etilene e propilene, caratterizzato dal basso costo.

Per compensare la sua scarsa conducibilità termica, si adottano generalmente ampie superfici di scambio. Per aumentare l'assorbimento della radiazione solare e ridurre le emissioni dall'assorbitore, le superfici metalliche di questo sono generalmente verniciate di nero o ricoperte con strati di materiale selettivo delle radiazioni.

Figura 2.25 - Esempio di collettore piano



Tubi collettori a vuoto

Questi collettori hanno un'intercapedine vuota, tra la superficie assorbente e il rivestimento vetroso, che elimina gran parte delle perdite termiche per conduzione e convezione. Questo tipo di collettori ha quindi alta efficienza a temperature variabili tra gli 80 e 140 °C.

Tali collettori presentano il rendimento migliore in tutte le stagioni (circa un 15-20% di aumento di produzione energetica), grazie al sostanziale annullamento delle perdite per convezione. Il costo maggiore rispetto alla soluzione piana, ne consiglia l'adozione solo in quei casi in cui ci sono situazioni particolari, come temperatura dell'acqua elevata e clima rigido.

In generale l'efficienza istantanea di un collettore solare è definita come:

$$\eta = \frac{Q_u}{(A \cdot I)}$$

dove:

$$Q_u = mc_p(T_o - T_i)$$

A area del collettore;

I radiazione solare incidente per unità di superficie;

m portata del fluido termovettore;

c_p calore specifico fluido termovettore;

T_i temperatura in ingresso fluido termovettore;

T_u temperatura d'uscita fluido termovettore.

L'efficienza di un collettore solare piano è data dall'equazione di Hottel-Whillier-Bliss:

$$\eta = F_R (\tau\alpha) - F_R U_L \frac{(T_i - T_{amb})}{I}$$

dove

F_R , fattore di rimozione del calore del collettore;

$\tau\alpha$ prodotto tra coefficiente di assorbimento e trasmittanza;

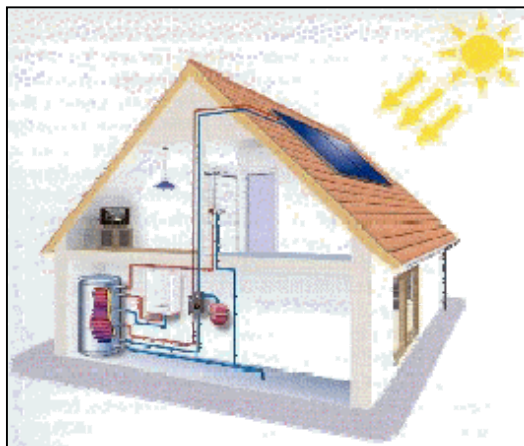
U_L coefficiente di perdita termica del collettore.

2.5.3 Utilizzi

Le applicazioni più comuni sono relative ad impianti per acqua calda sanitaria, riscaldamento degli ambienti e piscine; sono in aumento casi di utilizzo nell'industria, nell'agricoltura e per la refrigerazione solare. I collettori solari ad aria calda si differenziano da quelli ad acqua per il fatto che il fluido termovettore è costituito da aria. I campi di applicazione per tali tipi di impianto sono quelli del riscaldamento dell'aria e del condizionamento e in campo industriale per l'essiccazione dei prodotti alimentari.

Nel campo della climatizzazione ambientale il vantaggio di utilizzare collettori ad aria consiste nel fatto che l'aria in essi riscaldata può essere inviata direttamente all'ambiente senza scambi intermedi. Ciò permette un aumento notevole dell'efficienza del sistema. Un'altra applicazione importante riguarda il riscaldamento dell'acqua delle piscine, che richiedono temperature comprese tra i 25 e i 28 °C, in corrispondenza dei quali i collettori sono molto efficienti. Possono essere utilizzati collettori vetrati o non vetrati.

Figura 2.26 - Esempio di applicazione dei collettori piani

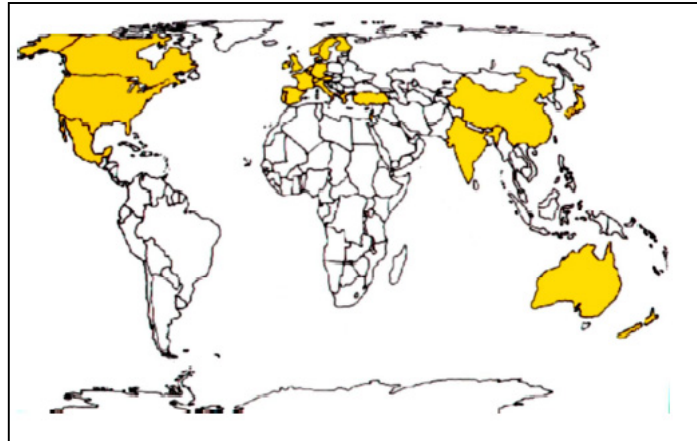


2.5.4 Mercato

Nel 2001 è stato condotto dalla IEA (International Energy Agency) uno studio dettagliato sullo sviluppo del solare termico e delle sue applicazioni "Solar Heating and Cooling Programme (SCH)" che ha dimostrato una certa crescita in alcuni Paesi, come una certa stagnazione in altri. Tale analisi ha coinvolto diverse nazioni, evidenziate in giallo nella Figura 2.27, e ha riguardato la documentazione del numero e della superficie degli impianti installati in ciascun Paese.

I più importanti risultati hanno messo in evidenza, che nei 26 Paesi sottoposti a studio, sono installati impianti che ricoprono una superficie complessiva di 100.000.000 m² (dati aggiornati alla fine del 2001).

Figura 2.27 - Paesi coinvolti nello studio (Credit: IEA^{ix})



Di questi, 27.700.000 m² sono occupati da collettori non vetrati (la cui principale applicazione è il riscaldamento delle piscine), 71.300.000 m² sono coperti da collettori piani e collettori a vuoto (utilizzati principalmente per riscaldare l'acqua ad uso sanitario e per il riscaldamento) e 1.600.000 m² coperti da collettori ad aria (utilizzati per gli impianti di riscaldamento e in agricoltura).

Negli USA e in Canada il riscaldamento per le piscine è l'applicazione dominante con 23.400.000 m² di collettori non vetrati, mentre in Cina (32.000.000 m²), Europa (11.200.000 m²) e Giappone (12.100.000 m²) sono utilizzati principalmente impianti con collettori piani e collettori a vuoto per scaldare l'acqua per uso sanitario e impianti di riscaldamento.

In generale, analizzando la crescita del mercato tra il 2000 e il 2001, si è passati da 8.900.000 m² dell'anno 2000 a 11.300.000 m² del 2001 (crescita di circa il 26%), per quanto riguarda soprattutto gli impianti utilizzati per il riscaldamento dell'acqua e degli ambienti. Le aree più dinamiche del settore sono la Cina e l'Europa.

Figura 2.28 - Superficie impegnata da ciascun Paese con collettori piani vetrati e con tubi collettori a vuoto (Credit: IEA)

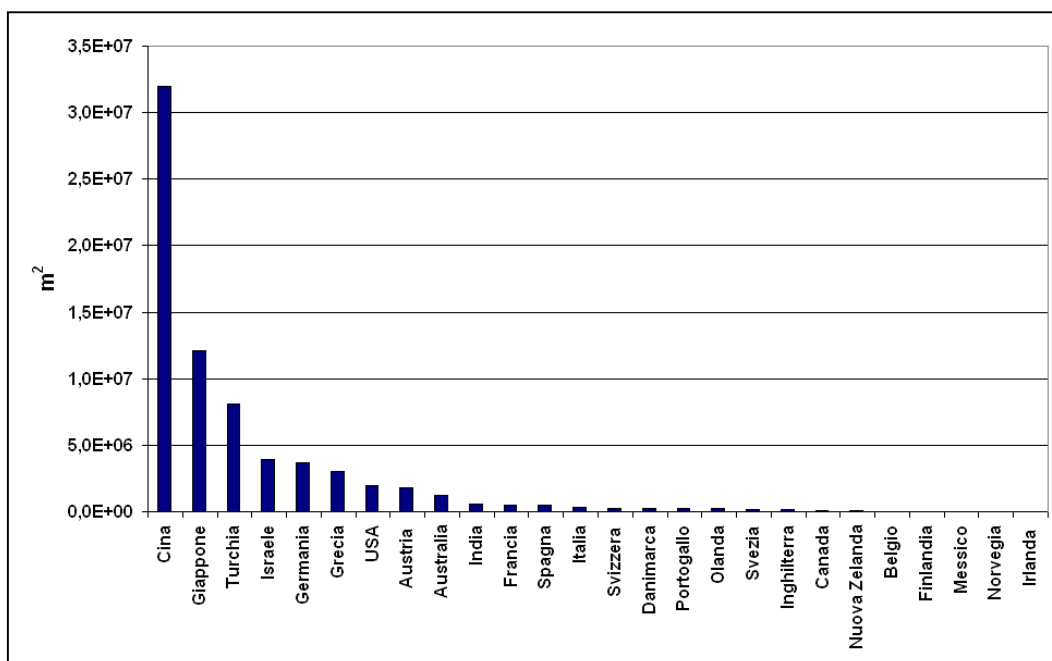
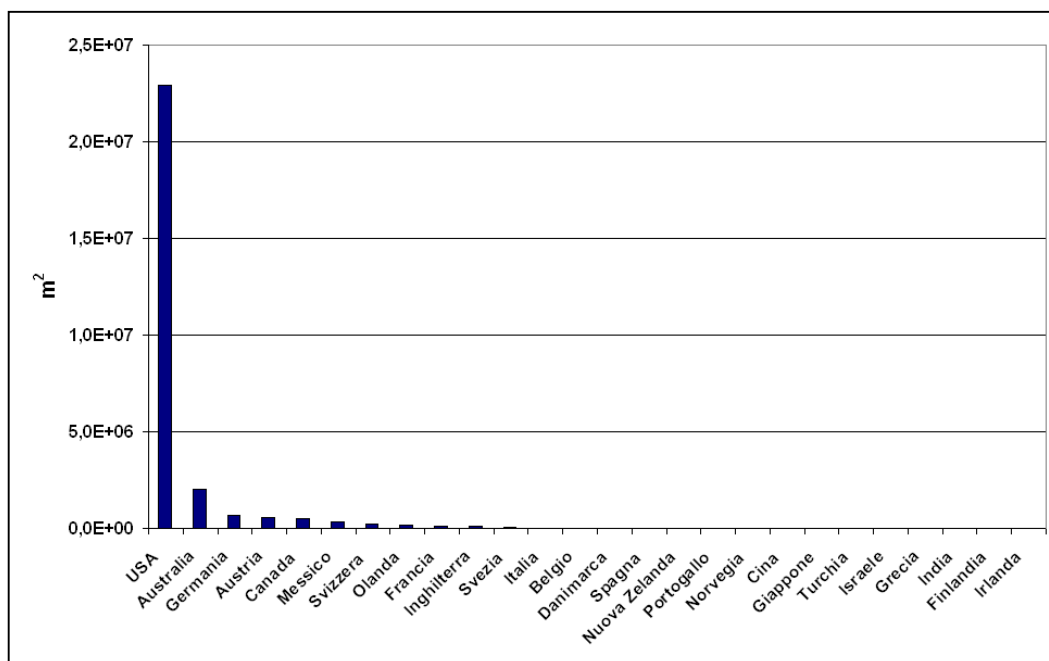


Figura 2.29 - Superficie impegnata da ciascun Paese con collettori piani non vetrati (Credit: IEA)



Un altro importante risultato ottenuto nel progetto è il calcolo della riduzione della CO₂ per ciascun Paese, dovuta alla applicazione di queste tecnologie. I risultati sono riportati in Tabella 2.4.

Tabella 2.4 - Riduzione nelle emissioni di CO₂ grazie all'utilizzo dei collettori solari (Credit: IEA)

COUNTRY	Total collector area m ²	Calculated number of systems	Collector yield GWh/y	Collector yield TJ/y	Energy savings-oil equivalent l/y	CO ₂ reduction t/y
Australia	2000000	10000	737	2652,1	130431000	355874
Austria	580873	2904	94	338,6	15907207	43402
Belgium	22612	113	4	13,6	640892	1749
Canada	516000	2580	111	400,5	18911916	51600
China	n.a.					
Denmark	21870	109	3	12,1	567603	1549
Finland	n.a.					
France	98500	493	19	69,7	3353285	9149
Germany	665000	3325	143	514,6	24747643	67522
Greece	n.a.					
India	n.a.					
Ireland	n.a.					
Israel	n.a.					
Italy	23000	115	5	17,4	862397	2353
Japan	n.a.					
Mexico	320000	1600	93	334,2	16546080	45145
Netherlands	154099	770	23	83,8	3836141	10467
New Zealand	1200	6	0,3	1	46133	126
Norway	599	3	0,1	0,3	13478	37
Portugal	1000	5	0,2	0,9	42539	116
Spain	5000	25	1	5,4	261945	715
Sweden	33386	167	4	16,0	690957	1885
Switzerland	201470	1007	35	125,7	5758516	15712
Turkey	n.a.					
United Kingdom	89000	445	13	48,5	2288502	6244
United States	22944375	114722	6166	22198,7	1064033918	2903163
Total	27677964	138390	7454		1288940149	3516807

2.5.5 Progetto Archimede

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel documento <http://www.enea.it/com/solar/linee/tecnologie.html>.

Tecnologie disponibili

<< L'ENEA è impegnato in un ampio programma di sviluppo e dimostrazione di alcune delle tecnologie disponibili per lo sfruttamento della fonte solare per la produzione di energia, tra cui quella del solare termodinamico, che consente di produrre calore ad alta temperatura mediante sistemi solari a concentrazione.

Le possibilità di utilizzo di questa fonte energetica spaziano dalla produzione di energia elettrica alla chimica delle alte temperature per produzione di idrogeno e altri combustibili, alla dissalazione di acqua marina con processi termici, alla produzione di freddo con impianti ad assorbimento, fino alla produzione di calore per usi domestici ed impieghi nel settore agroindustriale.

Il programma ENEA sul solare a concentrazione è stato finanziato con fondi pubblici da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001.

Fra le varie applicazioni possibili, l'Ente ha scelto due linee di intervento:

- la produzione e l'accumulo di calore ad alta temperatura (550 °C) per la produzione di energia elettrica;
- la produzione e l'accumulo di calore a più alta temperatura (superiore a 850 °C) per la produzione di idrogeno.

L'articolazione del programma tiene conto del diverso grado di maturità scientifica ed industriale raggiunto dalle due applicazioni e, in entrambi i casi, si pone come obiettivo finale la costruzione e la messa in esercizio di impianti dimostrativi che consentano la diffusione su ampia scala delle tecnologie sviluppate e servano da stimolo per la creazione di un mercato autosostenuto.

La produzione di energia elettrica da solare termodinamico è stata sperimentata e dimostrata utilizzando diverse tecnologie di raccolta e concentrazione della radiazione solare.

Per la produzione di energia da immettere in rete vengono utilizzati:

- sistemi a collettori parabolici lineari
- sistemi a torre

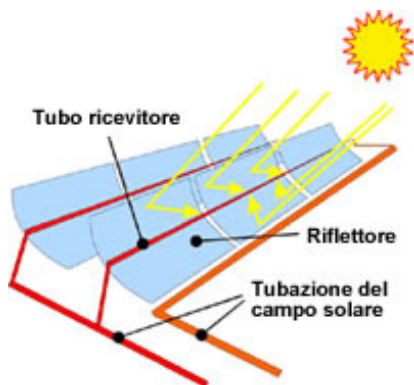
mentre per la produzione destinata a piccole comunità isolate sono utilizzati i sistemi a concentrazione puntiforme (specchi parabolici).

Il sistema progettato dall'ENEA combina le due tecnologie dei sistemi a collettori parabolici lineari e dei sistemi a torre e prevede una serie di profonde innovazioni che permettono di superare i punti critici di entrambe.

La tecnologia attualmente più matura per la produzione di energia elettrica da solare termodinamico è quella che utilizza i collettori parabolici lineari: da circa 20 anni sono in esercizio a Kramer Junction, in California, nel deserto del Mojave, nove grandi impianti termoelettrici solari di questo tipo (SEGS, Solar Electric Generating Systems), per una potenza elettrica complessiva di oltre 350 MW. In tali impianti, il campo solare ha una struttura modulare ed è costituito da collettori parabolici lineari collegati in serie e disposti in file parallele della lunghezza di alcune centinaia di metri.

Ciascun collettore è costituito da un riflettore di forma parabolica (comune specchio di vetro) che concentra i raggi solari su un tubo assorbitore (ricevitore) disposto sul fuoco della parabola. Un fluido portatore di calore, tipicamente olio minerale, pompato attraverso i tubi ricevitori, alimenta una stazione di potenza localizzata al centro del campo solare. Il calore così prodotto viene trasformato in vapore allo scopo di far funzionare un gruppo turbo-generatore elettrico. La temperatura tipica di operazione è di 390 °C.

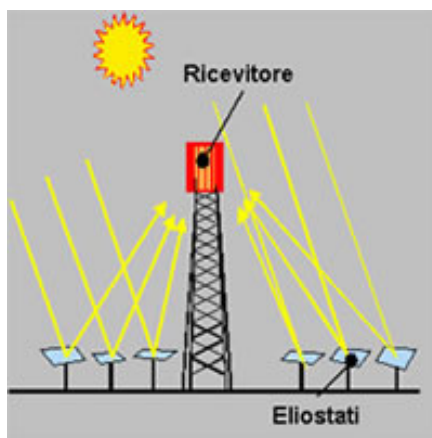
Figura 2.30 - Esempio di collettori parabolici lineari



Questa tecnologia ha superato la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale (impianto americano Solar Two da 10 MW), ma non è ancora giunta alla fase di maturità commerciale.

Negli impianti a torre, il campo solare è costituito da specchi piani (eliostati) che inseguono il moto del sole, concentrando i raggi solari su di un ricevitore montato in cima ad una torre posizionata al centro dell'impianto. All'interno del ricevitore viene fatta circolare una miscela di sali fusi che assorbe il calore e lo accumula in appositi serbatoi. Con il calore accumulato ad alta temperatura (565 °C), si produce vapore per alimentare un turbo-generatore.>>

Figura 2.31 - Esempio di impianto a torre

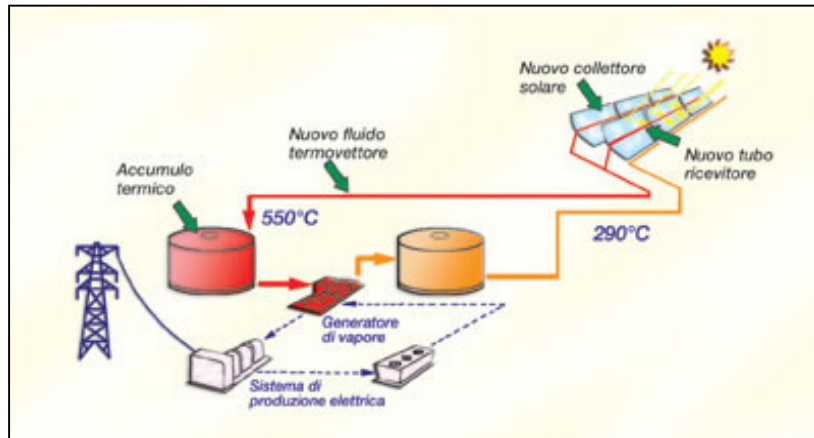


Innovazioni del progetto

Il sistema progettato dall'ENEA combina le due tecnologie dei sistemi a collettori parabolici lineari (SEGS) e dei sistemi a torre e prevede una serie di profonde innovazioni che permettono di superare i punti critici di entrambe.

In esso è stata utilizzata la geometria parabolica lineare, ma con sviluppi tecnologici tali da permettere l'utilizzo dei sali fusi e, quindi, delle più alte temperature tipiche della tecnologia degli impianti a torre.

Figura 2.32 - Schematizzazione dell'impianto solare a concentrazione secondo il progetto ENEA
(Credit: <http://www.enea.it/com/solar/linee/tecnologie.html>)



Le principali innovazioni riguardano:

- l'utilizzo di un sistema di accumulo termico costituito da due serbatoi di stoccaggio di grandi dimensioni, mediante il quale l'impianto può erogare una potenza elettrica costante nell'arco delle 24 ore, indipendentemente dalla variabilità della fonte solare;
- l'incremento della temperatura di funzionamento dell'impianto (circa 550 °C). Questa innovazione richiede, da un lato, l'uso di un fluido termovettore (miscela di nitrati di sodio e di potassio) diverso dall'olio sintetico impiegato negli impianti attualmente in esercizio e, dall'altro lato, un sostanziale miglioramento delle proprietà ottiche del rivestimento del tubo ricevitore dei collettori che permetta un migliore assorbimento del calore;
- la progettazione di un nuovo tipo di concentratore, basato sull'impiego di componenti in grado di assicurare una significativa riduzione dei costi di costruzione e posa in opera.

Questi miglioramenti dovrebbero permettere lo sviluppo di una originale e competitiva "nicchia" di mercato sia nazionale che internazionale.

Il sistema dovrebbe avere costi inferiori a quelli previsti dagli impianti a torre e, nel contempo, sfruttare tutta l'esperienza operativa acquisita dalla ormai matura tecnologia modulare dei SEGS.

Il collettore parabolico lineare rappresenta il modulo base del sistema. Il raggiungimento della potenza richiesta è ottenuto mediante l'utilizzo di più moduli. Tale configurazione è quindi facilmente adattabile alle caratteristiche di siti reperibili nell'Italia meridionale.>>

Principio di funzionamento

<< Nell'impianto ENEA gli specchi parabolici lineari concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore (dentro il quale scorre il fluido termovettore), che assorbe l'energia raggianti e la converte in calore ad alta temperatura. Il fluido riscaldato (a 550 °C) viene convogliato in un serbatoio "caldo", dove va a costituire l'accumulo di calore ad alta temperatura..

Dal serbatoio "caldo", il fluido è inviato ad uno scambiatore dove cede una parte di calore con il quale viene generato vapore che alimenta un sistema convenzionale di produzione di energia elettrica. Il fluido conclude la sua corsa nel serbatoio "freddo", a 290 °C, da dove viene prelevato e reimesso nel ciclo.>>

Vantaggi

- Grande potenzialità di sviluppo

<< La tecnologia messa a punto dall'ENEA, per la quale l'Ente ha ottenuto un importante riconoscimento da parte dell'IEA (International Energy Agency) nell'ambito del Rapporto 2003 sulla politica energetica italiana, potrebbe consentire alla fonte solare di diventare la fonte energetica primaria, in sostituzione delle biomasse, in quei Paesi in via di sviluppo in cui il livello di radiazione solare è considerevole.

Le potenzialità della tecnologia potrebbero aumentare considerevolmente se l'energia elettrica prodotta in Paesi a forte insolazione fosse esportata a regioni con maggiore domanda e minore insolazione. Ad esempio, in gran parte dei Paesi europei, alle società di distribuzione è richiesta la fornitura di energia elettrica con un contributo percentuale proveniente da fonti rinnovabili. Una frazione considerevole di tale "energia verde" potrebbe essere soddisfatta con la tecnologia innovativa dell'ENEA, installata ad esempio nelle aree desertiche del Sahara, caratterizzate sia da una favorevole esposizione alla radiazione solare sia da un'escursione stagionale piuttosto ridotta. L'energia elettrica prodotta nel Nord Africa potrebbe essere trasferita alla rete elettrica europea per mezzo di linee di trasmissione in corrente continua ad alta tensione, tecnologia già disponibile e con costi accettabili.

- Rispetto dell'ambiente

Negli impianti solari di tecnologia ENEA non sono impiegati materiali tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi. In particolare, il liquido termovettore usato è un comune fertilizzante, ed eventuali fuoriuscite accidentali non hanno alcun impatto ambientale.

Gli impianti solari non costituiscono una sorgente di rischio o di altri fastidi (ad es. rumore) per le popolazioni residenti nelle loro vicinanze.

Una volta smantellato l'impianto, il terreno è riutilizzabile senza limitazioni.

- Alta disponibilità e versatilità

La tecnologia ENEA è fortemente modulare e può soddisfare esigenze diverse. Può essere utilizzata sia in impianti di taglia elevata (dell'ordine delle centinaia di MWe), connessi con la rete elettrica, sia in impianti più piccoli (di pochi MWe) per comunità isolate.

L'introduzione di un sistema di accumulo consente di immagazzinare l'energia termica e di produrre energia elettrica quando serve e con continuità anche in assenza di radiazione solare diretta.

- Economicità

Una volta che i sistemi di captazione e accumulo dell'energia solare verranno prodotti su scala sufficientemente grande, la produzione di calore ad alta temperatura (550 °C) potrà essere fatta, in località a elevata insolazione, ad un costo di circa 2 €/GJ, non superiore a quello previsto per il gas naturale e il petrolio.

Lo smantellamento finale dell'impianto è semplice ed economico.

- Tempi di costruzione brevi e lunga vita dell'impianto

Grazie alla semplicità progettuale, un impianto può essere realizzato in circa tre anni.

La sua vita attesa è di 25-30 anni, sicuramente estendibile apportando successive modifiche e miglioramenti.>>

Fasi del progetto

<< L'introduzione di notevoli innovazioni progettuali richiede una fase preliminare di ricerca, sviluppo e sperimentazione dei componenti, sia in laboratorio che sul campo, in condizioni reali di esercizio, e una fase successiva di sperimentazione su un impianto dimostrativo, di taglia significativa per il trasferimento della tecnologia all'industria.

Il programma di ricerca sarà orientato agli aspetti più innovativi introdotti nella tecnologia (collettore, ricevitore, accumulo) e prevede la realizzazione di:

- circuiti sperimentali presso alcuni Centri di Ricerca ENEA
- un impianto dimostrativo.

Completata la fase di sperimentazione verranno realizzati uno o più impianti di taglia industriale (40 MWe) nell'Italia meridionale.

Poiché il fine delle attività di ricerca è quello di arrivare allo sviluppo di prodotti industriali con caratteristiche di prestazione e costo che consentano la diffusione su vasta scala di questa tecnologia, molte delle attività saranno condotte in stretta collaborazione con l'industria, il cui contributo è atteso proprio nell'individuazione delle soluzioni maggiormente praticabili in una produzione in serie. Più in dettaglio, questi i passi principali del Programma:

- **2001**

- 1) Presentazione (31 agosto) al Ministero delle Attività Produttive dei documenti relativi al progetto di massima del Programma Solare termico ad alta temperatura di cui all'art. 111 della legge finanziaria 2001;
- 2) Pubblicazione di un avviso di interesse, sui maggiori quotidiani nazionali ed europei, per coinvolgere partner industriali allo sviluppo del progetto;
- 3) Individuazione presso la centrale Enel di Montalto di Castro del sito per l'installazione dell'impianto dimostrativo e del Laboratorio Solare Avanzato (LASA-ENEA).

- **2002**

- 1) Realizzazione circuiti sperimentali presso i centri di Ricerche ENEA;
- 2) Progettazione esecutiva impianto Prova Collettori Solari (PCS) presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia;
- 3) Progettazione del Laboratorio Solare Avanzato (LASA-ENEA);
- 4) Negoziati con alcune Regioni del Mezzogiorno per la localizzazione e il co-finanziamento del prototipo di impianto industriale;
- 5) Selezione dei partner industriali per la realizzazione dei componenti e sistemi degli impianti.

- **2003**

- 1) Realizzazione dell'impianto Prova Collettori Solari (PCS) presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia;
- 2) Firma dell'accordo di collaborazione ENEA-Enel per attività di ricerca sulla integrazione di un impianto solare a concentrazione con una esistente centrale termoelettrica a ciclo combinato;
- 3) Richiesta di brevetto di nuovi tipi di rivestimento selettivo CERMET per il tubo ricevitore, sviluppati presso i laboratori del Centro Ricerche ENEA di Portici;
- 4) Messa a punto e inizio prove degli apparati sperimentali relativi al fluido termovettore (sali fusi) e alla caratterizzazione ottica di materiali e componenti;
- 5) Novembre, conferenza stampa Enel-ENEA di presentazione dell'accordo di collaborazione sul Progetto "Archimede": integrazione di un impianto solare con la centrale di Priolo Gargallo (Siracusa), dove sono presenti due unità di produzione di energia elettrica a ciclo combinato da 380 MW;
- 6) Progetto esecutivo della "macchina di sputtering" in grado di fabbricare il rivestimento (coating) CERMET su tubi ricevitori lunghi 4 metri.

- **2004**

- 1) Messa in esercizio dell'impianto Prova Collettori Solari (PCS) presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia ed inizio campagna di prove sperimentali sui primi prototipi di collettori solari, pannelli riflettenti e tubi ricevitori;
- 2) Installazione a marzo, in occasione della inaugurazione della centrale Enel a ciclo combinato di Priolo Gargallo, di un modulo di collettore parabolico lineare ENEA da 12 metri per dimostrazione e sperimentazione;
- 3) Potenziamento e sperimentazione degli apparati di caratterizzazione dei pannelli riflettenti, e di prova del fluido termovettore;
- 4) Gara per l'appalto della fornitura della "macchina di sputtering" e lavori di sistemazione per renderne agibile l'installazione presso il Centro Ricerche ENEA di Portici;
- 5) Redazione del Progetto preliminare, del Conto Economico Previsionale e del conseguente Piano di investimenti per la realizzazione del Progetto "Archimede" a Priolo Gargallo;
- 6) Prime valutazioni sui dati sperimentali del PCS relativamente ai principali componenti.

- **2005**

- 1) Analisi integrata dei risultati della prima campagna sperimentali del PCS, modifiche e ampliamenti dell'impianto per migliorarne funzionalità e capacità;
- 2) Sviluppo nell'assemblaggio dei principali componenti del tubo ricevitore per il passaggio alla fase di produzione di tipo pre-industriale;
- 3) Inizio seconda campagna di prove dell'impianto PCS su nuovi tipi di tubi ricevitori, di pannelli riflettenti e di strutture di supporto e di giunzione;
- 4) Consegna entro luglio e successiva messa in esercizio della "macchina di sputtering" presso il Centro Ricerche ENEA di Portici e inizio produzione di una prima serie di tubi ricevitori;
- 5) Elaborazione della documentazione relativa al Progetto "Archimede" da sottoporre alla Conferenza dei Servizi per quanto riguarda i nuovi aspetti normativi sui lavori pubblici e l'edilizia.>>

2.5.6 Sostenibilità ambientale

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel documento: http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/tecnologie/tecnici/solare_termico.asp

Possibilità di copertura del fabbisogno energetico annuo mediante collettore solare termico

<< Le tipologie di collettori solari termici variano molto in termini di costo e di prestazioni. Per di più, essendo l'energia solare una fonte aleatoria sulla superficie terrestre, i collettori solari termici vanno realisticamente considerati integrativi rispetto alle tecnologie tradizionali; essi vanno quindi considerati capaci di fornire direttamente solo parte dell'energia necessaria all'utenza, energia che altrimenti dovrebbe essere prodotta dalla caldaia tradizionale.

La percentuale di energia termica prodotta annualmente da un collettore solare termico prende il nome di fattore di copertura del fabbisogno termico annuo. A Roma, per un sistema che ottimizzi il rapporto costi/energia prodotta, questo fattore non supera il 65%. Questo limite è comune a moltissime tecnologie basate su fonti rinnovabili, il più delle volte caratterizzate da disponibilità aleatoria o periodica. A causa di ciò, con il crescere delle dimensioni dell'impianto, cresce il fattore di copertura del carico termico, ma la relazione tra il costo dell'energia e l'energia prodotta resta lineare fino al 55÷60%. Superato questo valore, il costo continua ad aumentare linearmente con le dimensioni dell'impianto, mentre l'energia prodotta aumenta meno rapidamente, il che si traduce in un maggiore costo dell'unità di superficie di collettore. È per questo motivo che un collettore solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria dimensionato correttamente viene progettato per soddisfare il 60÷65% del fabbisogno termico.>>

Paragone tra diverse tipologie di impianti per la produzione di acqua calda

<< In ambito urbano l'acqua calda sanitaria è per la maggior parte dei casi prodotta con scaldabagni elettrici o caldaie a gas. La produzione di acqua calda sanitaria, con l'uso di energia elettrica dissipata dalla resistenza presente nello scaldabagno, risulta un processo costoso dai punti di vista energetico, ambientale ed economico, se confrontato con la produzione di acqua calda con caldaie a gas. L'introduzione aggiuntiva di un collettore solare termico, che sostituisca parte della produzione di calore, comporta benefici ancora maggiori. Di seguito vengono analizzati brevemente gli effetti energetici, economici ed ambientali che l'introduzione di tre diverse tipologie di impianti per il riscaldamento per acqua sanitaria possono conseguire, in relazione all'introduzione di un sistema solare termico attivo, in particolare si analizzeranno le seguenti possibili soluzioni:

- sostituzione dello scaldabagno elettrico con un sistema integrato solare/gas;
- integrazione del sistema gas preesistente con impianto solare;
- integrazione del sistema elettrico con impianto solare (per impossibilità di sostituzione con sistema gas).

Il primo caso interessa molte utenze domestiche e pubbliche, di piccola taglia, che non hanno ancora affrontato la questione e, di conseguenza, potrebbero essere incentivate, in analogia con i provvedimenti sulle rottamazioni, ad una sostituzione dello scaldabagno elettrico. Nel secondo caso l'integrazione del sistema gas preesistente con impianto solare, prevede un costo di integrazione ridotto al minimo; si tratta di fatto di utenze che hanno già scelto il gas e potrebbero, con sistemi solari termici, risparmiare il 60% annuo di gas combusto. Il terzo caso è relativo a realtà in cui il sistema di riscaldamento non può che essere elettrico, per ragioni urbanistiche o per la particolarità dell'utente, per esempio campi nomadi o altre strutture di accoglienza.

Per le tre soluzioni impiantistiche verrà eseguito, a scopo indicativo, un bilancio energetico ed ambientale (in termini di emissioni di CO₂ evitate).>>

Analisi energetica: calcolo dell'energia pro capite necessaria

<< In media, in Italia si consumano circa 50 litri al giorno di acqua calda sanitaria pro capite, alla temperatura di 45 °C. Ipotizzando una temperatura dell'acqua proveniente dall'acquedotto pari a 15 °C si può calcolare il quantitativo pro capite Q, di energia termica necessaria:

$$Q = G \cdot c_s \cdot (T_u - T_a) = 1500 \text{ kcal}$$

Avendo indicato con:

G, massa d'acqua da scaldare (l)

c_s, calore specifico dell'acqua (kcal/l)

T_u, temperatura di utilizzo, pari a 45 °C

T_a, temperatura acqua dell'acquedotto (°C).>>

Caso di produzione di acqua calda con scaldabagno elettrico

<< In questo caso, l'utilizzo di energia termica per produrre acqua sanitaria comprende una doppia trasformazione. In una prima fase occorre produrre energia elettrica (tipicamente, in centrali termoelettriche, più raramente in idroelettriche). L'energia elettrica prodotta, poi, trasportata all'utenza, dovrà a sua volta trasformarsi in energia termica per effetto Joule per essere conferita all'acqua. Per produrre con uno scaldabagno elettrico 1500 kcal (1,7 kWh termici) sono necessari circa 1,94 kWh elettrici, avendo stimato l'efficienza di conversione dello scaldabagno elettrico pari al 90%. Mediamente, una famiglia di quattro persone utilizza, quindi, 7,74 kWh elettrici al giorno per la produzione di acqua calda sanitaria. Ma è da considerare che, per la produzione di ogni kWh elettrico, vengono consumati dal parco di centrali elettriche italiane, circa 2,54 kWh, sotto forma di energia primaria.

Considerando questa doppia trasformazione da energia primaria in energia elettrica e da elettrica a termica, emerge che, per produrre l'acqua calda necessaria giornalmente per soddisfare il fabbisogno pro capite sono necessarie 2,54 · 1,94 = 4,93 kWh primari equivalenti a 4.240 kcal. In tal modo solo il 35% dell'energia primaria consumata viene effettivamente utilizzata dall'utente. Nel caso, poi, di una famiglia di quattro persone, si arriva a 16.960 kcal/giorno, pari a 17,72 kWh (termici).>>

Caso di produzione di acqua calda con caldaia a gas

<< Una caldaia a gas ha ovviamente una resa energetica diretta più alta, perché evita la conversione più energivora (e più exergivora), che consiste nel passaggio energia termica a energia elettrica. Per questo la resa globale si aggira sull'80÷85%. La produzione di calore e il conseguente riscaldamento dell'acqua sanitaria avviene per combustione diretta del metano.

Nel caso peggiore di rendimento dell'80%, per produrre 1500 kcal sono quindi necessarie in un giorno 1875 kcal (ossia 2,18 kWh). Nel caso di una famiglia di quattro persone si arriva a 7500 kcal/giorno.>>

Confronto di consumi energetici tra i casi esaminati

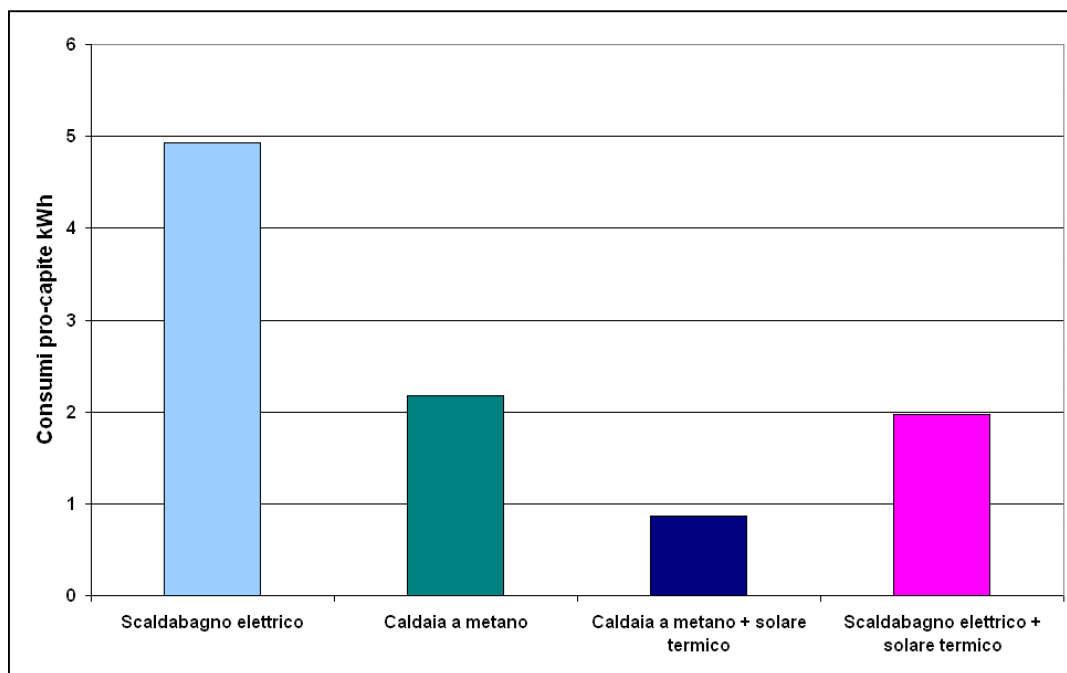
<< La Figura 2.33 mostra il risultato del confronto tra il fabbisogno energetico necessario per la produzione di acqua calda sanitaria con uno scaldabagno elettrico, con una caldaia a gas, un sistema caldaia gas/collettore solare termico ed un sistema scaldabagno elettrico/collettore solare termico, ferme restando le ipotesi sopra enunciate ed il quantitativo pro capite di acqua necessaria.

Si osserva allora che, nel passaggio dalla soluzione con scaldabagno elettrico a quella con caldaia a gas integrata da collettori solari, il consumo energetico pro capite passa da 4,93 a 0,87 kWh. È il caso più interessante, dunque, che porta ad una riduzione dell'82% del consumo energetico, a parità di servizio reso.

Nel confronto tra il sistema basato sull'integrazione di collettore solare con una caldaia a gas e la caldaia stessa, si nota come il consumo passi da 2,18 kWh, per il caso della sola caldaia, a 0,87 kWh, per il sistema integrato. Nel passaggio dal solo scaldabagno elettrico ad uno scaldabagno integrato da collettori solari, il consumo energetico scende da 4,93 a 1,97 kWh.>>

Figura 2.33 - Confronto tra i consumi pro capite delle varie tecnologie utilizzabili per scaldare acqua ad uso sanitario (Credit:

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/tecnologie/tecnic/solare_termico.asp)



2.6 Energia eolica

2.6.1 Principi di funzionamento

A livello mondiale, l'eolico è ormai una realtà consolidata e rappresenta un caso di successo tra le fonti rinnovabili: le ragioni che hanno contribuito a questo sono i costi relativamente contenuti, il basso impatto ambientale, la buona efficienza di conversione.

Una massa d'aria di densità “ ρ ” che si muove con una velocità “ v ” attraverso un'area “ A ”, posta ortogonalmente alla direzione della velocità, è dotata di una potenza pari a:

$$P[W] = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Se A è l'area descritta dalle pale di un aerogeneratore di raggio R è possibile affermare che:

- la potenza dipenda dall'area, pertanto un singolo aerogeneratore estrae tanta più energia, quanto è maggiore l'area spazzata, cioè quanto è maggiore la lunghezza delle pale;
- la potenza dipende dal cubo della velocità, pertanto è necessaria una accurata conoscenza delle condizioni anemologiche del sito dove sono installati gli aerogeneratori per sfruttare al meglio l'energia del vento.

La velocità del vento è l'unico parametro veramente importante per la costituzione di impianto eolico. Infatti ad ogni raddoppio della velocità media, corrisponde un aumento della potenza di un fattore 8, così anche piccole variazioni nella velocità possono produrre grandi cambiamenti nelle performance di un aerogeneratore. Per esempio, se la velocità passa da 6 m/s a 10 m/s, la quantità di energia prodotta aumenta del 130% (Tabella 2.5).

Tabella 2.5 - Percentuale di produzione di energia a seconda della velocità del vento (Credit:EWEA)

Wind Speed (m/s)	Wind Speed Normalised to 6 m/s (%)	Energy Production of 10 MW Wind Farm ¹ (MWh/annum)	Energy Production Normalised to 6 m/s site (%)	Capital Cost Normalised to 6 m/s site (%)
5	83	11,150	63	100
6	100	17,714	100	100
7	117	24,534	138	102
8	133	30,972	175	105
9	150	36,656	207	110
10	167	41,386	234	120

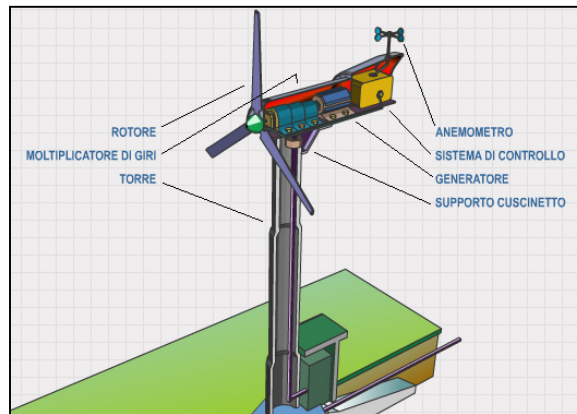
¹windfarm = impianto costituito da più macchine eoliche distribuite in uno spazio dedicato alla produzione elettrica

In genere un impianto è costituito da un gruppo di aerogeneratori, disposti sul territorio in modo da meglio sfruttare la risorsa del sito: gli aerogeneratori sono collegati tra loro elettricamente attraverso un cavidotto interrato. All'impianto eolico è associata una cabina-stazione di consegna, che a sua volta è connessa alla rete elettrica nazionale.

Gli aerogeneratori sono costituiti essenzialmente da una navicella o gondola, sostenuta da una struttura metallica, alla quale è connessa un rotore. Il rotore è costituito dalle pale fissate su di un mozzo e progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica per trasformarla in energia meccanica.

Al soffiare del vento il rotore gira e aziona il generatore elettrico, tramite un moltiplicatore di giri, che ha la funzione di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica. Dal rotore l'energia cinetica del vento viene trasmessa a un generatore di corrente collegato ad un sistema di controllo e trasformazione tali da regolare la produzione di elettricità e l'eventuale allacciamento in rete. L'energia elettrica prodotta viene convogliata al suolo attraverso cavi elettrici (Figura 2.34).

Figura 2.34 - Rappresentazione schematica di un aerogeneratore (Credit: Enel)



2.6.2 Tecnologia

La bassa densità energetica dell'energia eolica per unità di superficie comporta la necessità di installare più macchine, nel caso si vogliano produrre quantità rilevanti di energia elettrica, per lo sfruttamento ottimale dell'energia disponibile. Nel caso più generale lo sfruttamento del vento si effettua tramite la centrale eolica costituita dal raggruppamento di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio e collegati ad una linea elettrica che li raccorda alla rete nazionale o locale. Gli impianti possono essere suddivisi in base alle loro applicazioni in:

- impianti di produzione e vendita di energia elettrica: generalmente sono costituiti da aerogeneratori di potenza compresa tra 500-3000 kW collegati singolarmente o in più unità alla rete elettrica di media-alta tensione;
- impianti di produzione di energia elettrica per utenze isolate o allacciamento alla rete elettrica di bassa tensione: si effettuano con aerogeneratori singoli e di piccola taglia (<100 kW). La generazione di elettricità può essere abbinata ad altre fonti quali fotovoltaico, minidraulica.

Le macchine utilizzate vengono classificate in base alla energia sfruttata, alla potenza, al numero di pale. In funzione dell'energia sfruttata si classificano in:

- aeromotori: effettuano la trasformazione del vento in energia meccanica dell'asse di rotazione e tramite una catena puramente cinetica movimentano materiali, aeropompe, macinano e frantumano materiali, azionano macchine;
- aerogeneratori: effettuano la conversione dell'energia meccanica del vento in energia elettrica continua o alternata; sono le macchine eoliche per definizione ed in genere le più significative sono ad asse orizzontale oppure ad asse verticale del tipo Darrieus; possono essere isolati o in gruppo, collegati ad utenze isolate o piccole reti locali.

In funzione dell'asse di rotazione si classificano in:

- ad asse orizzontale;
- ad asse esattamente orizzontale;
- ad asse inclinato sull'orizzontale;
- ad asse verticale;
- rotore Darrieus;
- rotori Savonius;
- rotori Giromill.

In funzione della taglia di potenza si classificano in impianti:

- di piccola taglia: rotore di $D < 20$ m e $P < 100$ kW;
- di media taglia: rotore di $20 < D < 50$ m e $100 < P < 800$ kW;
- di taglia intermedia rotore $D > 50$ m e $800 < P < 1000$ kW;
- di grande taglia rotore $D > 50$ m e $P > 1000$ kW.

In funzione della velocità del rotore si distinguono in:

- lento;
- veloce.

In funzione del numero di pale:

- multipala;
- a bassa solidità (da 1 a 4 pale).

In funzione della regolazione:

- controllo di passo;
- controllo per stallo;
- controllo di imbardata.

Gli impianti eolici di potenza sono in genere costituiti da *wind farm* con cluster più o meno densamente popolati. Dall'esame di diversi esempi di parchi eolici, diversi per disposizione delle macchine e per densità di popolazione del cluster, risulta un gran numero di tipologie possibili che, tuttavia possono raggrupparsi in un insieme discreto di cui quelle che seguono sono le principali componenti:

- disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
- disposizione su una unica fila;
- disposizione su file parallele;
- disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
- disposizione risultante dalla combinazione e sovrapposizione delle precedenti tipologie;
- apparentemente casuale.

Figura 2.35 - Pine tree array

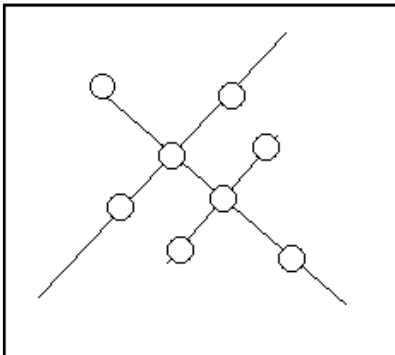


Figura 2.36 - Wind Farm di Vindeby

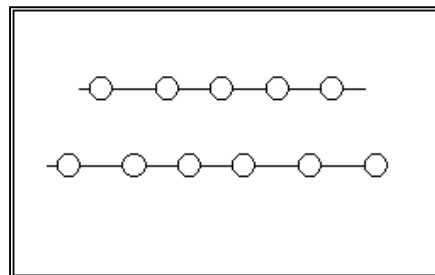


Figura 2.37 - Wind Farm di Zeebrugge

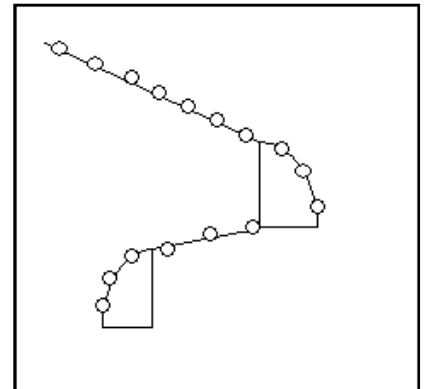


Figura 2.38 - Rotore Darrieus a Cap-Chat in Canada



Figura 2.39 - Windfarm a turbine tripala a Mucuripe in Brasile



Figura 2.40 - Turbine tripala di una windfarm in Danimarca



Figura 2.41 - Windfarm a turbine monopala in Germania



La tecnologia utilizzata ha subito negli ultimi anni notevoli cambiamenti, sia per quanto riguarda la qualità, le dimensioni, i rendimenti e i costi di manutenzione, come si può vedere nelle immagini Figure 2.42 e 2.43.

Figura 2.42 - Aumento delle dimensioni delle turbine dal 1980 al 2003 (Credit: EWEA^x)

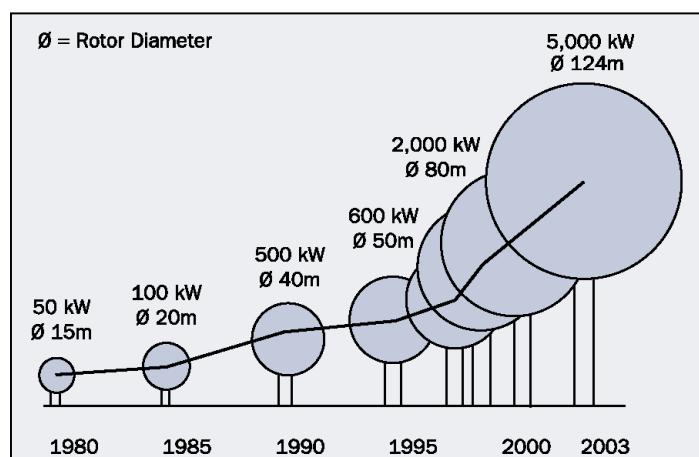
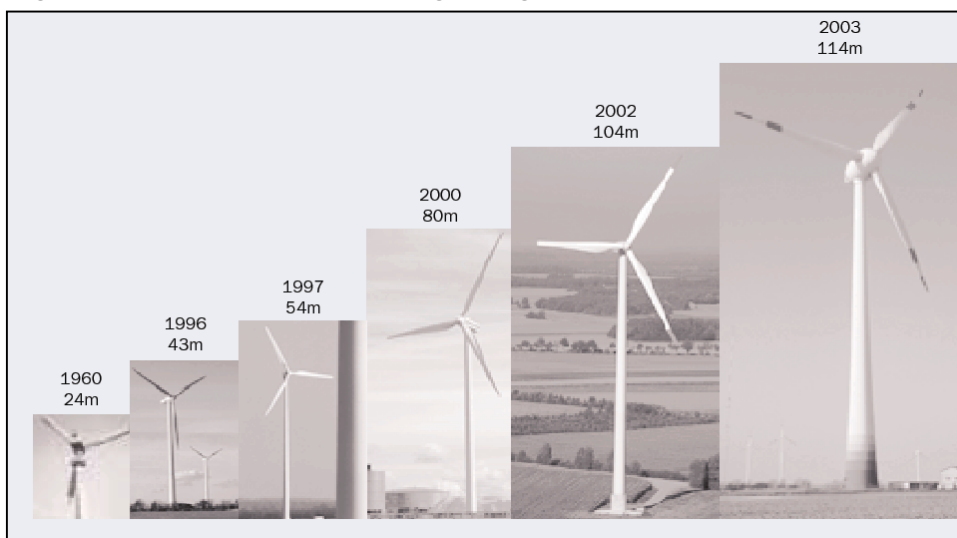


Figura 2.43 - Aumento dell'altezza degli aerogeneratori dal 1960 al 2003 (Credit: EWEA)



2.6.3 Produttività e costi

La produttività di un impianto eolico in termini di energia prodotta in un anno dipende dalla frequenza e dalla intensità del vento nell'arco del periodo annuale di funzionamento. I moderni impianti eolici e la loro ubicazione sono scelti in modo tale da produrre un quantitativo di energia pari al 20-30% dell'energia che produrrebbero se funzionassero sempre alla potenza nominale (di picco).

I parametri che devono essere tenuti in considerazione nella costruzione di impianti eolici e nella valutazione dei costi di installazione e di produzione sono essenzialmente:

- costi di investimento iniziale (sviluppo dell'iniziativa, installazione delle macchine eoliche, opere accessorie e infrastrutture). Attualmente, nell'anno 2003 e nei paesi guida nello sviluppo della tecnologia eolica, il costo specifico di realizzazione di un impianto si colloca nell'intervallo di 900-1150 €/kW installato. In Italia, la complessità morfologica del territorio e la localizzazione delle aree ventose sui pendii delle dorsali appenniniche in zone remote e prive di infrastrutture, possono portare il costo totale dell'investimento a superare i 1200 €/kW.
- costi di esercizio e manutenzione. Un impianto eolico non è gravato da costi variabili del combustibile, pertanto le spese di funzionamento riguardano l'amministrazione, la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti. In generale, le moderne turbine eoliche sono progettate per funzionare circa 120.000 ore durante una vita prevista di 20 anni.
- Costi per la dismissione di un impianto. In Italia, il costo di rimozione è di 20.000-40.000 euro per macchina.

Il costo di produzione del kWh elettrico da fonte eolica, dipende fortemente dalla dimensione, dal sito in cui è installato l'impianto e dalla velocità del vento. Attualmente i costi sono compresi tra 6-8 ¢cent/kWh per un impianto installato in un sito con una velocità media del vento bassa e approssimativamente di 4-5 ¢cent/kWh per quelli con velocità media del vento elevata.

Per avere un'idea della competitività economica delle fonti eolica e fotovoltaica con le altre fonti impiegate per la produzione di elettricità si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei costi della generazione elettrica in euro/MWh per le diverse fonti (con costi esterni) per l'anno 2005; i dati provengono dalle fonti: NEI, e US-DOE, elaborati da CIRN.

Tabella 2.6 - Costo della generazione elettrica per le diverse fonti (c€/kWh)

(Credit: <http://www.fondazione Spirito.it/despe/n2/pag5.htm>)

1000 MWe	Nucleare	Carbone	Gas (ciclo combinato)	Olio combustibile	Solare fotovoltaico	Eolico
Costo capitale	6	8	4 (6)	8	645	40
Costo combustibile	5	20	122 (81)	125	0	0
Costo esercizio manutenzione	11	7	20 (5)	18	30	20
Costi esterni (decom.+rifiuti)	(3)	16	5 (5)	10	0	0
Costo totale	25	51	151 (97)	161	675	60

2.6.4 Utilizzi

L'intermittenza della produzione elettrica dei generatori eolici richiede inevitabilmente la connessione alla rete elettrica per la quale è garantito con continuità un carico di base di potenza sempre efficiente alla quale provvedono le centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili o a combustibili nucleari. Nel caso di utenze isolate non servite dalla rete elettrica il sistema eolico deve essere dotato di un sistema di accumulo di energia elettrica che comunemente è costituito da una serie di batterie.

Le principali applicazioni riguardano, nel caso di piccole macchine, aerogeneratori o aeromotori installati come sistemi isolati a servizio di una utenza isolata. Nel caso di macchine di media e grande taglia, l'applicazione tipica è un cluster (in genere collegati ad una rete di potenza o ad una rete locale) ed è questo il caso delle grandi *wind farm* americane ed europee (www.minambiente.it). I generatori eolici vengono spesso anche utilizzati nei sistemi ibridi che consistono in una combinazione di moduli fotovoltaici con altre fonti di energia elettrica (ad esempio gruppi elettrogeni, generatori eolici, generatori idroelettrici ecc.) per caricare batterie e soddisfare il fabbisogno energetico, considerando le caratteristiche e altri dettagli del luogo di installazione. I sistemi ibridi, che non sono collegati alla rete elettrica principale, sono sistemi autonomi e funzionano in modo indipendente ed affidabile. Le migliori applicazioni per questi sistemi sono in aree remote, come ad esempio, villaggi rurali, stazioni di telecomunicazioni ecc....

2.6.5 Mercato

Negli ultimi cinque anni la potenza eolica installata è cresciuta su scala mondiale del 30% annuo (Figura 2.44).

La potenza installata in Europa, alla fine del 2004, raggiunge i 34.205 MW, suddivisa tra i vari Paesi nelle percentuali rappresentate in Figura 2.45.

Nella Tabella 2.7 vengono riassunti gli sviluppi che si sono registrati tra il 2003 e il 2004, per ciascuno Stato [EWEA, The European Wind Energy Association].

Figura 2.44 - Andamento della potenza installata in UE-15 e nel mondo dal 1990 ai giorni nostri
(Credit: EWEA)

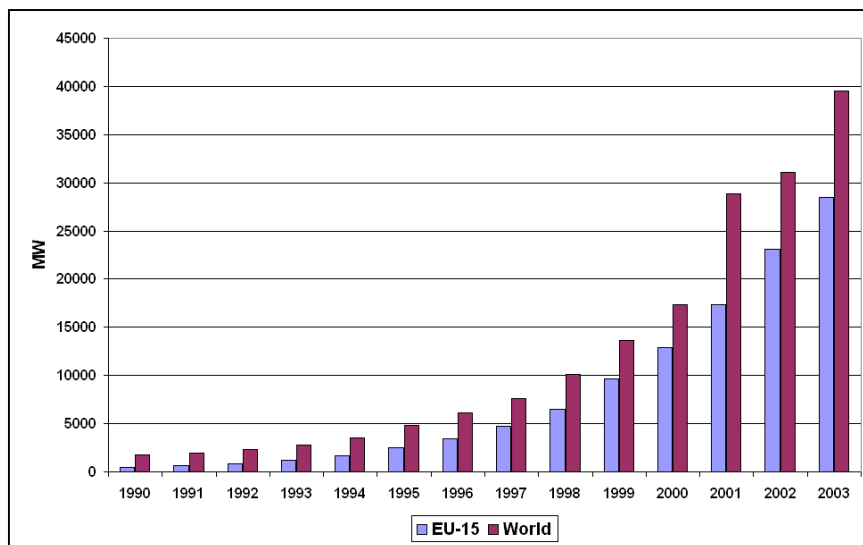


Figura 2.45 - Percentuali di potenza installata nei vari paesi del mondo (Credit: EWEA)

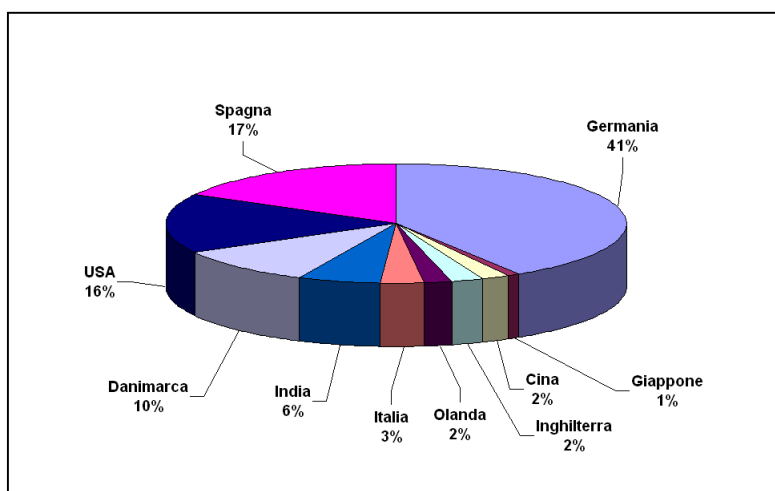


Tabella 2.7 - Sviluppo della potenza eolica in Europa nel 2003-2004 (Credit: EWEA)

	Potenza installata alla fine del 2003 (MW)	Potenza installata nel gennaio-dicembre 2004 (MW)	Totale alla fine del 2004 (MW)
Austria	415	192	606
Belgio	68	28	95
Cipro	2	0	2
Repubblica Ceca	9	9	17
Danimarca	3115	9	3117
Estonia	2	3	6
Finlandia	52	30	82
Francia	253	138	386
Germania	14609	2037	16629
Grecia	375	90	465
Ungheria	3	3	6
Irlanda	191	148	339
Italia	904	221	1125
Latvia	26	0	26
Lituania	0	7	7
Lussemburgo	22	14	35
Malta	0	0	0
Olanda	910	197	1078
Polonia	63	0	63
Portogallo	296	226	522
Slovacchia	3	3	5
Slovenia	0	0	0
Spagna	6203	2065	8263
Svezia	399	43	442
Inghilterra	648	240	888
Europa-15	28460	5678	34073
Europa-10	108	24	132
Europa-25	28568	5703	34205

Si prevede in generale un forte sviluppo dell'industria eolica che potrebbe raggiungere nei prossimi 5 anni, su scala europea, una potenza installata di almeno 75.000 MW [“Wind Power Targets for Europe: 75000 MW by 2020”, EWEA Briefing, October 2003].

Tra i vari programmi nazionali da segnalare, quello proposto dalla Francia che prevede di installare una potenza di 10.000 MW entro il 2010 e quello dell'Italia che ha posto come obiettivo per lo stesso anno il valore di 2.500 MW.

Germania, Spagna e Danimarca coprono l'80% della capacità installata in Europa nel 2003. La Germania produce il 6% di elettricità nazionale utilizzando l'eolico con 2645 MW.

2.6.6 Incentivi

I meccanismi di supporto in Italia sono:

- Decreto Legislativo 387/2003
- Provvedimento CIP 6/92 (impianti eolici ultimati)
- Delibera CIPE 137/98
- Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili
- Decreto Legislativo 79/99
- Decreto 11 novembre 1999.

Con l'approvazione del DLgs n. 387 del 29 dicembre 2003, l'Italia ha compiuto un concreto passo in avanti nello sviluppo delle fonti rinnovabili, allineandosi agli Stati membri dell'Unione Europea, nell'attuazione della direttiva comunitaria in materia.

Uno degli aspetti salienti del Decreto è l'innalzamento della quota obbligatoria di energia elettrica da fonti rinnovabili, a fronte della produzione o importazione di elettricità da fonte convenzionale, che dovrà essere prodotta od acquisita tramite i certificati verdi.

La nuova quota corrispondente al 2004 è del 2,35% con un incremento annuo dello 0,35% sino al 2006, mentre gli aumenti dal 2007 al 2012 saranno decisi successivamente.

La rimozione, per gli impianti non oltre 20 kW, della normativa che impediva il libero scambio sul posto dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, è un segnale incoraggiante per produttori ed utenti dell'eolico di piccola taglia.

L'Italia aveva iniziato a sostenere concretamente il mercato delle fonti rinnovabili con la Delibera CIP 6/92 che stabiliva, per mezzo di determinati parametri, un prezzo fisso agevolato dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Questo meccanismo permetteva di determinare con buona precisione la redditività di una centrale eolica, così da permettere agli investitori di avere una panoramica completa sull'investimento.

2.6.7 Sostenibilità ambientale

Gli effetti positivi delle rinnovabili sull'ambiente, in termini di emissioni evitate, determinano un accresciuto interesse verso la diffusione di queste tecnologie nei paesi maggiormente impegnati sul fronte dei cambiamenti climatici.

L'opinione pubblica di diversi paesi europei (Danimarca, Gran Bretagna, Spagna e Olanda) è, nella sua maggioranza, favorevole all'installazione di nuovi impianti eolici, riconoscendone l'elevata valenza ambientale.

Per esempio, nell'ipotesi che la producibilità annua sia pari a 2000 MWh/MW, valore atteso in tipici regimi anemologici italiani, una tale producibilità sarebbe in grado di fornire energia elettrica per 1,4 TWh, paria a poco più dello 0,5% del fabbisogno elettrico nazionale. Se tale produzione va a sostituire la combustione di combustibili fossili, le emissioni annue evitate di CO₂ sono dell'ordine di 0,74 milioni di tonnellate.

Allo stesso tempo si prendono in considerazione anche gli effetti indesiderati connessi alla diffusione di tali impianti come l'occupazione del territorio, l'impatto visivo, il rumore, le interferenze sulle comunicazioni, gli effetti sulla flora e la fauna, gli effetti elettromagnetici.

Figura 2.46 - Impatto visivo di una wind-farm (Credit: http://www.enel.it/rinnova/doc/Stefano_Savio.pdf)



L'impatto visivo è l'effetto ambientale più rilevante dell'eolico. Molto spesso, infatti, i siti di interesse riguardano aree di notevole valore paesaggistico, quindi l'impianto può entrare in contraddizione con le esigenze di salvaguardia dell'ambiente. In generale il problema può essere superato ricorrendo ad una corretta valutazione di impatto ambientale, che se eseguita in tutte le fasi del progetto, consente di inserire più correttamente l'impianto nel paesaggio. Il territorio occupato dagli impianti può anche essere infatti destinato ad altri usi, come l'agricoltura e la pastorizia: in alcuni paesi, come la Danimarca, ciò avviene spesso.

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto ove vengono inseriti, in modo più o meno evidente a seconda della topografia, antropizzazione del territorio e condizioni meteorologiche.

La loro dimensione non varia linearmente con la potenza erogata, ad esempio un aerogeneratore da 500 kW presenta mediamente un diametro del rotore e una altezza della torre di circa 40 m, mentre per uno da 1500 kW, l'altezza della torre assume un valore di circa 60 m. L'impatto nel paesaggio di queste due tipologie di macchine è confrontabile e pertanto la tendenza attuale è quella di aumentare la potenza delle macchine.

Una soluzione allo studio utile ai fini sia di ridurre l'impatto visivo, sia di sfruttare meglio l'intensità e la frequenza del vento è quella di installare gli impianti eolici in mare aperto.

Ultimamente l'estetica degli aerogeneratori è tenuta in considerazione dai costruttori: una scelta accurata dei colori insieme all'uso di materiali che evitano la riflessione delle parti metalliche concorrono ad armonizzare la presenza di impianti eolici sul territorio. In Italia con l'avvio del programma eolico, particolare attenzione è stata rivolta alla questione ambientale: studi approfonditi sono stati fatti dall'Enel riguardo alle centrali eoliche di Monte Arci in Sardegna e di Collarmele in Abruzzo.

Anche l'inquinamento acustico viene considerato con attenzione, in quanto le turbine producono rumore generato dai componenti elettromeccanici e soprattutto da fenomeni aerodinamici che hanno luogo con la rotazione delle pale; tali effetti dipendono dalle caratteristiche e dalla velocità periferica. In ogni caso, a una distanza di circa 400-500 m dall'impianto gli effetti sonori dovuti alla presenza delle macchine eoliche diventa del tutto trascurabile.

Figura 2.47 - Livello di rumore a distanza crescente da una tipica macchina di taglia media
(Credit: ENEA^{xi})

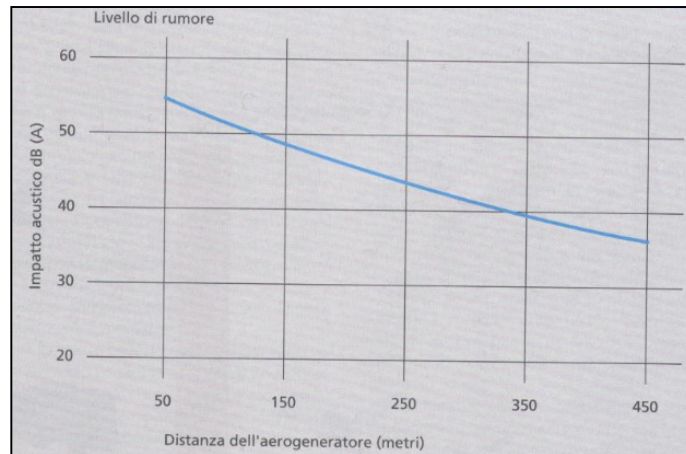
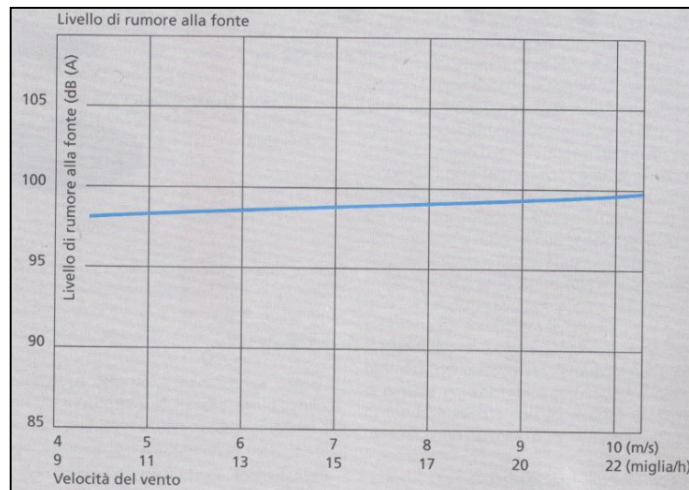


Figura 2.48 - Andamento del livello di rumore alla fonte di una tipica macchina di media taglia al variare della velocità del vento (Credit: ENEA)



Rilevazioni effettuate presso la centrale di Alta Nurra con aerogeneratori in movimento, ad una distanza di 30-40 m hanno evidenziato livelli di rumore pari a 60-64 dB(A), mentre quello di fondo, estremamente variabile, non superava i 51 dB(A).

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili si può tranquillamente affermare che le possibili interferenze di qualche rilievo degli impianti eolici con la flora e la fauna riguardano solo l'impatto dei volatili con il rotore delle macchine.

Per quanto attiene l'interferenza con le telecomunicazioni, la presenza di una macchina eolica può influenzare le caratteristiche di propagazione, la qualità del collegamento in termini di rapporto segnale-disturbo. In ogni caso la macchina eolica deve essere considerata come un qualsiasi ostacolo che può essere interposto tra antenna e ricevitore, quindi è necessaria una attenta analisi della intensità del campo elettromagnetico presente e della sua direzione di propagazione.

2.7 Energia idroelettrica

2.7.1 Principi di funzionamento

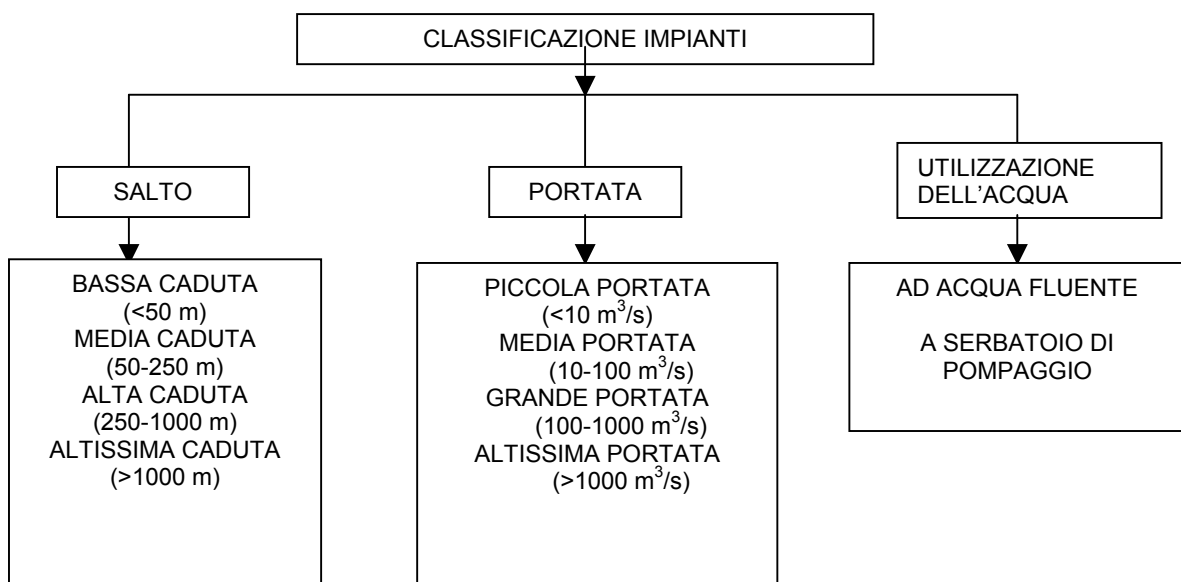
Insieme alle centrali termoelettriche quelle idroelettriche sono state le prime tipologie di centrali in uso. Il principio di funzionamento delle centrali idroelettriche si basa sull'utilizzo dell'acqua, o meglio della sua energia cinetica, al fine di produrre energia elettrica. Gli impianti idraulici sfruttano infatti l'energia potenziale meccanica contenuta in un bacino che si trova disponibile ad una certa quota rispetto al livello in cui sono posizionate le turbine.

Se pertanto Q è la portata (m^3/s) e H il salto (m), la potenza espressa in kW che si scarica sulla turbina è data dalla seguente formula:

$$P[kW]=9,8*Q[m^3/s]*H[m]$$

Gli impianti, in genere vengono classificati in base alla altezza del salto sfruttato, alla portata, al sistema di utilizzazione dell'acqua (Figura 2.49).

Figura 2.49 - Rappresentazione schematica delle principali modalità di classificazione delle centrali idroelettriche



In base alla taglia di potenza nominale della centrale, gli impianti si suddividono in:

- micro-impianti: $P < 100$ kW;
- mini-impianti: $100 < P < 1000$ kW;
- piccoli impianti: $1000 < P < 10000$ kW;
- grandi impianti: $P > 10000$ kW.

2.7.2 Tecnologia

Impianti ad acqua fluente

Gli impianti ad acqua fluente sono caratteristici dei fiumi di pianura con portate preferibilmente costanti durante il corso dell'anno. Non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (a meno di una quota detta deflusso minimo vitale, necessaria per salvaguardare l'ecosistema); quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità d'acqua. Questi impianti sono diffusi sui grandi fiumi russi, americani, lungo il Danubio e il Reno.

Figura 2.50 - Immagine di una diga ad acqua fluente
(Credit: <http://www.energoclub.it>)



Impianti a serbatoio

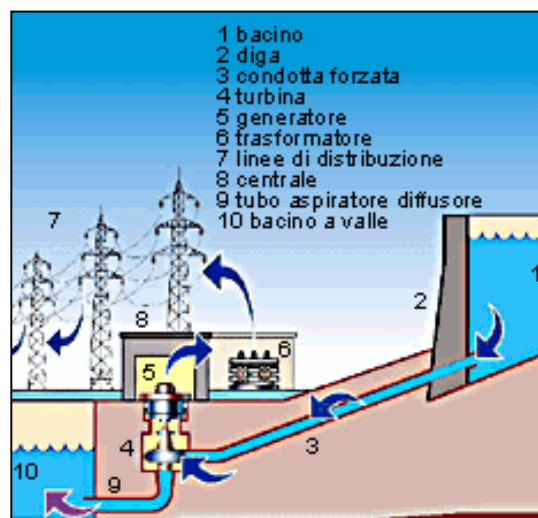
Gli impianti a serbatoio accumulano stagionalmente masse rilevanti di acqua in un invaso a monte, che ha la funzione di modulare le portate naturali, le quali possono essere utilizzate in tempi indipendenti da regime idrologico. Necessitano di un adeguato sbarramento, la cui costruzione è più o meno difficile e costoso, in funzione dell'orografia della zona.

Gli sbarramenti vanno dalla semplice traversa, che consente un salto limitato, alle dighe vere e proprie, che creano un invaso notevole. Tali impianti hanno principalmente la funzione di assolvere al servizio di integrazione della potenza fornita alle utenze nazionali dalle precedenti centrali ad acqua fluente, da quelle termoelettriche, per i periodi del giorno o dell'anno in cui la domanda elettrica supera la produzione di base.

Si dice infatti che le centrali a serbatoio hanno un funzionamento di "punta", cioè sopperiscono ai fabbisogni delle ore di punta dei diagrammi di carico delle reti, mentre le centrali ad acqua fluente hanno un funzionamento di "base" sopperendo alla domanda delle utenze che si esplica con continuità nell'arco dell'intera giornata.

Lo schema tipico di queste centrali comprende: un serbatoio, creato sbarrando un corso di acqua con una diga munita di scarichi per far fronte a piene eccezionali; una galleria di derivazione in pressione con un pozzo piezometrico, le condotte forzate ed infine la centrale (Figura 2.51).

Figura 2.51 - Schema di un impianto a serbatoio (Credit: <http://www.enel.it>)



Impianti di pompaggio

Altro tipico funzionamento di punta è quello degli impianti di pompaggio, anche detti ad accumulo, che producono energia elettrica solamente nei momenti o periodi di forte domanda, sfruttando la caduta di acqua da un bacino localizzato più in alto rispetto ad un altro sito a quota più bassa che ne consente tuttavia il recupero.

Nei periodi di scarsa domanda di elettricità, come ad esempio sono quelli notturni, tali impianti sfruttano l'energia di supero messa a disposizione dalle centrali di base per pompare acqua dal bacino inferiore, in cui era stata raccolta in fase di produzione, a quello superiore, in modo da ripristinare il potenziale energetico.

Per convertire l'energia idrocinetica in elettricità ci si avvale sempre del gruppo di produzione, costituito da un complesso turbina-alternatore.

Le turbine per le centrali a grandi salti sono del tipo *Pelton*: in queste turbine il distributore è costituito da uno o più ugelli e le pale della girante hanno la forma caratteristica di un doppio cucchiaino con spigolo centrale su cui l'ugello convoglia l'acqua tangenzialmente; il loro impiego è particolarmente adatto per salti tra 50-1300 m e portate di 0,2-10 m³/s.

Figura 2.52 - Esempio di centrale a pompaggio

(Credit: http://www.energoclub.it/a%20idro.htm#Indice_turbine_idroelettriche)

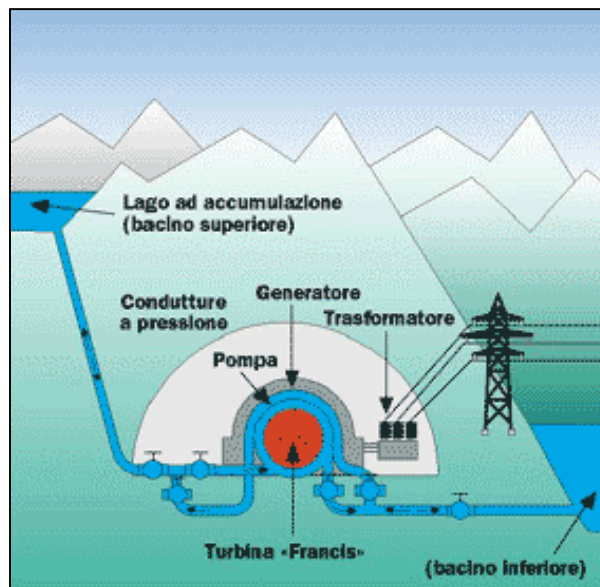


Figura 2.53 - Turbina Pelton

(Credit: http://www.energoclub.it/a%20idro.htm#Indice_turbine_idroelettriche)



Le turbine *Francis* sono turbine a reazione a flusso radiale con distributore a pale regolabili e girante a pale fisse, molto utilizzate per i medi salti (vengono usate per salti compresi nell'intervallo 10-350 m).

Nelle turbine Francis veloci, l'alimentazione è sempre radiale, mentre lo scarico dell'acqua è solitamente assiale; in queste turbine l'acqua si muove come in una condotta in pressione: attraverso il distributore (organo fisso) perviene alla ruota (organo mobile) alla quale cede la sua energia, senza entrare in nessun momento in contatto con l'atmosfera.

Figura 2.54 - Turbine Francis

(Credit: http://www.energoclub.it/a%20idro.htm#Indice_turbine_idroelettriche)

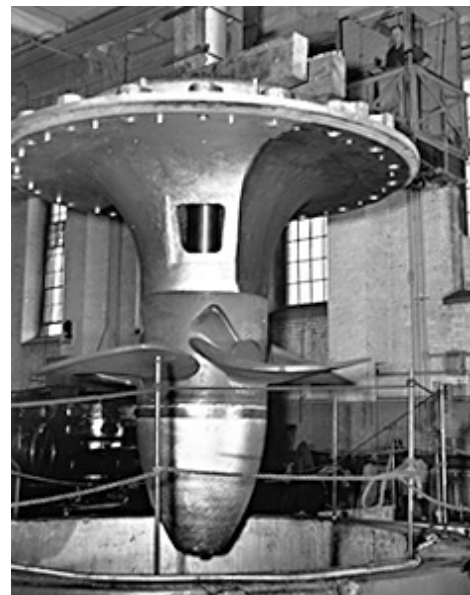


Le turbine *Kaplan* sono turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti (2-20 m). Le pale della ruota nella Kaplan sono sempre regolabili, mentre quelle del distributore possono essere fisse o regolabili. Quando sia le pale della turbina sia quelle del distributore sono regolabili, la turbina è una vera Kaplan (o a doppia regolazione); se sono regolabili solo le pale della ruota, la turbina è una semi-Kaplan (o a singola regolazione). Le pale della ruota si muovono girando intorno ad un perno solidale con un sistema di bielle-manovelle collegate ad un tirante verticale (posto all'interno dell'albero cavo della turbina) che è azionato da un servomotore idraulico. Le turbine ad elica hanno distributore e ruota a pale fisse e sono utilizzate quando il salto e la portata sono praticamente costanti.

La potenza massima oggi raggiunta dalle turbine Kaplan è di circa 200.000 kW, e trovano impiego in impianti brasiliani.

Figura 2.55 - Turbine Kaplan

(Credit: http://www.energoclub.it/a%20idro.htm#Indice_turbine_idroelettriche)



Una volta ottenuta la conversione dell'energia cinetica dalle acque in elettricità, nelle sottostazioni di trasformazione la tensione viene innalzata, a mezzo di trasformatori, fino ai valori convenzionali per la trasmissione.

2.7.3 Utilizzi

Come detto in precedenza, le grandi centrali idroelettriche sono particolarmente utili per soddisfare i carichi di punta: questo grazie alla flessibilità degli impianti (che consente di erogare corrente quasi istantaneamente quando necessario) e grazie all'elevata affidabilità, senza dubbio frutto di un elevato livello di tecnologia utilizzata e un elevato rendimento di trasformazione.

Il ricorso agli impianti di pompaggio e turbinaggio viene infatti effettuato nei momenti di crisi del sistema elettrico e allo stesso tempo rappresentano una buona riserva di potenza ed energia.

Gli impianti di piccola taglia, mini-idro, trovano soprattutto attuazione nelle aree di montagna su corsi di acqua a regime torrentizio o permanente. Molti vengono utilizzati per il cosiddetto recupero energetico: numerosi sono i sistemi idrici che possono essere interessati, come per esempio gli acquedotti locali o le reti idriche complesse, i sistemi idrici ad uso plurimo (potabile, industriale, ricreativo), i sistemi di canali di bonifica ed i circuiti di raffreddamento di condensatori di impianti di motori termici.

In linea generale, nei sistemi idrici in cui esiste un controllo della regolazione della portata, come pure dei livelli piezometrici, è possibile installare delle turbine idrauliche che siano in grado di recuperare salti che altrimenti andrebbero perduti.

Il numero degli impianti installati in Italia alla fine del dicembre 2003, suddivisi per potenza efficiente lorda, sono riportati nel grafico della Figura 2.56.

Le regioni italiane con maggiore potenza installata sono la Lombardia, il Piemonte e il Trentino Alto Adige, seguiti dalla Campania e dal Veneto (Figura 2.57).

Figura 2.56 - Impianti installati in Italia, suddivisi per potenza efficiente lorda
(Credit: Dati GRTN)

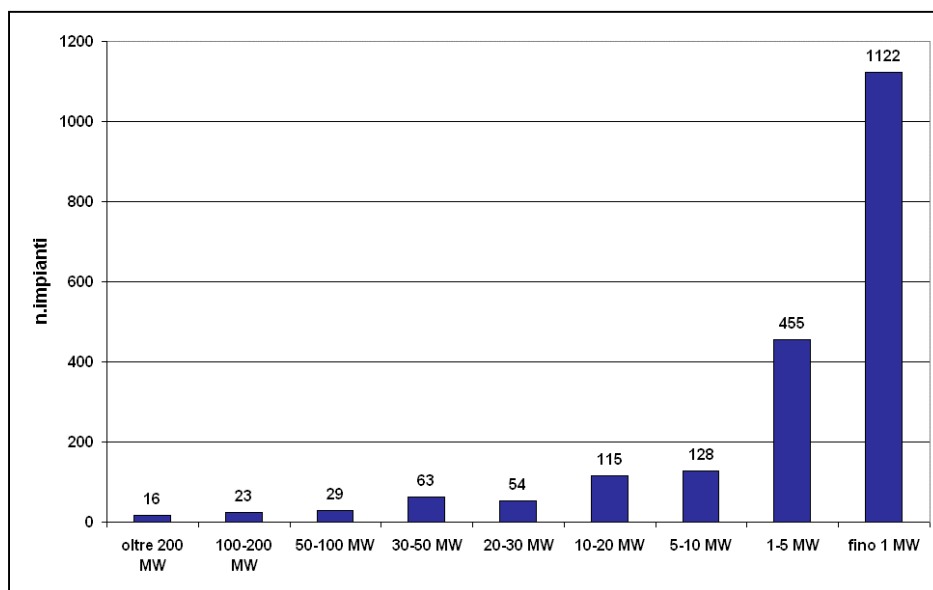


Figura 2.57 - Impianti installati in Italia suddivisi per regione
(Credit: Dati GRTN)

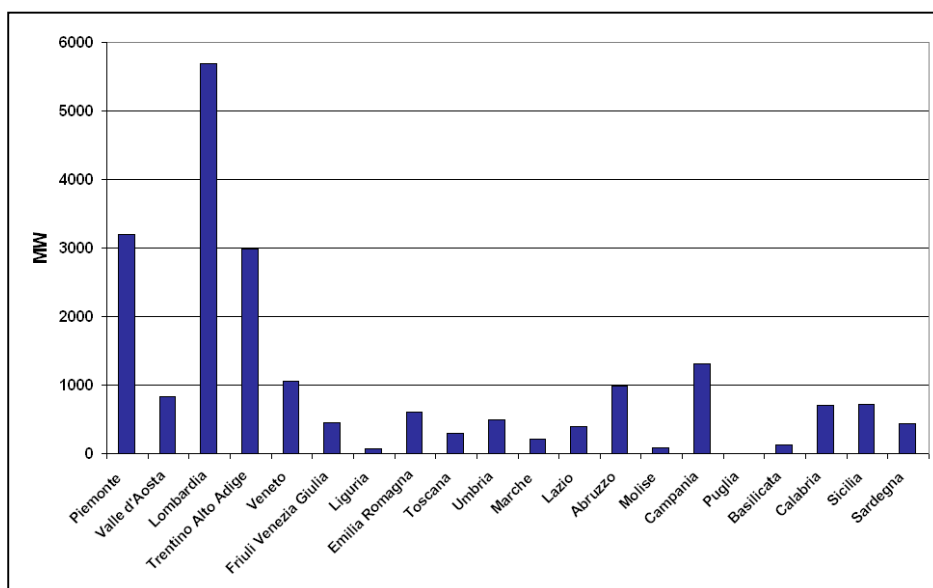
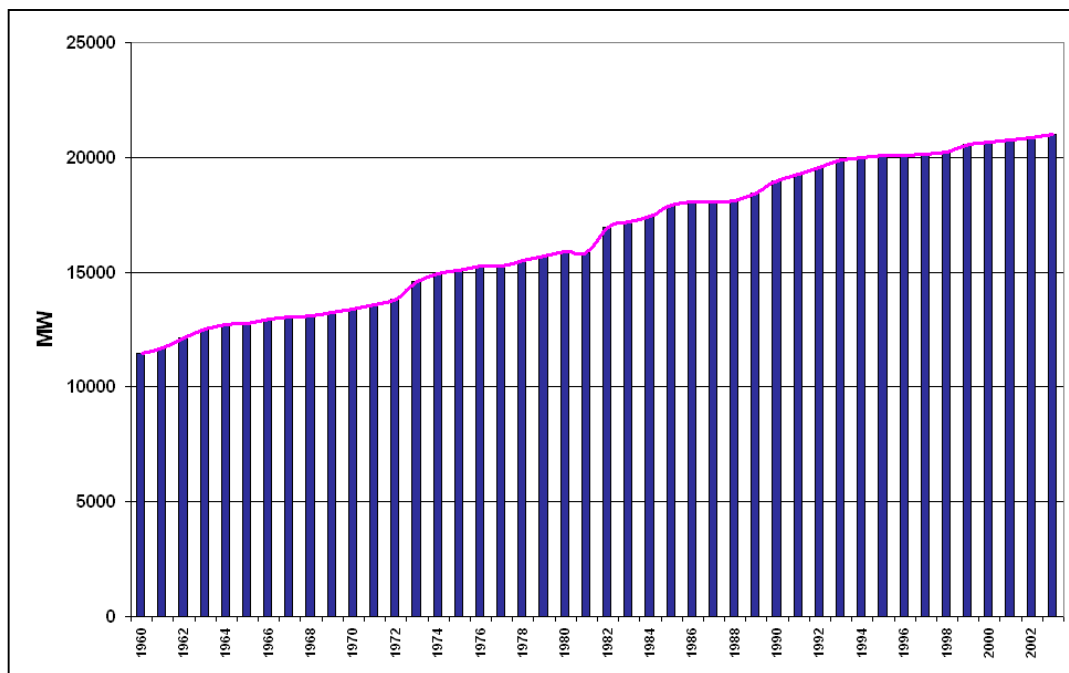


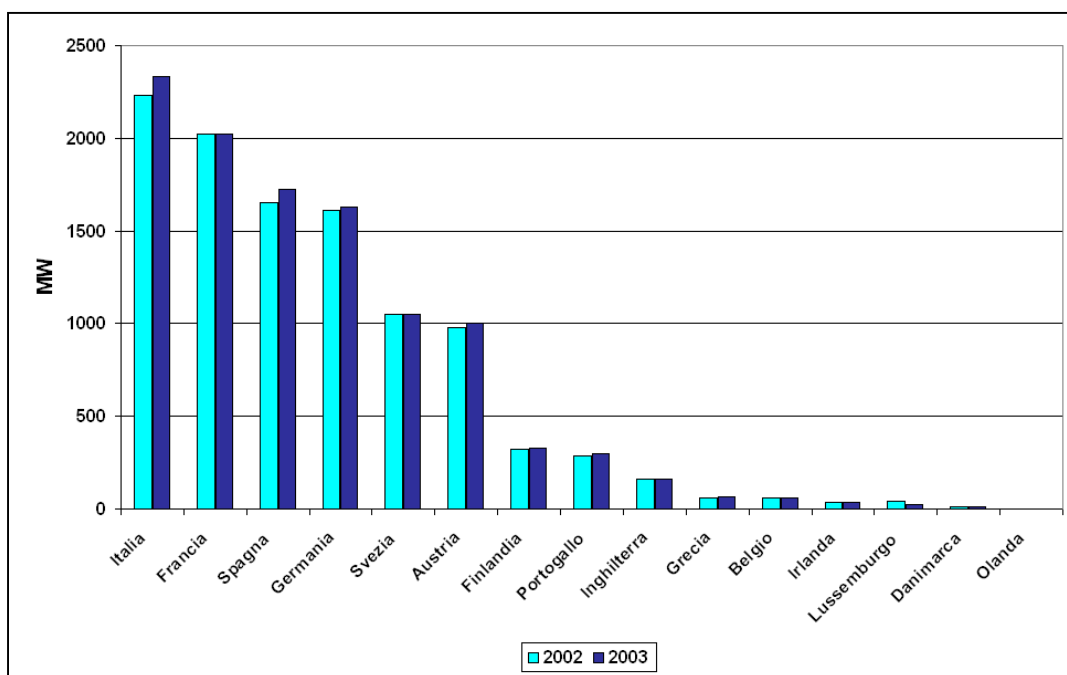
Figura 2.58 - Sviluppo dell'idroelettrico a partire dal 1960 fino ai giorni nostri (Credit: Dati GRTN)



La potenza efficiente lorda installata sul nostro territorio è cresciuta costantemente, dal 1960 al 2003, come dimostrato nel grafico (Figura 2.58) ricavato a partire dai dati forniti dal GRTN.

Per quanto riguarda la situazione del mini-idro, l'Italia occupa una posizione predominante all'interno dell'Unione Europea a 15 (UE-15) con 2330 MW installati, seguita da Francia con 2020 MW e da Spagna con 1722 MW (Figura 2.59).

Figura 2.59 - Potenza installata in UE-15 per mini-idro alla fine del 2003
(Credit: <http://www.europa.eu.int>)



Dal grafico si può notare inoltre che la potenza installata in Italia tra il 2002 e 2003 è cresciuta del 4%. Nonostante la crescita delle applicazioni che il mini-idro può avere e l'aumento della potenza installata in tutti gli Stati della UE-15, l'obiettivo che ci si era posti di 12.500 MW per il 2003 non è stato raggiunto. Se il trend di crescita dovesse rimanere lo stesso, non sarà raggiunto nemmeno l'obiettivo di 14.000 MW alla fine del 2010.

2.7.4 Sostenibilità ambientale

La fonte idroelettrica presenta indubbiamente numerosi vantaggi dal punto di vista ambientale. La mancanza totale di fenomeni di inquinamento e la rinnovabilità costituiscono elementi molto positivi per la sostenibilità. Tuttavia non bisogna sottovalutare alcuni aspetti negativi che sono emersi soprattutto dopo aver sperimentato le conseguenze introdotte da questo tipo di fonte energetica.

Va inoltre sottolineato che l'energia idroelettrica, al pari delle altre fonti rinnovabili, permette di evitare l'emissione di anidride carbonica nella misura di 0,53 kg di CO₂ per ogni kWh generato.

La presenza del bacino idrico costruito per realizzare l'accumulo di acqua porta a mutamenti non trascurabili del microclima locale che diviene più umido e favorisce lo sviluppo di forme di vita adatte alle nuove condizioni.

Il nuovo regime idrodinamico del fiume interessato favorisce l'accumulo dei sedimenti trasportati dal fiume nel bacino di raccolta impedendo l'apporto di materiale alluvionale nel tratto pianeggiante del corso d'acqua, riducendo così in modo notevole la fertilità dei suoli (tipica situazione venutasi a creare per il Nilo dopo la costruzione della diga di Assuan).

Le maggiori implicazioni sfavorevoli sono imputabili alle grandi opere idrauliche che comportano una trasformazione del territorio e dove necessario una deviazione o captazione di risorse idriche da corpi superficiali. La portata derivata da un bacino deve essere tale da rispettare l'ambiente e l'idrologia del corpo idrico intercettato: per questo è stato introdotto il concetto di Deflusso Minimo Vitale (DMV) cioè "la quota minima di acqua necessaria al mantenimento dei valori ambientali del corpo idrico a livelli accettabili" (Legge n. 183, 1989).

Le centrali di piccola dimensione, invece, richiedendo masse di acqua modeste e piccoli salti hanno un impatto ambientale minore. La loro presenza sul territorio può infatti contribuire ad una regolazione delle piene sui corpi idrici a regime torrentizio e quindi possono contribuire alla salvaguardia del territorio.

Un ultimo aspetto riguarda la sicurezza degli impianti idraulici che detengono il triste primato delle vittime di incidenti di notevole entità dovuti alla rottura delle dighe o a fenomeni di traboccamento dell'acqua dei bacini a seguito di frane e smottamenti (caso tipico l'incidente del Vajont).

2.8 Energia geotermica

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente (in parte) quanto contenuto nel documento:

Mary H. Dickson, Mario Fanelli, *Cos'è l'Energia Geotermica?*, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italy

<< Il calore è una forma di energia. In senso stretto, l'energia geotermica è il calore contenuto all'interno del globo terrestre. I vulcani, i geysers, le fumarole, le sorgenti termali ne sono le manifestazioni superficiali, tangibili e visibili. Nell'uso comune, tuttavia, per energia geotermica si intende quella parte del calore terrestre che può (o potrebbe) essere sfruttata dall'uomo.

Ci si è resi conto che la temperatura aumenta con la profondità tra il sedicesimo ed il diciassettesimo secolo, quando furono scavate le prime miniere profonde qualche centinaio di metri; soltanto nel ventesimo secolo, dopo la scoperta del ruolo svolto dal calore radiogenico, è stato possibile comprendere pienamente fenomeni come il bilancio termico della Terra e ricostruire la storia termica del nostro pianeta. Il calore terrestre è infatti prevalentemente di origine radiogenica dovuto al calore prodotto dal decadimento continuo degli isotopi radioattivi a lunga vita dell'uranio (U^{238} , U^{235}), del torio (Th^{232}) e del potassio (K^{40}), presenti nell'interno del globo terrestre (nel processo di decadimento spontaneo dei nuclei degli atomi di questi elementi si libera energia e quindi calore).

In media il flusso di calore totale dalla superficie terrestre è valutato $42 \cdot 10^{12}$ W (conduzione, convezione e radiazione). Di questo flusso, $8 \cdot 10^{12}$ W provengono dalla crosta terrestre, che rappresenta soltanto il 2% del volume totale della Terra, ma è ricca di isotopi radioattivi, $32,3 \cdot 10^{12}$ W derivano dal mantello, che è l'82% del volume totale della Terra, e $1,7 \cdot 10^{12}$ W provengono dal nucleo, che costituisce il 16% del volume totale del pianeta e non contiene isotopi radioattivi.

L'energia termica della Terra è enorme (è stato stimato che il calore contenuto nella crosta terrestre sia dell'ordine di $5,4 \cdot 10^{21}$ MJ), ma soltanto una parte di essa può essere sfruttata. Sino ad oggi, l'utilizzazione di questa energia è stata limitata a quelle aree nelle quali le condizioni geologiche permettono ad un vettore (acqua in fase liquida o vapore) di "trasportare" il calore dalle formazioni calde profonde alla superficie o vicino ad essa, formando quelle che chiamiamo risorse geotermiche.

Il gradiente geotermico dà la misura dell'aumento di temperatura con la profondità. Sino alle profondità raggiungibili con le moderne tecniche di perforazione, il gradiente geotermico medio è $2,5-3^\circ \text{C}/100 \text{ m}$. Di conseguenza, se la temperatura nei primi metri sotto la superficie, che corrisponde, con buona approssimazione, alla temperatura media annua dell'aria esterna, è 15°C , si può prevedere che la temperatura sia $65-75^\circ \text{C}$ a 2000 m di profondità, $90-105^\circ \text{C}$ a 3000 m e via di seguito per alcune migliaia di metri.

Vi sono, comunque, vaste regioni nelle quali il valore del gradiente geotermico si discosta sensibilmente da quello medio. In aree in cui il basamento rigido sprofonda e si forma un bacino che si riempie rapidamente di sedimenti geologicamente "molto giovani", il gradiente geotermico può essere anche inferiore a $1^\circ \text{C}/100 \text{ m}$. Viceversa, in certe "aree geotermiche" il gradiente può raggiungere valori superiori a dieci volte quello normale.

In Italia, a Larderello, la temperatura del sottosuolo è dieci volte superiore alla media terrestre: già a 2 km di profondità si possono incontrare temperature superiori a 300°C .>>

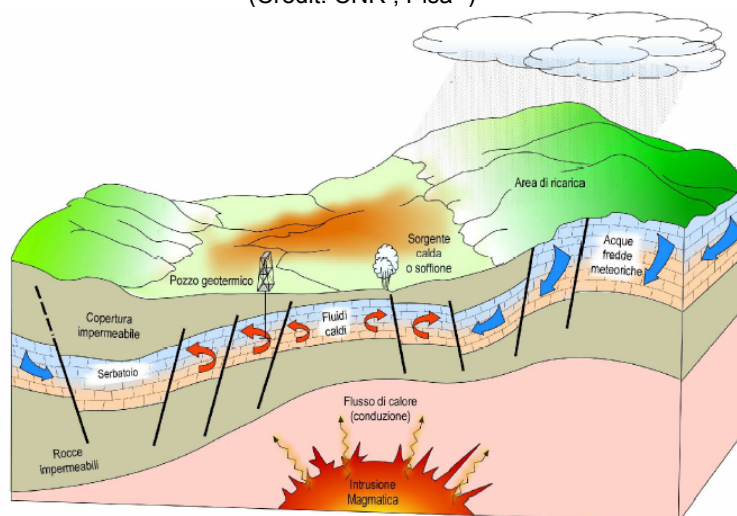
2.8.1 Tecnologia

Un sistema geotermico è formato da tre elementi: la sorgente di calore, il serbatoio ed il fluido, che è il mezzo che trasporta il calore. La sorgente di calore può essere una intrusione magmatica a temperatura molto alta ($>600^\circ \text{C}$), che si è posizionata a profondità relativamente piccola (5-10 km), oppure, come in certi sistemi a bassa temperatura, il normale calore della Terra.

Il serbatoio è un complesso di rocce calde permeabili nel quale i fluidi possono circolare assorbendo il calore. Il serbatoio generalmente è ricoperto da rocce impermeabili e connesso a zone di ricarica superficiali dalle quali le acque meteoriche possono sostituire, totalmente o parzialmente, i fluidi perduti attraverso vie naturali (per esempio sorgenti) o che sono estratti mediante pozzi. Il fluido geotermico, nella maggioranza dei casi, è acqua meteorica in fase liquida o vapore, in dipendenza dalla sua temperatura e pressione.

Figura 2.60 - Rappresentazione schematica di un sistema geotermico naturale

(Credit: CNR , Pisa^{xii})



I fluidi geotermici possono trasportare con loro sostanze chimiche o gas, come CO₂ o H₂S, che è necessario ridurre o eliminare per salvaguardare l'ambiente. La Figura 2.60 è la rappresentazione schematica e molto semplificata di un sistema geotermico.

Il più comune criterio di classificazione delle risorse geotermiche si basa sull'entalpia dei fluidi, che trasferiscono il calore dalle rocce calde profonde alla superficie. L'entalpia, che può essere considerata più o meno proporzionale alla temperatura, è usata per esprimere il contenuto termico (energia termica) dei fluidi, e dà un'idea approssimativa del loro "valore". Le risorse sono divise in risorse a bassa, media ed alta entalpia (o temperatura), secondo diversi criteri.

Frequentemente viene fatta una suddivisione tra sistemi geotermici ad acqua dominante e sistemi geotermici a vapore dominante (o a vapore secco).

Nei sistemi ad acqua dominante, l'acqua liquida è la fase continua, che controlla la pressione. Questi sistemi geotermici, la cui temperatura può andare da 125 a 225 °C, sono i più diffusi nel mondo. Essi possono produrre, in funzione della loro temperatura e pressione, acqua calda, una miscela di acqua e vapore, vapore umido e, in alcuni casi, vapore secco.

Nei sistemi a vapore dominante normalmente coesistono nel serbatoio acqua liquida e vapore, che è la fase continua che controlla la pressione. Sono sistemi ad alta temperatura e normalmente producono vapore secco o surriscaldato. I sistemi geotermici di questo tipo sono piuttosto rari; i più conosciuti sono Larderello in Italia e The Geysers in California.

Oltre ai precedenti, che sono sistemi geotermici "naturali", sono in fase avanzata di sviluppo sistemi geotermici totalmente o parzialmente "artificiali". Nei primi, noti come sistemi HDR (Hot Dry Rock, rocce calde secche) un serbatoio viene creato per idrofratturazione in rocce calde compatte profonde. A questo scopo, attraverso un apposito pozzo, viene pompata in profondità acqua ad alta pressione. Una volta ottenuta la fratturazione, con un secondo pozzo si forma un circuito per estrarre l'acqua immessa dal primo pozzo, che si è riscaldata al contatto delle rocce. Nei sistemi EGS (Enhanced Geothermal Systems), il circuito pozzo di iniezione /pozzo di produzione sfrutta un serbatoio in cui è necessario soltanto aumentare la permeabilità, già esistente naturalmente, per consentire la circolazione dei fluidi.>>

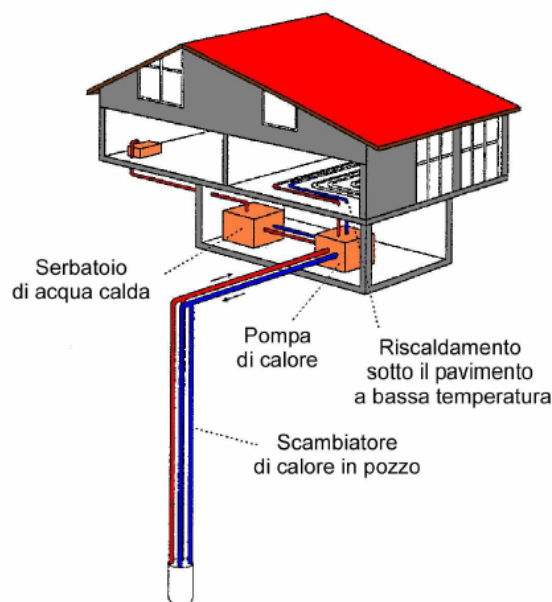
2.8.2 Utilizzi

<<L'utilizzazione diretta del calore è la forma di sfruttamento dell'energia geotermica più antica, più diversificata, versatile e più comune. La balneologia, il riscaldamento urbano e di ambienti, gli usi agricoli, l'acquacoltura ed alcuni impieghi industriali sono le utilizzazioni meglio conosciute, ma le pompe di calore sono la forma d'uso più diffusa (nel 2005 rappresentavano il 33,2% dell'energia totale.

Largo uso dell'energia geotermica viene fatto in Islanda, dove quasi tutta la popolazione della capitale è servita da riscaldamento geotermico. Questo tipo di utilizzazione è molto diffuso anche negli Stati Uniti, in Francia, in Cina, in Giappone e numerosi paesi dell'Europa orientale. In Italia le realizzazioni più importanti sono quelle di Ferrara, Castelnuovo Val di Cecina, Pomarance e Bagno di Romagna.

Il condizionamento di ambienti (riscaldamento e raffreddamento) con l'energia geotermica si è esteso notevolmente a partire dagli anni '80 a seguito dell'introduzione nel mercato e della diffusione delle pompe di calore. I diversi sistemi di pompe di calore disponibili permettono di estrarre ed utilizzare economicamente il calore contenuto in corpi a bassa temperatura, come terreno, acquiferi poco profondi, masse d'acqua superficiali, ecc. (Figura 2.61). Le pompe di calore sono macchine che spostano il calore in direzione opposta a quella in cui tenderebbe a dirigersi naturalmente, cioè da uno spazio o corpo più freddo verso uno più caldo. In realtà una pompa di calore non è niente di più di un condizionatore. Tutti gli apparecchi refrigeranti (condizionatori d'aria, frigoriferi, freezers, ecc.) estraggono calore da uno spazio (per mantenerlo freddo) e lo scaricano in un altro spazio più caldo. L'unica differenza tra una pompa di calore ed un'unità refrigerante sta nell'effetto desiderato, il raffreddamento per l'unità refrigerante ed il riscaldamento per la pompa di calore. Molte pompe di calore sono reversibili ed il loro funzionamento può essere invertito, potendo funzionare alternativamente come unità riscaldante o raffreddante. Le pompe di calore richiedono energia elettrica per funzionare, ma, in condizioni climatiche adatte e con un buon progetto, il bilancio energetico è positivo. Impianti con pompe di calore collegati al terreno o a masse d'acqua sono state installate in gran numero negli Stati Uniti, in Svizzera ed in Germania. Anche in Italia il loro uso si sta diffondendo. Per realizzare questi sistemi sono utilizzati terreni o masse idriche con temperature tra 5° e 30°C.

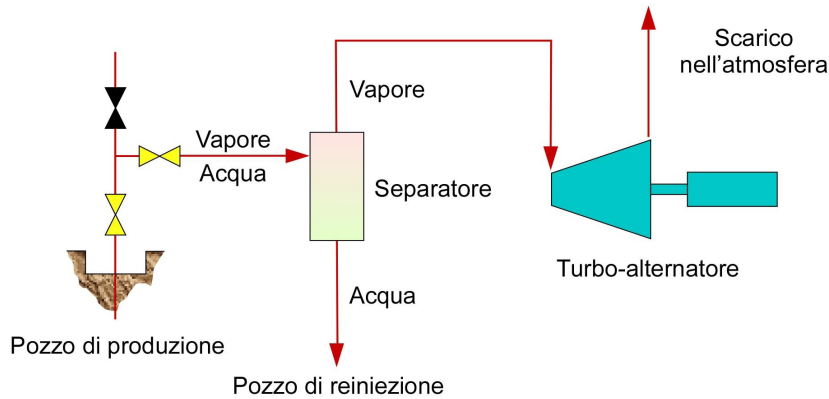
Figura 2.61 - Pompa di calore utilizzata per sfruttare le risorse geotermiche ai fini del riscaldamento e raffreddamento di una abitazione (Credit: CNR , Pisa)



2.8.3 Usi elettrici

<< L'energia elettrica è prodotta in impianti convenzionali o a ciclo binario, secondo le caratteristiche delle risorse geotermiche disponibili. Gli impianti convenzionali richiedono fluidi con una temperatura di almeno 150 °C e sono disponibili nel tipo a contropressione (con scarico diretto nell'atmosfera) e a condensazione.

Figura 2.62 - Rappresentazione schematica di impianto a contropressione (Credit: CNR , Pisa)



Gli impianti a contropressione sono più semplici e meno costosi. Il vapore, proveniente direttamente dai pozzi, se questi producono vapore secco, oppure dopo la separazione della parte liquida, se i pozzi producono vapore umido, passa attraverso la turbina ed è poi scaricato nell'atmosfera (Figura 2.62).

Con questo tipo di impianto il consumo di vapore (alla stessa pressione di ingresso) per kilowattora prodotto è circa il doppio di quello di un impianto a condensazione. Gli impianti a contropressione, tuttavia, sono molto utili come impianti pilota, come impianti temporanei collegati a pozzi isolati di portata modesta, e per produrre elettricità da pozzi sperimentali durante lo sviluppo di un campo geotermico. Essi sono utilizzati anche quando il vapore ha un contenuto elevato di gas incondensabili (>12% in peso). Questi impianti sono generalmente di piccole dimensioni (2,5-5 MWe).

Le unità a condensazione (Figura 2.63), che richiedono più impiantistica ausiliaria, sono più complesse di quelle a contropressione e, anche per le loro maggiori dimensioni, è necessario un tempo almeno doppio per la loro costruzione ed installazione.

Il consumo specifico delle unità a condensazione è, tuttavia, circa la metà di quelle a contropressione. Attualmente sono molto diffusi impianti a condensazione della potenza di 55-60 MWe, ma recentemente sono state costruite ed installate anche unità da 110 MWe.

Figura 2.63 - Rappresentazione schematica di un impianto a condensazione
(Credit: CNR , Pisa)

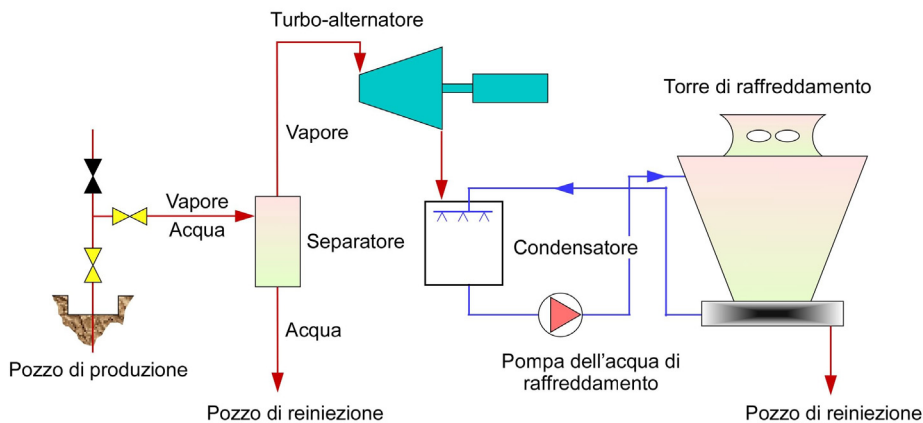
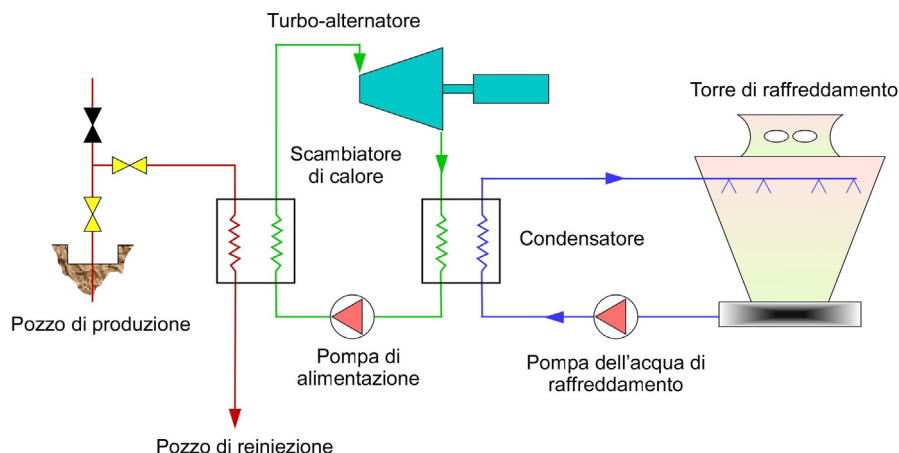


Figura 2.64 - Rappresentazione schematica di un ciclo binario con scambiatore di calore
(Credit: CNR , Pisa)



I notevoli progressi, realizzati negli ultimi decenni, nella tecnologia dei cicli binari hanno reso possibile produrre elettricità sfruttando fluidi geotermici a temperatura medio-bassa ed acque calde di scarico emesse dai separatori nei campi geotermici ad acqua dominante.

Gli impianti binari utilizzano un fluido secondario di lavoro, di solito un fluido organico (come n-pentano), che ha un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo. Il fluido secondario lavora in un ciclo Rankine convenzionale: il fluido geotermico cede calore al fluido secondario attraverso uno scambiatore di calore, nel quale questo fluido si riscalda e poi vaporizza; il vapore prodotto aziona una normale turbina a flusso assiale collegata ad un generatore, è poi raffreddato, passando allo stato liquido, ed il ciclo comincia di nuovo.

Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile costruire impianti binari, che sfruttano fluidi geotermici con temperature comprese tra 85 e 170 °C. Il limite superiore è imposto dalla stabilità termica dei fluidi organici di lavoro, il limite inferiore da fattori tecnico-economici: sotto questa temperatura, gli scambiatori di calore dovrebbero avere una dimensione talmente grande da rendere il progetto non economico. Gli impianti binari sono di solito costruiti in unità modulari di potenza compresa tra poche centinaia di kWe ed alcuni MWe.

Negli anni 90 è stato sviluppato un nuovo sistema binario, il ciclo Kalina, che utilizza, come fluido di lavoro, una miscela di acqua e ammoniaca. Gli impianti a ciclo Kalina sembrano avere un rendimento superiore a quello degli impianti binari a fluido organico, ma, rispetto a questi, hanno una maggiore complessità costruttiva e di funzionamento. >>

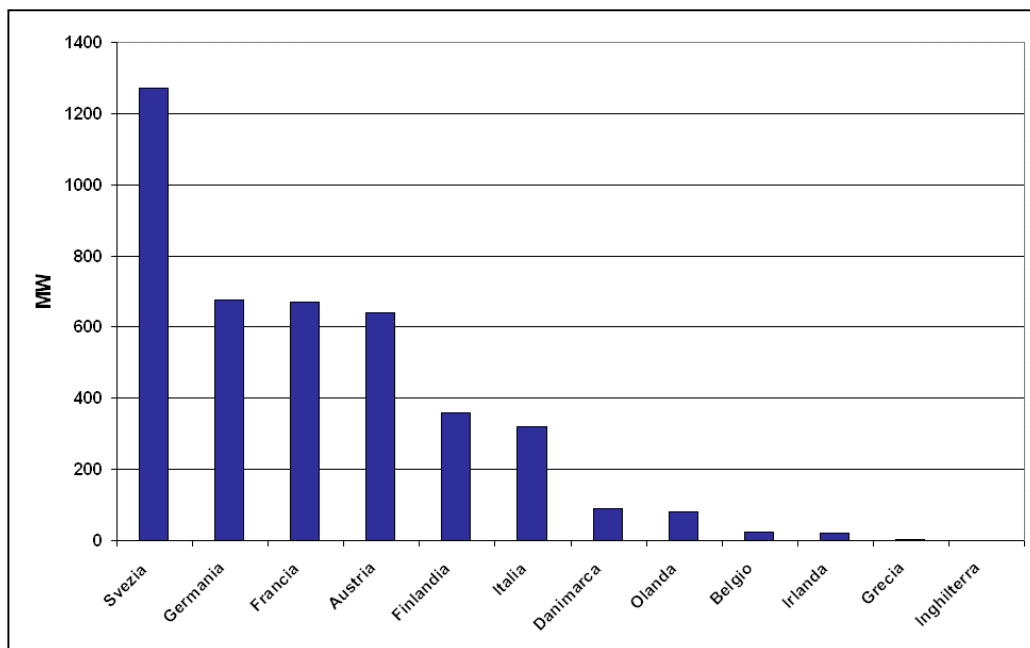
2.8.4 Mercato

L'utilizzo di energia geotermica negli Stati membri dell'Unione Europea è piuttosto limitato: solamente cinque nazioni posseggono le risorse naturali per produrre tale tipo di energia. Alla fine del 2003 la capacità geotermica installata era di 822,98 MWe: più del 96% localizzato in 2 Paesi quali Italia e Portogallo (Tabella 2.8).

Tabella 2.8 - MW installati in Europa alla fine del 2003 (Credit: <http://www.europa.eu.int>)

	MWe	GWh
Italia	790,50	5341
Portogallo	16,00	90
Francia	15,00	23
Austria	1,25	3
Germania	0,23	0,2

Figura 2.65 - MW_{th} utilizzati per scopi differenti dalla produzione di energia elettrica
 (Credit: <http://eurora.eu.int>)



Se invece si considera l'utilizzo dell'energia geotermica per scopi differenti dalla produzione di elettricità, la Svezia, con 1270 MW_{th}, si colloca al primo posto tra i Paesi dell'Unione Europea, seguita da Germania e Francia (Figura 2.65).

Come detto in precedenza, l'Islanda rappresenta invece un ottimo esempio di utilizzo di energia geotermica (Figura 2.66). La temperatura media, a circa 1 km di profondità, è di circa 150-200 °C in prossimità di territori vulcanici.

Figura 2.66 - Consumo di energia primaria dal 1940 al 2002 in Islanda
 (Credit: <http://www.enel.it/progettogeotermia/>).

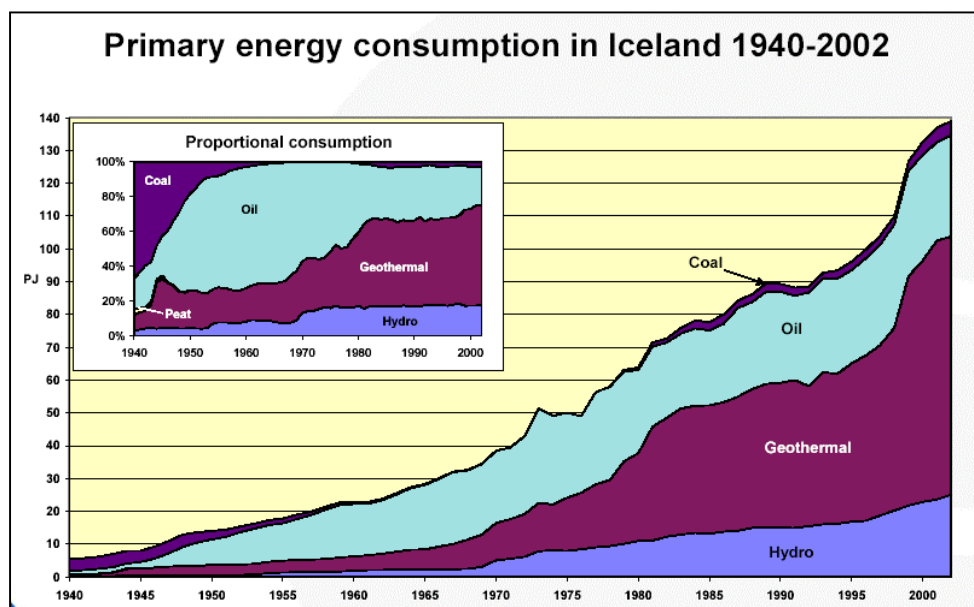
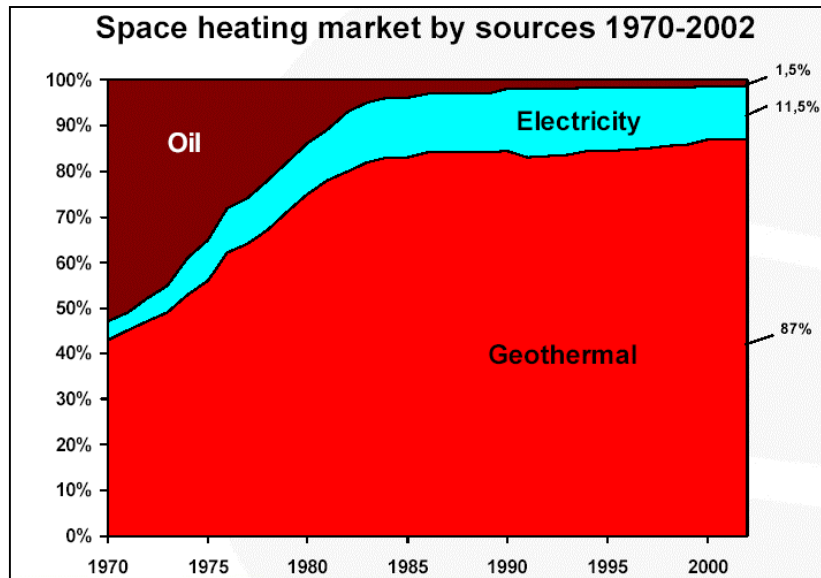


Figura 2.67 - Tecnologie energetiche utilizzate per il riscaldamento dal 1970 al 2002 in Islanda (Credit: <http://www.enel.it/progettogeotermia/>)



Le applicazioni sono molteplici: riscaldamento (Figura 2.67), utilizzi industriali, riscaldamento delle serre, riscaldamento delle piscine.

L'elettricità viene prodotta in cinque grandi impianti, la potenza installata alla fine del 2002 era di 200 MWe con 8000 h/anno di funzionamento. Per esempio l'impianto di Nesjavellir (Figura 2.68) ha una potenza di 120 MW, viene utilizzato come impianto di cogenerazione; l'energia elettrica prodotta ha un costo di 0,01-0,02 €/kWh.

Nel mondo, con riferimento al 2000, la potenza installata era di circa 7.974 MWe con una produzione annua di 15.145 MW_{th}. Gli Stati Uniti (2228 MWe, 3766 MW_t al 2000) sono uno dei paesi più all'avanguardia nella geotermia con 26 campi in esercizio ad alta entalpia; si tratta soprattutto di campi "ad acqua dominante" distribuiti nell'Imperial Valley in California settentrionale; vi è, inoltre, un campo gigante "a vapore dominante" a The Geysers. The Geysers è il più grande giacimento geotermico scoperto nel mondo, proprio in questo campo fu commissionato, nel 1960, il primo impianto degli Stati Uniti, per lo sfruttamento di energia geotermica, con una capacità di 12,5 MW.

Figura 2.68 - Impianti geotermici di Krafla e Nesjavellir in Islanda

(Credit: <http://www.enel.it/progettogeotermia/>)



Nel campo di The Geysers vi sono 521 pozzi produttivi ma solo il 20% dei fluidi estratti viene reiniettato, questo fatto ha determinato un eccessivo sfruttamento del giacimento che ora è in declino, di conseguenza la potenza record installata nel 1987, di 2093 MWe, è stata ridimensionata a 1180 MWe nel 1993.

Oltre alla California vi sono prospettive geotermiche negli altri Stati della fascia occidentale fino all'Alaska.

Risulta molto sviluppato anche il settore delle basse temperature, sfruttato soprattutto per il riscaldamento civile ed integrato con altre tecnologie quali gli scambiatori di calore e le pompe di calore; solo gli impianti di riscaldamento realizzati con queste ultime, sono stati al 1995 più di 150.000 con un risparmio di 400 MWt.

Oltre al settore del riscaldamento urbano, l'energia geotermica viene sfruttata nelle serre e nel settore industriale (450 MWt al 1995).

Il secondo campo geotermico per potenzialità, dopo The Geysers, ma il primo al mondo "ad acqua dominante", è quello in Messico (755 MWe, 164,2 MWt, al 2000) di Cerro Prieto (620 MWe); in questo Stato vi sono altri 3 campi in esercizio ed altri potenzialmente sfruttabili soprattutto lungo la fascia vulcanica che lo attraversa longitudinalmente; al contrario degli Stati Uniti, il settore degli usi diretti non è molto sviluppato.

Il Giappone ha circa 17 campi in esercizio per la produzione di energia elettrica ed installati 546,9 MWe e 1.167 MWt al 2000.

L'utilizzazione dell'energia geotermica in Cina (29,17 MWe, 2.282 MWt al 2000) è mirata prevalentemente ai fluidi a bassa temperatura, con 210 operazioni nel settore del riscaldamento, dell'agricoltura, dell'acquacoltura e dell'industria.

In Italia l'energia geotermica è sfruttata da tempo: nel già nel 1908 gli impianti e la città di Larderello erano illuminati con l'energia geotermoelettrica prodotta da due unità da 20 kW; nel 1913 la potenza installata saliva a 250 kW. I campi geotermici, in Toscana, sono concentrati prevalentemente nei territori delle Province di Pisa, Siena e Grosseto.

Fino al 1955 l'Italia è stato l'unico paese al mondo a sfruttare i fluidi geotermici per la produzione di energia elettrica. Alla fine degli anni 50 la potenza installata arrivava a 300 MW, per una produzione annua di oltre 2 miliardi di kWh. Intorno agli anni 50 inizia la ricerca di nuovi campi di vapore nell'area Amiata, dove vengono perforati i pozzi a Bagnore e Piancastagnaio.

Nella prima metà degli anni 80 a Larderello si inizia ad osservare un pro-gressivo calo della pressione dei vapori endogeni, determinati da un eccessivo sfruttamento del campo. Poiché la causa di tale deficit fu individuata nella ridotta disponibilità di vapore, venne avviato uno studio per valutare la possibilità di reiniettare nelle unità geologiche profonde le acque di condensa, allo scopo di aumentare la quantità di vapore. Escluse possibili interferenze con le falde acquifere superficiali, tale processo è stato attuato con risultati positivi.

Figura 2.69 - Fenomeni naturali



Figura 2.70 - Torri di raffreddamento dell'impianto di Larderello



Figura 2.71 - Fase di perforazione di impianto



Figura 2.72 - Tecnologia AMIS (abbattimento di mercurio e idrogeno solforato)



Nel 1988 ERGA (Gruppo Enel) propose il Programma 2000, in seguito più volte aggiornato per l'incremento della produzione realizzando contemporaneamente, in collaborazione con docenti universitari, CNR e di altri esperti, uno studio su tutti gli aspetti ambientali che l'attività geotermica determina sul territorio.

Su incarico regionale, ARPAT ha valutato tale studio ed elaborato un progetto pluriennale di monitoraggio dell'area. La potenza attualmente installata è di oltre 740 MW, con una produzione effettiva di 3,8 miliardi di kWh/anno di energia elettrica, che rappresenta circa l'1,6% dell'intera produzione nazionale (229 miliardi - anno 1995). Attualmente in Toscana risultano in funzione 25 centrali geotermoelettriche.

2.8.5 Sostenibilità ambientale

Considerando che la produzione in Italia di energia elettrica da fonte geotermica è stata nel 2003 di circa 5.341 GWh e considerando che per ogni kWh_e prodotti da un centrale tradizionale vengono emessi 0,55 kg di CO₂, si può stimare che le emissioni evitate con l'utilizzo della fonte rinnovabile in questione sia stata di 2.937.550 tonnellate di CO₂.

I principali impatti ambientali riguardano invece le modifiche della morfologia dell'area destinata all'impianto e le emissioni conseguenti il suo utilizzo.

1) *Fase di perforazione*: l'installazione di un impianto di perforazione e degli equipaggiamenti accessori comporta la costruzione di una piazzola di perforazione e di strade d'accesso. L'area può coprire una superficie che va da 200-500 m² per un piccolo impianto automontato, in grado di raggiungere una profondità di 300-700 m, a 1.200-1.500 m² per un impianto medio-piccolo, in grado di raggiungere i 2.000 m. La stessa perforazione comporta una modifica del terreno e quindi un possibile danneggiamento per l'ecosistema. Possono infatti verificarsi, durante tale fase di lavorazione, fuoriuscite di gas inquinanti e vapori e molto raramente possono scatenarsi eruzioni vulcaniche indotte.

Un aspetto da non sottovalutare è l'inquinamento acustico prodotto dalle macchine addette alla perforazione.

2) *Installazione ed utilizzo degli impianti*: durante tali fasi, i principali impatti sono quello visivo e quello legato alla morfologia del territorio. Possono avvenire emissioni di fluidi geotermici che contengono gas quali CO₂, H₂S, ammoniaca (NH₃), metano (CH₄), cloruro di sodio (NaCl). Le emissioni nelle acque di scarico di fluidi, che possono contenere inquinanti come boro, fluoro, mercurio e arsenico, sono in grado di contaminare le acque superficiali e di falda presenti nel territorio limitrofo all'impianto.

Inquinamento acustico, durante la fase di esercizio dell'impianto, può essere determinato dallo scorrimento del vapore nelle tubazioni e dai ventilatori nelle torri di raffreddamento.

L'inquinamento atmosferico può essere un problema quando si produce energia elettrica con impianti convenzionali. L'idrogeno solforato è uno dei principali inquinanti.

La soglia di percezione olfattiva nell'aria per l'idrogeno solforato è circa 5 parti per miliardo in volume e leggeri effetti fisiologici possono essere avvertiti a concentrazioni di poco più alte. Si possono adottare, comunque, diversi sistemi per ridurre l'emissione di questo gas.

Anche l'anidride carbonica è presente nei fluidi geotermici utilizzati dagli impianti per generazione di elettricità; tuttavia, la quantità di anidride carbonica emessa da questi impianti è inferiore a quella rilasciata dagli impianti alimentati da combustibili fossili: 13-380 g per ogni kWh di elettricità prodotta nelle centrali geotermiche, in confronto con circa 550 g/kWh, valore tipico del mix energetico italiano.

La produzione di elettricità con impianti a ciclo binario ed il riscaldamento urbano sono anch'essi potenziali cause di problemi minori, che possono essere superati semplicemente adottando sistemi a circuito chiuso, che impediscono ogni emissione gassosa.

L'emissione di acque di scarico è una fonte potenziale di inquinamento. I fluidi geotermici già sfruttati, se hanno elevate concentrazioni di sostanze chimiche, come boro, fluoruri o arsenico, dovrebbero essere trattati, reiniettati nel serbatoio o entrambe le cose.

Un problema particolare per gli impianti geotermici che producono elettricità è lo smaltimento del calore di scarico che di norma non può essere immesso in corpi idrici naturali (a meno che non ne esistono nelle vicinanze) e che pertanto deve essere smaltito in aria o con torri di raffreddamento a umido.

2.9 Biomasse

La biomassa utilizzabile ai fini energetici, consiste in tutti quei materiali organici (come materiali vegetali, legno, scarti agricoli, liquami..) derivanti direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana, che possono essere trasformati in combustibili solidi, liquidi e gassosi. Essa è costituita da tutte le sostanze di matrice organica, non fossile, prevalentemente vegetale, sia spontanea che coltivata dall'uomo, prodotta per effetto della fotosintesi clorofilliana con l'apporto dell'energia associata alla radiazione solare, di acqua e di altre sostanze nutritive.

Le biomasse costituiscono una forma sofisticata di accumulo dell'energia solare: le piante infatti con l'apporto dell'energia solare e di sostanze nutrienti presenti nel terreno, convertono la CO₂ atmosferica in materia organica tramite il processo di fotosintesi.

In questo modo vengono fissate circa 200 miliardi di tonnellate di carbonio all'anno, con un contenuto energetico pari a 70* 10³ Mtep, pari a circa 7 volte il fabbisogno attuale di energia dell'umanità.

Durante la combustione avviene il processo inverso: l'energia immagazzinata sotto forma prevalentemente di cellulosa (CH₂O) viene liberata sottoforma di calore che può essere utilizzato con modalità diverse:



La combustione di una tonnellata di biomasse rilascia da 1000 a 1750 kg di CO₂, 10-250 kg di CO, 8-75 kg di particolato e 1-5 kg di NO_x.

Le biomasse sono costituite da residui delle coltivazioni destinate all'alimentazione umana od animale (paglia di cereali, residui di potatura) o da piante espressamente coltivate per scopi energetici ed alimentari (foreste a corta rotazione, colture alcoligene, piante ricche di amidi). Altre importanti fonti sono i residui del settore forestale, industriale e urbano.

L'utilizzazione delle biomasse, se impiegate seguendo il principio della rinnovabilità, non contribuisce all'effetto serra poiché la quantità di CO₂ rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente, sia per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; non vi è quindi alcun contributo netto all'aumento del livello di CO₂ nell'atmosfera.

Alla categoria delle biomasse appartengono anche materiali di origine animale, quali le deiezioni umane e zootecniche utilizzate per la produzione di biogas.

2.9.1 Tecnologie

Le tecnologie per ottenere energia dai vari tipi di biomasse sono diverse così come i prodotti energetici che si ottengono. Le biomasse a seconda del tipo di composizione, possono essere bruciate per fornire calore, convertite in combustibile gassoso mediante l'impiego di microrganismi oppure trattate ad elevate temperature, o anche usate direttamente per la generazione di energia elettrica.

Particolare attitudine alla combustione è data da un elevato contenuto di sostanze organiche di supporto, evidenziato da un valore del rapporto C/N superiore a 30, e da un basso tenore di umidità (<30%), che consente di mantenere un rendimento di caldaia soddisfacente. Queste proprietà sono comuni alle specie legnose, ad alcune specie erbacee, nonché ai residui agro-alimentari.

In questi casi si adottano processi di conversione termochimica (combustione diretta, carbonizzazione, massificazione, pirolisi, produzione di metanolo ed estrazione di oli vegetali), in cui la materia viene trasformata in energia grazie all'azione del calore che permette lo svolgersi delle reazioni necessarie.

Quando il rapporto C/N è inferiore a 30, ci si trova in presenza di tessuti vegetali vitali e ricchi di sostanze nutritive, particolarmente adatti ad una reazione biochimica (quali la digestione anaerobica, la fermentazione alcolica, e la digestione aerobica), che attiva le reazioni necessarie per ricavare l'energia contenuta.

In questo caso, le specie adatte sono le piante ed i residui zuccherini, gli amilacei e i fermentiscibili, le deiezioni animali e la frazione umida dei RSU (rifiuti solidi urbani) [Ecoenergie: "Biomasse per l'energia"].

In Tabella 2.9 sono riportati i processi di conversione di vari tipi di biomassa.

Tabella 2.9 - Processi di conversione di vari tipi di biomasse (Credit: Ecoenergie)

Categoria	Proprietà	Processi di conversione	Prodotti	Usi finali
Legna da ardere e residui lignocellulosici agro-forestali	H ₂ O<30% C/N>30	Combustione, carbonizzazione, massificazione e pirolisi	Calore, oli gas e carbone vegetale	Produzione di energia termica e/o elettrica per utenze a punto fisso o distribuite
Sottoprodotti agricoli putrescibili	H ₂ O>35% 20≤C/N≤30	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di energia termica e/o elettrica per utenze a punto fisso o distribuite
Reflui zootecnici	70≤H ₂ O≤90% 20≤C/N≤30	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di energia termica e/o elettrica per utenze a punto fisso o distribuite
Piante zuccherine	15≤H ₂ O≤90% C/N qualsiasi	Fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscele con benzine
Colture agricole con alti contenuti di amido e cellulosa	H ₂ O≥35% C/N qualsiasi	Idrolisi e fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscele con benzine
Colture agricole oleaginose	H ₂ O≥35% C/N qualsiasi	Estrazione di oli e loro esterificazione	Biodisel	Usi motoristici, riscaldamento domestico in parziale sostituzione del gasolio

La combustione diretta

La combustione consiste nell'ossidazione completa di una sostanza, che brucia in presenza di ossigeno nell'aria che agisce da comburente. Il calore prodotto può essere utilizzato per riscaldare ambienti, materiali o cibi, oppure per produrre energia elettrica grazie all'uso di impianti a gas o a vapore. La combustione avviene generalmente in caldaie in cui è possibile lo scambio di calore tra gas di combustione ed i fluidi di processo (acqua, olio diatermico). I rendimenti sono dell'ordine del 60-90% a seconda del contenuto di umidità e della presenza di ceneri inerti che riducono l'efficienza di scambio termico dei dispositivi di combustione. Se invece l'impianto che brucia la biomassa è finalizzato alla produzione di energia elettrica, il rendimento complessivo si abbassa sino al 20%.

Le specie che meglio si adattano a questa tecnica sono quelle legnose, le paglie e i residui di potatura e dell'industria alimentare.

I sistemi di combustione possono essere caldaie a griglia e caldaie a letto fluido. Le prime, più diffuse godono di notevoli vantaggi in termini di semplicità, economicità, ed affidabilità di funzionamento, possono essere alimentate con biomasse di diversa tipologia, presentano rendimenti accettabili (70-80%) anche se richiedono eccessi di aria piuttosto elevati (75-80%) per una completa combustione.

Le caldaie a letto fluido, rappresentano invece una tecnologia più sofisticata e dai costi più elevati, ma che stanno ricevendo notevole attenzione per la riduzione degli inquinanti e l'elevato rendimento di combustione. Gli impianti per la generazione elettrica possono andare da pochi kW a 50-100 MW. Per taglie superiori al Megawatt, le opzioni tecnologiche offerte sono quelle basate su caldaia a griglia e ciclo vapore Rankine. La taglia ottimale commisurata alle caratteristiche agronomiche del territorio italiano è di 10-15 MW.

In Italia la combustione diretta copre quasi interamente la tipologia degli impianti destinati alla produzione di energia elettrica, circa 35, per una potenza installata di circa 300 MWe. Le taglie degli impianti difficilmente sono inferiori ai 3 MWe e superiori a 20-30 MWe. Mediamente la loro potenza si attesta intorno ai 10 MWe, con rendimento elettrico del 20-25%, e consumi specifici di 1-1,2 kg di biomassa per kWh elettrico.

Carbonizzazione

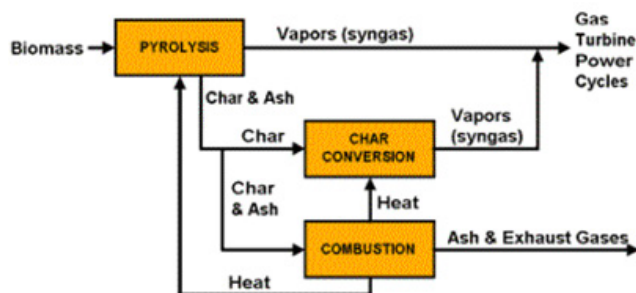
È un processo di tipo termochimico che consente la trasformazione delle molecole strutturate dei prodotti legnosi e cellululosici in carbone (carbone di legna o carbone vegetale), ottenuta mediante l'eliminazione dell'acqua e delle sostanze volatili dalla materia vegetale, per azione del calore (superiore a 200 °C). Questa tecnica presenta, allo stato attuale, uno scarso interesse per i bassi rendimenti di conversione in energia della materia prima; presenta un interesse marginale per la produzione di carbonella da utilizzare nei barbecue.

Gassificazione

La gassificazione consiste nell'ossidazione incompleta di una sostanza in un ambiente ad elevata temperatura (900-1.000 °C), per la produzione di un gas combustibile (gas di sintesi, gas gasogeno o syngas) di basso potere calorifico inferiore, variabile tra 4000 kJ/Nm³ (1/8 circa del metano) nel caso più diffuso dei gassificatori ad aria, ed i 14000 kJ/Nm³ nel caso di gassificatori ad ossigeno. Il gas di gasogeno può essere trasformato in alcool metilico (CH₃OH), che può essere agevolmente utilizzato in miscela con benzine per l'azionamento di motori.

Le tecnologie di gassificazione della biomassa sono ritenute promettenti sia perché nell'immediato possono essere abbinate alle attuali tecnologie di produzione dell'energia elettrica, in particolare nelle centrali a gas a ciclo combinato e sia perché possono essere abbinate alle eventuali future centrali elettriche a celle a combustibile (fuel-cell), in particolare MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) e SOFC (Solid Oxide Fuel Cell).

Figura 2.73 - Schematizzazione del processo di gassificazione (Credit: www.energoclub.it)



L'ENEA è impegnato, in particolare presso il proprio Centro della Trisaia, in attività di ricerca e dimostrazione sull'utilizzo delle biomasse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento allo sviluppo della tecnologia della gassificazione al fine di ottenere, con efficienza dell'80-85%, un syngas (gas di sintesi composto da H e CO) a basso-medio potere calorifico, molto flessibile e con ridotto impatto ambientale. Le macchine utilizzatrici del syngas prodotto vanno dai classici motori alle microturbine e alle celle a combustibile www.enea.it/biomassa.

Attualmente i gassificatori richiedono però una caratterizzazione estremamente precisa della biomassa in termini di qualità, pezzatura, ed umidità relativa con conseguente notevole aumento del costo di preparazione del combustibile.

La composizione del gas viene influenzata da molti fattori, fra cui la composizione della biomassa combustibile, il contenuto di acqua, il livello di ossidazione del processo di pirolisi, il tipo di gassificatore.

Il rendimento del processo di trasformazione delle biomasse in combustibili gassosi o liquidi, inteso come rapporto fra energia del combustibile prodotto ed energia della biomassa utilizzata, è dell'ordine del 50% nel caso del metanolo, mentre scende a valori del 30-35% quando ci si spinge alle benzine sintetiche.

Tenendo conto anche dell'energia di processo tali valori scendono a 30-40%, nel primo caso, ed a 20-25% nel secondo.

Pirolisi

È un processo di decomposizione termochimica di materiali organici, ottenuto fornendo calore, a temperature comprese tra 400 e 800 °C, in forte carenza di ossigeno. I prodotti della pirolisi sono gassosi, liquidi e solidi, in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi (pirolisi veloce, lenta, convenzionale) e dai parametri di reazione (quanto più a lungo avviene il riscaldamento e quanto più alta è la temperatura, tanto maggiore è la resa in gas; mentre con una pirolisi veloce si ottiene un prodotto principalmente liquido "olio di pirolisi").

La pirolisi condotta in condizioni convenzionali, ovvero a temperature moderate (inferiori a 600 °C) dà origine a prodotti gassosi, liquidi e solidi in proporzioni più o meno costanti.

Uno dei maggiori problemi legati alla produzione di energia basata sui prodotti della pirolisi è la qualità dei medesimi. Spesso, infatti, il livello di qualità non risulta essere sufficientemente adeguato per le applicazioni con turbine a gas e motori diesel.

Digestione anaerobica: il biogas

È un processo di conversione di tipo biochimico che avviene in assenza di ossigeno e consiste nella degradazione, ad opera di microrganismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nelle deiezioni, che produce biogas costituito abitualmente per il 50÷70% circa da metano e per la restante parte da CO₂ ed altri componenti. Il potere calorifico del gas ottenuto varia a seconda del contenuto di metano.

Figura 2.74 - Schematizzazione del processo di produzione del biogas in discarica
(Credit: www.poweron.ch)



Un valore medio può essere posto pari a circa 23.000 kJ/Nm^3 . Il biogas così prodotto viene trattato, accumulato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas accoppiate a turbine per la produzione di energia elettrica o in centrali a ciclo combinato o motori a combustione interna.

I sottoprodotti di tale processo biochimico sono ottimi fertilizzanti poiché parte dell'azoto che avrebbe potuto andare perduto sotto forma di ammoniaca è ora in una forma fissata e quindi direttamente utilizzabile dalle piante. Al termine del processo di fermentazione si conservano integri i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo, potassio), già presenti nella materia prima, favorendo così la mineralizzazione dell'azoto organico risultando in tal modo un ottimo fertilizzante.

Il biogas può essere ottenuto anche dalle discariche dei rifiuti urbani (Figura 2.74).

Una discarica completamente isolata mediante impermeabilizzazione naturale o con teli sintetici diviene un "contenitore di accumulo" del biogas che si produce in seguito al processo di decomposizione della sostanza organica contenuta nei rifiuti. I principali composti prodotti sono metano ed anidride carbonica. Per evitare dispersioni nel sottosuolo e nell'aria (con relativo rischio di esplosioni), diffusione di odori molesti e danni alla vegetazione, il biogas viene raccolto mediante un'apposita rete di captazione. Il sistema di estrazione è costituito da una serie di pozzi verticali, dai quali si dipartono a raggiera delle tubazioni fessurate, disposte orizzontalmente in modo da raggiungere tutto il corpo della discarica; la pressione, alla quale sono sottoposti i gas all'interno del corpo della discarica, ne permette la raccolta e l'asportazione. Il sistema di captazione del biogas può essere di tipo naturale o forzato.

Il biogas così raccolto può essere convogliato tramite un collettore principale ad una centrale a gas per la produzione di energia elettrica e teleriscaldamento. Tuttavia, anche per le discariche opportunamente attrezzate per la raccolta del biogas sviluppato, solo il 40% circa può essere raccolto, mentre la restante parte viene dispersa in atmosfera. Quando invece la decomposizione dei rifiuti organici è ottenuta mediante digestione anaerobica nei digestori degli appositi impianti, quasi tutto il gas prodotto viene raccolto ed usato come combustibile. Il recupero del biogas dalle discariche è un sistema adottato soprattutto in via sperimentale in vari Paesi (l'Inghilterra ha sviluppato un sistema di recupero per usi termici ed elettrici, la Svezia come biogas per rifornire le vetture con propulsore a metano).

La tecnologia di recupero del biogas dalle discariche è in corso di abbandono a seguito delle disposizioni contenute nella legislazione relativa allo smaltimento dei rifiuti solidi urbani; è previsto infatti che il materiale da conferire in discarica debba essere limitato a rifiuti inerti e pertanto non soggetti a biodegradazione.

Fermentazione alcolica: il bioetanolo

La fermentazione alcolica è un processo di tipo micro-aerofilo che opera la trasformazione dei glucidi contenuti nelle produzioni vegetali in bioetanolo (alcol etilico).

Le materie prime per la produzione di etanolo possono essere racchiuse nelle seguenti classi:

- residui di coltivazioni agricole;
- residui di coltivazioni forestali;
- eccedenze agricole temporanee ed occasionali;
- residui di lavorazione delle industrie agrarie e agro-alimentari;
- coltivazioni ad hoc;
- rifiuti urbani.

Per quanto riguarda le coltivazioni ad hoc, quelle più sperimentate e diffuse sono la canna da zucchero, il grano, il mais. Ci sono poi altre colture, quali la bietola, il sorgo zuccherino, il topinambur ed altre, che rimangono ancora in fase sperimentale. Secondo la loro natura, le materie prime possono essere classificate in tre tipologie distinte:

- materiali zuccherini: sostanze ricche di saccarosio come la canna da zucchero, la bietola, il sorgo zuccherino, taluni frutti ecc.
- materiali amidacei: sostanze ricche di amido come il grano, il mais, l'orzo, il sorgo da granella, la patata,
- materiali lignocellulosici: sostanze ricche di cellulosa come la paglia, lo stocco del mais, gli scarti legnosi ecc.

Estrazione di oli e produzione di biodiesel

Gli oli vegetali possono essere estratti da piante oleose da controllare oliginose quali soia, colza, girasole. Gli oli possono essere utilizzati come combustibili nello stato in cui vengono estratti oppure dopo esterificazione. Per quanto riguarda i biocombustibili classici, etanolo e biodiesel, le attuali tecnologie di produzione da colture dedicate sono consolidate da tempo e la produzione è in costante aumento. Grazie a programmi lanciati fin dagli anni 70 la produzione europea (UE₁₅) di biodiesel è stata di circa 1.743.500 tonnellate (1.488.680 tep), con un incremento del 26,1% rispetto al 2002. L'Italia si pone al terzo posto in Europa, con 273.000 tonnellate/anno. Inizialmente la grande produzione era destinata ad usi termici, ma negli ultimi anni si è avuto un cambiamento di tendenza con prevalenza dell'utilizzo in autotrazione (70%) rispetto al riscaldamento. Le prospettive future di impiego vanno verso una maggiore penetrazione nel settore energetico (miscelazione con gasolio o impiego tal quale in condizioni particolari) sia verso altri settori collegati tra cui la produzione di lubrificanti e oli tecnici.

Il biodiesel può essere utilizzato puro (B100) o in miscela con il gasolio (B20, percentuale 20%) nei tradizionali veicoli diesel senza la necessità di dover intervenire sul motore con particolari modifiche.

L'interesse suscitato dal biodiesel, dal punto di vista ambientale, nasce dal suo potenziale di riduzione di gas serra. L'uso di tale combustibile non comporta infatti immissioni nette di CO₂ nell'atmosfera. Uno studio dell'intero ciclo di vita ha dimostrato che il biodiesel riduce di circa l'80% le emissioni di anidride carbonica rispetto a quelle prodotte dal gasolio.

Anche considerando le emissioni nelle fasi di coltivazione e trasformazione, la riduzione, rispetto al gasolio è di circa 1,7 tonnellate di CO₂ emessa per ogni tonnellata di biodiesel utilizzata. A livello di inquinamento locale, l'utilizzo del biodiesel in luogo del gasolio comporta la riduzione delle emissioni di idrocarburi incombusti e della fumosità, mentre gli ossidi di zolfo sono praticamente assenti; anche il particolato diminuisce insieme alle emissioni di ossido di carbonio, mentre al contrario, quelle di ossidi di azoto mostrano un lieve incremento.

Per produrre una tonnellata di biodiesel in media è necessaria una superficie di un ettaro, coltivata a colza o girasole, da cui si ottengono 2,5 tonnellate di semi da spremere, per avere una tonnellata di olio che fornisce circa una tonnellata di biodiesel. In tali condizioni il costo di produzione è più alto di quello dei combustibili di origine fossile.

Figura 2.75 - Processo di produzione del biodiesel

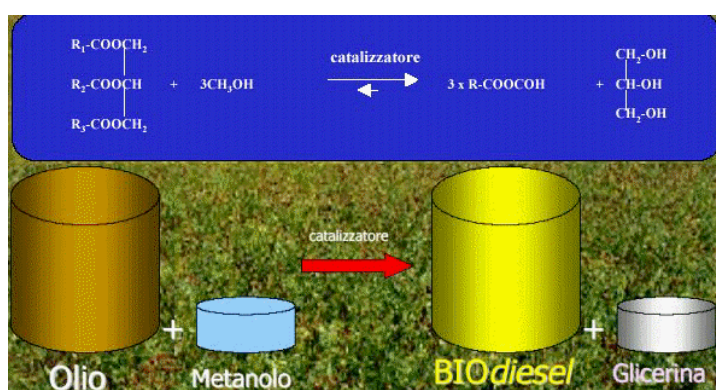


Tabella 2.10 - Caratteristiche del biodiesel per scopi termici

NORMA UNI 10947			
Parametro	Unità di misura	Limiti min	Limiti max
Viscosità a 40°C	mm ² /s	3,59	5,0
Massa volumica a 15°C	kg/m ³	860	900
Punto di infiammabilità	°C	120	
Residuo carbonioso (sul 10% residuo distillazione)	% m/m		0,3
Contenuto di ceneri solfatate	% m/m		0,01
Contenuto di acqua	mg/kg		500
Contaminazione totale	mg/kg		24
Valore di acidità (a)	mg KOH/g		0,5
Contenuto di estere	% m/m	96,5	
Contenuto di monogliceridi	% m/m		0,80
Contenuto di digliceridi	% m/m		0,20
Contenuto di trigliceridi	% m/m		0,20
Glicerolo libero	% m/m		0,02
Punto di scorrimento	°C		0
Potere calorifico inferiore	MJ/kg	35	

Ad esempio in Italia il costo di produzione del biodiesel è circa due volte superiore al prezzo del gasolio, tuttavia il biodiesel gode di una agevolazione fiscale, limitatamente ad un contingente prefissato. Le prestazioni dei motori che utilizzano biodiesel puro diminuiscono dell'8-15% rispetto al gasolio tradizionale a causa dei diversi contenuti energetici. Per risolvere tale problema occorre usare una miscela di gasolio minerale e biodiesel al 20%.

2.9.2 Mercato

Per quanto riguarda la disponibilità di biomasse, il potenziale nazionale è stimato in circa 20-22 milioni di tonnellate, delle quali circa 6 milioni sono indotti da residui dell'industria del legno, circa 1,5 milioni da residui agroindustriali, circa 6 milioni da residui forestali ed il resto, circa 7,5 milioni, da residui di colture erbacee ed arboree. Tale potenzialità è in parte utilizzata dagli impianti realizzati che corrispondono ad un consumo teorico annuo di biomassa pari a circa 3.000.000 tonnellate, con una potenza elettrica globale nominale di 2,1 TWh.

Nonostante l'Italia sia un Paese abbastanza ricco di foreste, le loro caratteristiche energetiche sono scarse ed inoltre solo 1/3 della naturale produttività di queste è attualmente sfruttato. Con un adeguato programma di rimboschimento e mantenimento delle foreste, potrebbero rendersi disponibili nuove biomasse per circa 2 Mtep/anno. Oltre alle foreste esistenti, si potrebbero ottenere nuove superfici boschive convenzionali, sfruttando una parte degli oltre 2.000.000 ettari non destinati all'agricoltura perché troppo poco produttivi.

Inoltre, potrebbero essere piantati boschi cedui e colture erbacee per uso energetico, riconvertendo parte dei 250 mila ettari lasciati attualmente incolti nel rispetto delle direttive comunitarie emanate con riferimento al problema delle eccedenze agricole: l'attuale superficie destinata alle colture energetiche, estremamente limitata, dovrebbe essere estesa a 3.500÷5.000 ettari di colture legnose a corto ciclo, ma la superficie potenziale è dell'ordine del milione di ha. Ad oggi, le biomasse soddisfano il 15% circa degli usi energetici primari nel mondo, con 55 milioni di TJ/anno (1.230 Mtep/anno). L'utilizzo di tale fonte mostra, però, un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi. I Paesi in Via di Sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 48 milioni di TJ/anno (1.074 Mtep/anno), ma in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale, mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali.

Nei Paesi industrializzati, invece, le biomasse contribuiscono appena per il 3% agli usi energetici primari con 7 milioni di TJ/anno (156 Mtep/anno). In particolare, gli USA ricavano il 3,2% della propria energia dalle biomasse, equivalente a 3,2 milioni di TJ/anno (70 Mtep/anno); l'Europa, complessivamente, il 3,5%, corrispondenti a circa 40 Mtep/anno, con punte del 18% in Finlandia, 17% in Svezia, 13% in Austria, l'Italia, con il 2% del proprio fabbisogno coperto dalle biomasse, è al di sotto della media europea. L'impiego delle biomasse in Europa soddisfa, dunque, una quota piuttosto marginale dei consumi di energia primaria, ma il reale potenziale energetico di tale fonte non è ancora pienamente sfruttato.

All'avanguardia, nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica, sono i Paesi del centro-nord Europa, che hanno installato grossi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati a biomasse. La Francia, che ha la più vasta superficie agricola in Europa, punta molto anche sulla produzione di biodiesel ed etanolo, per il cui impiego come combustibile ha adottato una politica di completa defiscalizzazione. La Gran Bretagna, invece, ha sviluppato una produzione trascurabile di biocombustibili, ritenuti allo stato attuale antieconomici, e si è dedicata in particolare allo sviluppo di un vasto ed efficiente sistema di recupero del biogas dalle discariche, sia per usi termici che elettrici. La Svezia e l'Austria, che contano su una lunga tradizione di utilizzo della legna da ardere, hanno continuato ad incrementare tale impiego sia per riscaldamento che per teleriscaldamento, dando grande impulso alle piantagioni di bosco ceduo (salice, pioppo) che hanno rese 3÷4 volte superiori alla media come fornitura di materia prima. Nel quadro europeo dell'utilizzo energetico delle biomasse, l'Italia si pone in una condizione di scarso sviluppo, nonostante l'elevato potenziale di cui dispone, che come esposto nel prosieguo risulta non inferiore ai 27 Mtep.

2.9.3 Il teleriscaldamento a biomassa

Un sistema di teleriscaldamento si compone di una rete di trasporto e di una centrale di produzione del calore, messi entrambi al servizio contemporaneamente di più edifici. La centrale di teleriscaldamento può utilizzare tecnologie cogenerative e/o fonti rinnovabili.

Gli impianti

Il calore che viene distribuito con i sistemi di teleriscaldamento urbano deriva da impianti a produzione semplice (solo calore) e a produzione combinata (calore + energia elettrica).

Alla prima tipologia di impianti appartengono le caldaie per produzione di calore in forma di vapore, acqua calda, acqua surriscaldata, olio.

Gli impianti a produzione combinata, invece, sono gli impianti di cogenerazione che nella pratica attuale possono essere alimentati da un ciclo a vapore con motori a combustione interna, con turbine a gas, a ciclo combinato.

La rete di distribuzione è la parte più costosa dell'impianto di teleriscaldamento: si stima che il suo costo possa incidere sull'investimento complessivo per una quota compresa tra il 50% e l'80%. Il sistema di distribuzione può utilizzare diversi tipi di fluidi: la tendenza in Italia è quella di utilizzare acqua calda (80-90 gradi centigradi) o leggermente surriscaldata (110-120 gradi centigradi).

La distribuzione del calore

Il sistema di distribuzione può essere diretto o indiretto. Nel primo caso, un unico circuito idraulico collega la centrale di produzione con il corpo scaldante (termosifone o piastra) dell'utente. Viceversa, nel secondo caso, sono presenti due circuiti separati, mantenuti in contatto attraverso uno scambiatore di calore. Il sistema diretto comporta un minore investimento e minori perdite di calore.

Il teleriscaldamento: una soluzione ottimale

La soluzione ottimale per sfruttare le biomasse, oltre all'uso per riscaldamento individuale in caldaie a pellet (pastiglie di legno) o a tronchetti, è attualmente il teleriscaldamento a biomasse di piccole dimensioni (10 MW), che fornisce calore ad un insieme di abitazioni e/o attività, posto nelle vicinanze del luogo di produzione della biomassa utilizzata (bosco, terreni di coltura, segherie ecc.). Se la provenienza della biomassa è locale, la dimensione dell'impianto deve essere ponderata con cura per permettere la rigenerazione delle fonti. Taglie superiori ai 10-15 MW costringono ad aumentare eccessivamente l'area di fornitura facendo crescere i costi economici e ambientali del trasporto da un lato, e non permettendo la valorizzazione della filiera (processo che va dalla produzione, alla lavorazione, alla vendita dei prodotti) del legno locale dall'altro.

In Austria i piccoli impianti rurali di teleriscaldamento a biomasse sono oltre 300, con potenza compresa tra le centinaia di kW e gli 8 MW. In Italia invece gli impianti sono solo alcune decine, anche se il settore sembra molto vitale. Uno dei motivi del successo di questi impianti in Austria va ricercato nell'economia agricola in gran parte impegnata in attività forestali, e nella diminuzione della domanda di legno da parte del mercato, che ha fatto crollare i prezzi e ha messo in crisi il settore agricolo, obbligando a trovare uno sbocco per la produzione che permettesse ai prezzi di risalire a un livello sostenibile per i produttori locali. La maggior parte degli impianti di teleriscaldamento è quindi sorta in zone rurali economicamente depresse che non avevano sbocco turistico, ma anche molte località turistiche sono state sensibili a questa tecnologia, valorizzando le minori emissioni e la fonte rinnovabile come elemento di promozione turistica. Anche in Italia questi impianti potrebbero essere la risposta alla depressione di alcune zone, con la creazione di occupazione per il mantenimento dei boschi, attività economicamente ed ambientalmente conveniente, considerando che aiuterebbe a prevenire erosione, frane, alluvioni e incendi.

Il teleriscaldamento a biomasse è da considerare una tecnologia complementare e non antagonista alle caldaie domestiche a biomassa. Negli impianti di teleriscaldamento, con caldaie a griglia, si possono bruciare tutti gli scarti della filiera del legno, anche molto umidi e con basso potere calorifico. Nelle caldaie a legna delle abitazioni invece tali scarti non sono utilizzabili; si deve bruciare legno secco e di qualità, in pezzi di dimensioni adeguate, o scegliere caldaie a pellet se si vuole automatizzare l'impianto, evitando di doverlo rifornire continuamente (anche più volte al giorno nella stagione invernale). Legname con tali caratteristiche assicura infatti un minore ingombro a parità di massa secca bruciata (e quindi a parità di effetto utile), una combustione più regolare ed un trasporto/stoccaggio più semplice.

Questa variabilità nell'alimentazione degli impianti a biomasse può permettere di sfruttare tutti i prodotti della manutenzione del bosco: gli scarti (rami, cortecce, radici ecc., anche molto umidi) per il teleriscaldamento dove esista un adeguato bacino di utenza, i tronchi secchi e gli scarti pellettizzati per le abitazioni isolate.

I residui (della pulitura dei boschi, delle colture agricole, delle segherie ecc.), senza un impianto alimentato a biomasse, verrebbero smaltiti in altro modo: se lasciati all'aria produrrebbero la stessa quantità di anidride carbonica immagazzinata durante l'accrescimento, se la fermentazione avvenisse in assenza di ossigeno si produrrebbe invece metano, il cui contributo come gas serra è 21 volte (in peso) quello della CO₂.

Se tali residui vengono smaltiti nelle industrie (cartiere ecc.) impongono spesso costi di trasporto (economici e ambientali) non indifferenti.

Affinché si possa considerare conveniente la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento a biomassa, occorre che siano soddisfatti i punti seguenti:

- la distanza dalla fonte di approvvigionamento non deve essere eccessiva, poiché il trasporto può influire anche notevolmente sul costo della materia prima (e sul bilancio della CO₂ emessa dall'impianto);
- la vicinanza alle fonti di approvvigionamento può permettere di avere un minor volume di stoccaggio all'interno dell'impianto di teleriscaldamento (consentendone la costruzione anche in aree più anguste), avvalendosi eventualmente della possibilità di stoccaggio presso il fornitore;
- deve poi esservi la presenza di un'area adeguata, vicina alle arterie di trasporto e ad una distanza conveniente dall'abitato, dove poter costruire l'impianto ed i magazzini di stoccaggio, senza creare eccessivi disagi dovuti al traffico per l'approvvigionamento.

2.9.4 Programmi nazionali di incentivazione

L'elevato costo di investimento richiesto e la bassa efficienza di conversione fanno sì che il raggiungimento dello sviluppo ipotizzato per il 2012 sia fortemente legato ad iniziative di sostegno pubblico.

Gli incentivi nazionali che fanno espressamente riferimento all'uso energetico delle biomasse, sono:

- PNERB (Programma Nazionale Energia Rinnovabile da Biomassa), che ha lo scopo di promuovere l'uso di biomasse agro-zootecniche-forestali per la produzione di energia rinnovabile;
- PNVBAF (Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali);
- PROBIO (PROgramma per BIOcombustibili).

Alla base di tutti i programmi ci sono i principi richiamati nel Libro Bianco per la Valorizzazione delle Fonti Rinnovabili e la Delibera del CIPE n. 137/98.

2.9.5 Sostenibilità ambientale

Dal punto di vista delle emissioni, rispetto alle installazioni tradizionali, un impianto a biomassa ha un impatto sicuramente inferiore. Gli ossidi di zolfo sono praticamente assenti, gli ossidi di azoto abbastanza contenuti, mentre le polveri e le ceneri presentano una composizione dipendente dall'origine del materiale (Figura 2.76).

Per quanto concerne l'emissione di CO₂, l'apporto delle biomasse può considerarsi virtualmente nullo poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la combustione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa (Figura 2.77).

L'uso energetico delle biomasse vegetali è considerato uno dei più efficienti sistemi per ridurre le emissioni di gas serra (come previsto dagli accordi di Kyoto del 1998).

Figura 2.76 - Confronto emissioni da diversi tipi di combustibile

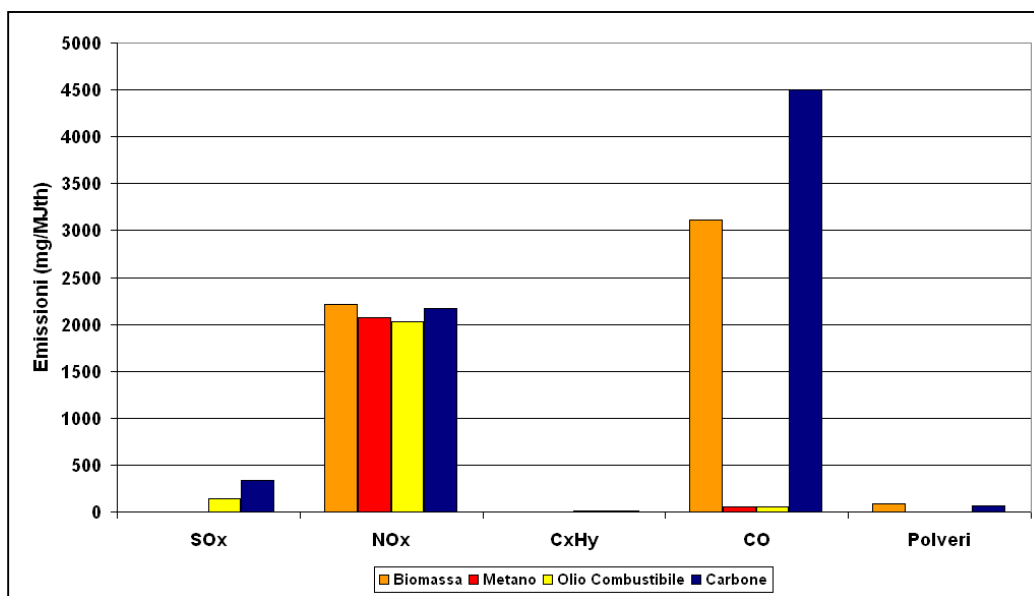
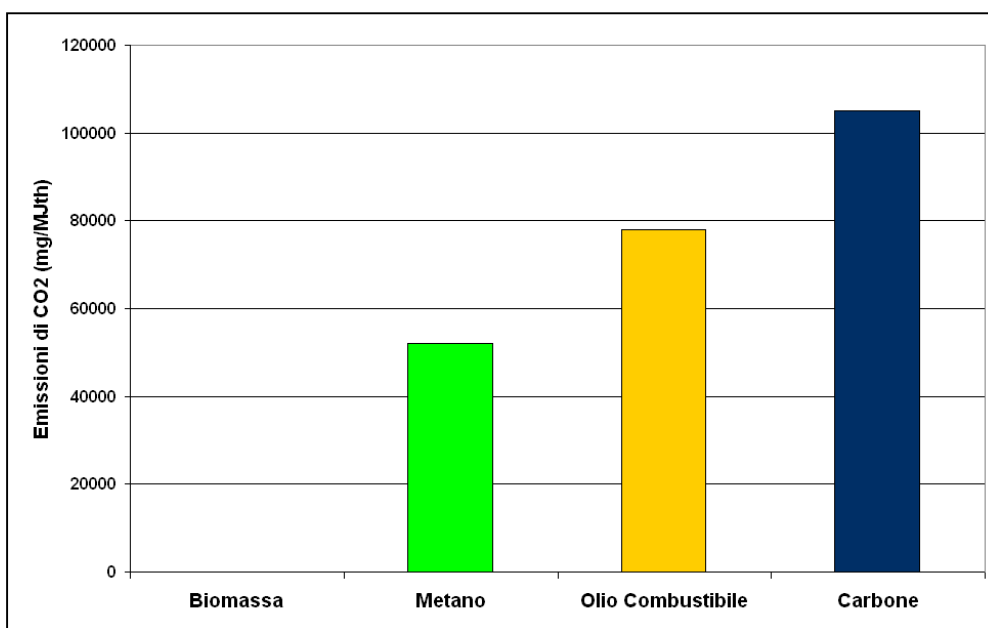


Figura 2.77 - Emissioni di CO₂ da diversi tipi di impianto



Il ciclo delle biomasse è relativamente semplice, in quanto costituito da tre fasi: la raccolta, l'utilizzo e lo smaltimento delle ceneri. La fase più critica dal punto di vista ambientale è quella della raccolta che richiede molto tempo e di grandi spazi sui quali effettuarla, operazioni che comportano uso di mezzi meccanici e manodopera, con conseguenti impatti ambientali di sensibile entità. Se si tratta di combustibili derivanti da biomasse, come nel caso di biodiesel, alle operazioni di raccolta vanno aggiunti i processi di trasformazione che comportano inevitabili impatti aggiuntivi.

Per attribuire ad un combustibile un valore in termini ambientali conviene fare riferimento alle sue caratteristiche di sostenibilità che comprendono anche gli aspetti di esaurimento di risorse non rinnovabili e non solo le capacità di produrre impatti ambientali.

È dunque possibile definire la sostenibilità di un combustibile attraverso numerosi parametri che possono essere:

- fonte energetica rinnovabile o non rinnovabile;
- fonte energetica primaria o secondaria;
- produzione di anidride carbonica;
- produzione di inquinanti;
- ciclo di vita ad alto o basso impatto ambientale.

Per esempio le emissioni specifiche di anidride carbonica, per alcuni combustibili (riportate in Tabella 2.11), mostrano come le biomasse e il biodiesel siano fonti da privilegiare per il loro basso impatto.

Tabella 2.11 - Emissione specifiche di CO₂ per alcuni combustibili

(Credit: L. Bruzzi, V. Boragno, D. Karasalihovic^{xiii})

Combustibile	Composizione elementare (g di C/kg)	Potere calorifico (kcal/kg)	Produzione CO₂ (g/kcal)
Carbone	780	7500	0,38
Petrolio	840	10000	0,30
Gas naturale	750	11900	0,23
Biomasse	~ 400	2000-4000	0
Biodiesel	700-800	8000-9000	0
Idrogeno	0	28700	0

Tabella 2.12 - Parametri di sostenibilità di alcuni combustibili puliti

(Credit: L. Bruzzi, V. Boragno, D. Karasalihovic)

Combustibile	Fonte rinnovabile	Fonte non rinnovabile	Fonte primaria	Fonte secondaria	Produzione CO₂	Produzione inquinanti	Impatto LCA
Carbone BTZ ¹		X	X		XXX	XXX	XXX
Der. petrolio BTZ		X		X	XX	XX	XXX
Gas naturale		X	X		X	X	X
Biomasse	X		X			X	X
Idrogeno		X		X			X
Biodiesel	X			X		X	X

¹ BTZ: Basso tenore di zolfo.

3. TECNOLOGIE INNOVATIVE AD ELEVATA EFFICIENZA AMBIENTALE

3.1 Premessa

L'uso razionale dell'energia può essere definito come quella operazione tecnologica con la quale si intende conseguire l'obiettivo di realizzare gli stessi prodotti o servizi (in quantità e qualità) con un minor consumo di energia primaria ed eventualmente con un maggior impegno di risorse d'altro tipo (capitale, lavoro, materiali ecc.). Questa definizione distingue l'uso razionale dell'energia dal sacrificio energetico, che è invece un'operazione economico-sociale con la quale si intende incentivare gli utenti (con la propaganda, con le tariffe, con il razionamento) a modificare le loro abitudini di consumo nel senso di soddisfare i propri bisogni finali con modalità che comportino minori consumi di energia primaria.

È già stato ampiamente sottolineato che i vantaggi che derivano dal risparmio energetico non sono solo di natura economica, ma comportano rilevanti vantaggi anche sotto il profilo ambientale. Infatti ottenere lo stesso risultato in termini di prodotto o servizio reso con minore consumo di energia significa anche ridurre l'emissione di gas serra e di inquinanti nonché limitare il consumo di risorse non rinnovabili. Il potenziale energetico ottenibile tramite un uso razionale dell'energia è enorme ne consegue pertanto che gli effetti benefici derivanti dall'uso razionale dell'energia sono anche essi di enorme portata e rivestono pertanto un ruolo rilevante nel conseguimento dello sviluppo sostenibile.

3.2 Efficienza energetica

I programmi di attuazione della politica della materia di uso razionale di energia sono in corso già da molti anni: subirono una notevole accelerazione durante le crisi energetiche degli anni settanta e ottanta. La realizzazione di tali programmi si è sviluppata secondo due direttrici fondamentali: una di carattere tecnico e l'altra di carattere normativo. Dal punto di vista tecnico le tecnologie hanno puntato fundamentalmente sul miglioramento del rendimento termodinamico delle macchine quale la realizzazione di centrali elettriche ad alta efficienza, i mezzi di trasporto a basso consumo, l'isolamento termico spinto nell'edilizia e un uso estensivo dei sistemi di cogenerazione. In Italia le norme in materia di uso razionale dell'energia fanno riferimento principalmente:

- alle leggi *n. 9 del 9 gennaio 1991* "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali" e *n. 10 sempre del 9 gennaio 1991* "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- ai due *decreti ministeriali del 24 aprile 2001*;
- ai due *decreti ministeriali del 20 luglio 2004*.

L'obiettivo che si propongono i decreti emanati in materia di uso razionale dell'energia 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.

Tabella 3.1 - Schema riassuntivo dei minori consumi che devono essere conseguiti attraverso interventi di riduzione dei consumi finali (DM 20 luglio 2004)

Minori consumi da conseguire attraverso interventi di riduzione dei consumi finali	Anno	Area elettricità Mtep/anno	Area gas Mtep/anno
	2005	0,1	0,1
	2006	0,2	0,2
	2007	0,4	0,4
	2008	0,8	0,7
	2009	1,6	1,3

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);
- 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 meccanismo introduce un sistema che vincola i distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti ad effettuare interventi di risparmio energetico presso utenti finali, Enti Pubblici. Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono:

- attuare progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo; i progetti possono 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.

Sono ammissibili tutte le tecnologie che comportino un risparmio di energia, ma i decreti riportano delle tabelle in cui sono indicate le tipologie tipiche afferenti ai settori industriale e civile. I distributori hanno inoltre l'obbligo di conseguire almeno il 50% delle riduzioni dei consumi previsti attraverso azioni relative alla loro area di attività primaria. La FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) ha predisposto un [documento riassuntivo](#) in cui sono elencati molti degli interventi realizzabili distinti per settore e per destinazione d'uso.

3.2.1 Certificati bianchi

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.

3.3 Impianti di climatizzazione (pompa di calore)

La pompa di calore è un dispositivo meccanico in grado di trasferire il calore estratto da una sorgente a bassa temperatura (sorgente fredda), verso un ambiente a temperatura più alta (pozzo caldo). La peculiarità della macchina consiste quindi nella capacità di forzare il flusso di calore nella direzione contraria rispetto a quello che è definito il flusso naturale. Tuttavia, il Secondo Principio della Termodinamica non è violato perché la pompa di calore effettua il trasferimento forzato del calore utilizzando lavoro fornito dall'esterno. Una macchina frigorifera e una pompa di calore sono fondamentalmente la stessa macchina: differiscono solamente per quello che è considerato il loro effetto utile.

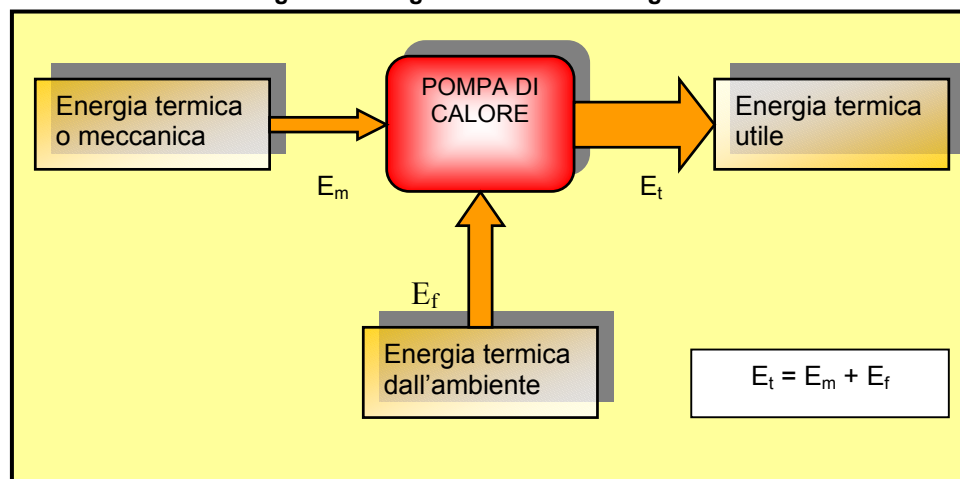
Lo scopo di una macchina frigorifera è mantenere l'ambiente interno del frigorifero ad una temperatura relativamente bassa, sottraendogli calore, che è poi ceduto all'ambiente esterno a temperatura maggiore.

Lo scopo di una pompa di calore, invece, è mantenere un ambiente riscaldato, ad una temperatura relativamente elevata, fornendogli il calore sottratto da una sorgente a temperatura inferiore, come l'acqua di bacini e fiumi, o l'aria atmosferica.

3.3.1 Principi di funzionamento

La pompa di calore è caratterizzata da due ingressi energetici e da un'uscita di energia utile (Figura 3.1). Ha un unico scopo, trasferire calore tra ambienti che si trovano a temperature differenti, ma può essere suddivisa in due categorie: la prima è finalizzata a sottrarre calore da un ambiente che deve essere rinfrescato e a riversarlo all'esterno, generando così freddo (esempio dei condizionatori); la seconda è finalizzata a sottrarre calore a bassa temperatura dall'esterno e a riversarlo nell'ambiente che deve essere riscaldato, generando così caldo.

Figura 3.1 - Ingressi ed uscite energetiche



Per il funzionamento di entrambe le categorie è sfruttata la proprietà di un liquido di assorbire calore durante l'evaporazione.

Nel sistema rappresentato nella precedente Figura 3.1, gli ingressi energetici sono costituiti da energia meccanica, o termica (E_m), e da energia termica (E_f) sotto forma di estrazione di calore dall'ambiente; l'uscita è costituita dal calore (E_t) disperso dal condensatore.

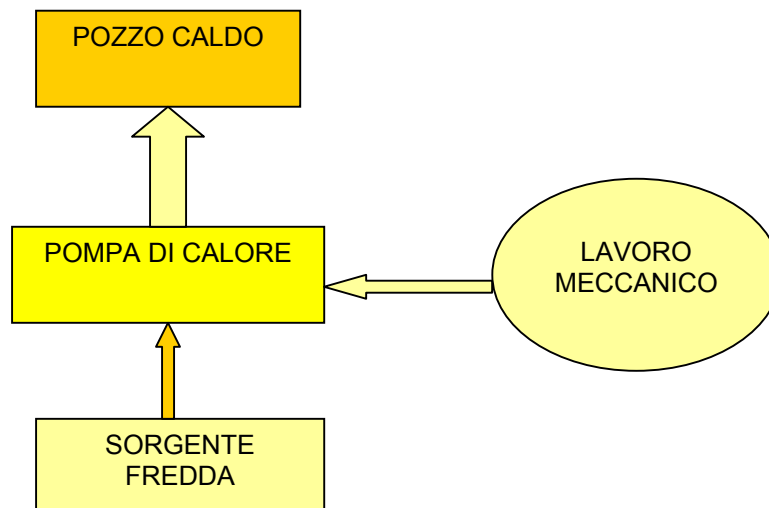
Se il sistema è usato per riscaldare abitazioni, ed è azionato attraverso energia elettrica, si può considerare il seguente comportamento energetico globale: da una situazione iniziale, con 100 unità energetiche di petrolio trasformate in circa 30 unità di energia elettrica, a livello di abitazione una pompa di calore elettrica può erogare 80 unità energetiche sotto forma di calore perché ne assorbe 50 dall'ambiente esterno. La pompa di calore risulta essere sia un importante strumento di risparmio energetico, sia un mezzo per ridurre le emissioni dei gas dannosi all'ambiente, proprio in base al ridotto consumo di energia primaria.

Perché la pompa di calore sia in grado di trasferire il calore dell'ambiente esterno (sorgente fredda), è necessario fornirle del lavoro. In linea di principio, il calore totale trasferito dalla pompa è pari alla somma del calore estratto direttamente dalla sorgente e del lavoro fornito.

$$E_t = E_m + E_f$$

Alcune pompe di calore azionano il compressore con motori elettrici, altri con motori termici, alimentati a metano. Un motore termico è un sistema ad alta temperatura che cede calore all'ambiente attraverso una macchina che ne trasforma una parte in lavoro; questo lavoro aziona la pompa di calore, la quale può prelevare una determinata quantità di calore dall'ambiente esterno trasferendolo in locali a temperatura più alta, ad esempio all'interno di un edificio. È attraverso questo meccanismo che la pompa preleva il calore da un ambiente a temperatura più bassa e lo fa fluire verso un ambiente a temperatura più alta.

Figura 3.2 - Schema di una pompa di calore; lo scopo è fornire calore ad un ambiente riscaldato

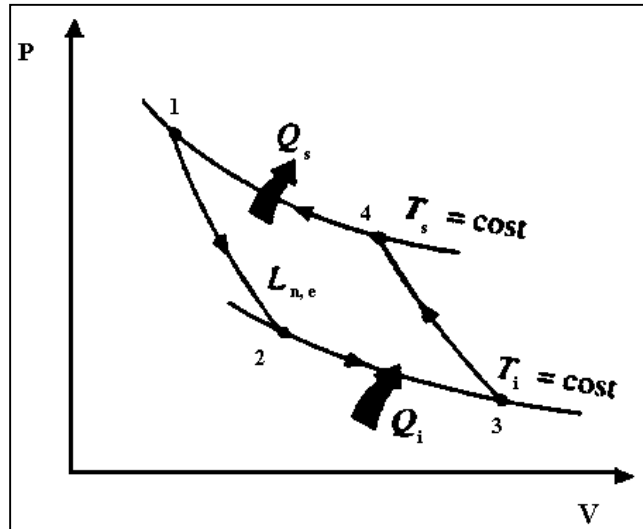


3.3.2 Il ciclo inverso di Carnot

La pompa di calore funziona in base al ciclo inverso di Carnot, caratterizzato sempre da quattro trasformazioni reversibili (due adiabatiche e due isoterme), che però sono percorse dal fluido di lavoro nella direzione opposta rispetto al ciclo ideale di Carnot.

Nel ciclo inverso di Carnot, varia la direzione delle trasformazioni e anche il verso del calore e del lavoro che il sistema scambia con l'esterno.

Figura 3.3 - Ciclo inverso di Carnot



All'interno di un evaporatore il refrigerante assorbe isotericamente il calore Q_i da una sorgente a temperatura inferiore T_i (trasformazione 2-3), subisce una compressione adiabatica fino allo stato 4 e la temperatura si innalza al valore T_s (trasformazione 3-4); infine subisce un'espansione adiabatica e la temperatura si abbassa nuovamente al valore T_i (stato 2).

Nella trasformazione 4-1, il refrigerante all'interno del condensatore cambia la fase, passando dallo stato liquido a quello di vapore. Durante la trasformazione 2-3, il fluido di lavoro assorbe il calore Q_i dalla sorgente a bassa temperatura, durante la trasformazione 4-1, il calore Q_s è ceduto al pozzo che si trova a temperatura maggiore. L'area compresa nell'intero ciclo (area 1-2-3-4) rappresenta ora il lavoro fornito dall'ambiente esterno al sistema.

Dall'applicazione del ciclo inverso di Carnot deriva la peculiarità della pompa di calore: la capacità di sottrarre una quantità di calore Q da una sorgente a bassa temperatura e, attraverso l'assorbimento di lavoro meccanico fornito dall'esterno, trasferirlo ad un pozzo a temperatura superiore. Le pompe di calore si classificano in base a differenti criteri.

- Secondo il tipo di processo distinguiamo le pompe di calore azionate attraverso un compressore e le pompe che sfruttano un processo di assorbimento.
Il compressore può essere azionato da un motore elettrico o da un motore termico alimentato a metano. In entrambi i casi la compressione meccanica del fluido di lavoro, allo stato di vapore, provoca l'innalzamento della temperatura e della pressione all'interno degli scambiatori di calore.
Nella pompa di calore ad assorbimento, l'aumento di temperatura e pressione si raggiunge attraverso un ciclo ad assorbimento con un liquido assorbente.
- Secondo le caratteristiche di costruzione e di funzionamento la pompa di calore si distingue in:
compatta: tutti gli elementi costituenti la pompa di calore sono alloggiati entro la stessa unità;
split: la macchina è costituita da due unità separate. In quella posta esternamente è alloggiato il compressore e la valvola di espansione; in quella posta nell'ambiente da riscaldare (o da raffreddare) è sistemato lo scambiatore di calore. Con questo accorgimento la pompa di calore risulta meno ingombrante e meno rumorosa;
multi - split: è costituita da un'unica unità esterna cui sono collegate diverse unità interne;

reversibile: questo tipo di pompa di calore può funzionare sia secondo il ciclo di riscaldamento, sia secondo quello di raffrescamento, semplicemente invertendo il flusso del fluido frigorifero attraverso una valvola a quattro vie;

non – reversibile: funziona esclusivamente secondo il ciclo di riscaldamento.

- La classificazione più utilizzata è quella che denomina la pompa di calore secondo questi due parametri: la “*sorgente fredda*” (vale a dire il mezzo da cui è assorbito il calore) e il “*pozzo caldo*” (ovvero il mezzo cui è destinata l’energia trasformata). Si distinguono in:

pompa di calore ARIA – ARIA: sono le più diffuse e sono utilizzate principalmente nel condizionamento;

pompa di calore ARIA – ACQUA: sono utilizzate per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento. Raggiungono alte prestazioni;

pompa di calore ACQUA – ARIA: permettono di sfruttare l’energia contenuta nell’acqua dei fiumi, dei mari, dei laghi e nelle acque residuali di processi di lavorazione industriale;

pompa di calore ACQUA – ACQUA: utilizzano il medesimo meccanismo di funzionamento delle precedenti ma riversano l’energia nell’acqua;

pompa di calore TERRA – ARIA (o TERRA – ACQUA): sfruttano il calore contenuto nei terreni, ma sono installazioni poco abituali perché presentano alti costi di impianto e necessitano di vaste superfici di terreno.

Tabella 3.2 - Classificazione secondo le fonti energetiche

Sorgente Fredda	Pozzo Caldo
Aria	Aria
Aria	Acqua
Acqua	Aria
Acqua	Acqua
Terra	Aria
Terra	Acqua

3.3.3 Cicli di funzionamento

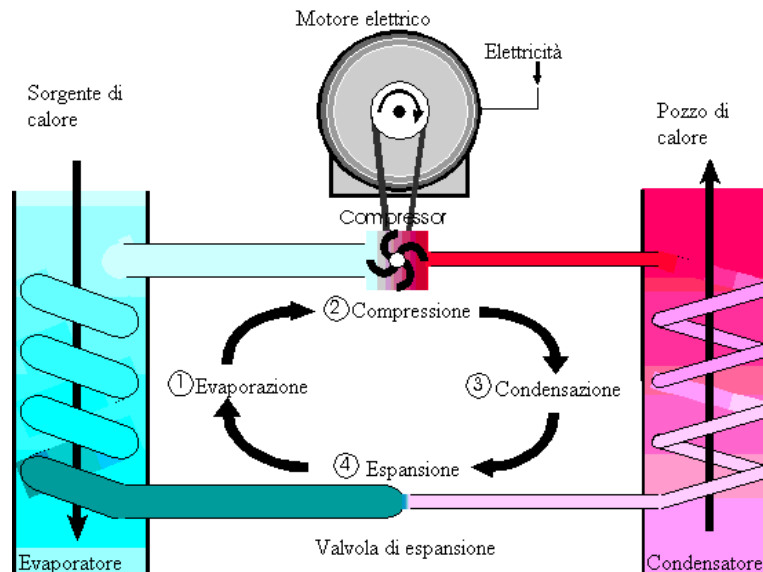
Ciclo a compressione di vapore

La maggior parte delle pompe di calore lavorano sul principio del ciclo a compressione di vapore. I componenti principali in un sistema di questo tipo sono: il compressore, la valvola di espansione e due scambiatori di calore, l’evaporatore e il condensatore. I componenti sono connessi tra di loro per formare un circuito chiuso. Altro elemento fondamentale è il fluido di lavoro o refrigerante, un liquido volatile che raggiunge i quattro componenti percorrendo il circuito frigorifero.

Le caratteristiche fondamentali del ciclo:

- il fluido refrigerante entra nell’evaporatore allo stato liquido. La temperatura interna dell’evaporatore è mantenuta leggermente inferiore alla temperatura della sorgente fredda, da cui deve essere prelevato il calore. Si genera quindi un flusso di calore, secondo il gradiente di temperatura, dalla sorgente fredda verso il refrigerante. Quest’ultimo assorbe il calore e comincia il processo di evaporazione;

Figura 3.4 - Ciclo a compressione di vapore, con motore elettrico



- il fluido refrigerante, proveniente dall'evaporatore, entra, sottoforma di gas e a bassa pressione, nel compressore. All'interno del compressore il gas è portato ad una pressione elevata e ad alte temperature;
- il gas, ad alta temperatura e pressione, entra nel condensatore. Durante l'attraversamento, il fluido refrigerante passa dallo stato gassoso allo stato liquido. Cede il suo calore all'ambiente esterno, il pozzo caldo;
- continuando a percorrere il ciclo, il fluido refrigerante attraversa la valvola di espansione. Si espande e si raffredda, tornando nel proprio stato originario per cominciare un nuovo ciclo.

L'insieme di queste quattro trasformazioni costituisce il ciclo di funzionamento della pompa di calore. Attraverso il compressore viene fornita energia al fluido refrigerante il quale, durante l'attraversamento dell'evaporatore, assorbe *calore* dal mezzo esterno e, durante l'attraversamento del condensatore, cede una quantità di calore maggiore di quella assorbita all'ambiente da riscaldare.

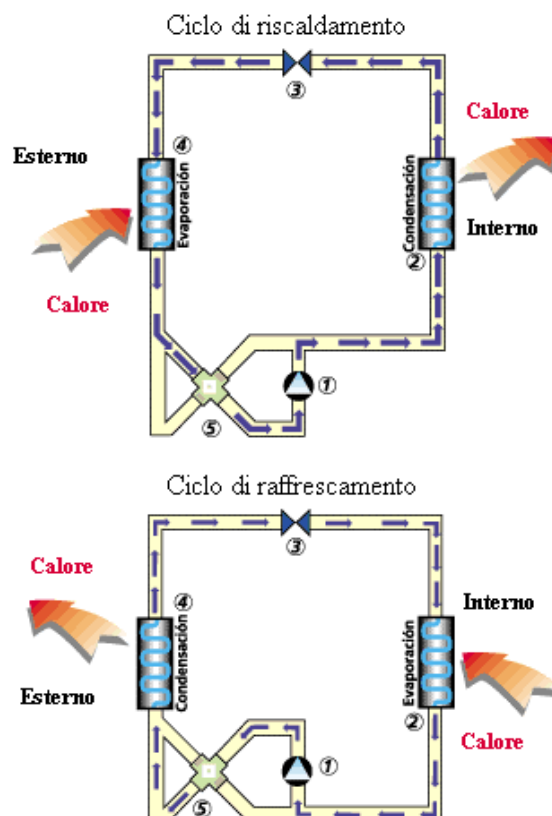
Ciclo ad assorbimento

Le pompe di calore ad assorbimento sono azionate termicamente, ciò significa che l'energia apportata al ciclo è di tipo termico, e non meccanico. I sistemi ad assorbimento sfruttano la capacità di determinati liquidi di assorbire il vapore del fluido refrigerante. Le più comuni coppie di miscele fluido refrigerante-solvente utilizzate sono: acqua, come fluido refrigerante, e bromuro di litio, come assorbente; oppure ammoniacca, come refrigerante, insieme all'acqua, usata come liquido assorbente. In un sistema ad assorbimento, la compressione del fluido di lavoro si ottiene termicamente in un circuito di soluzione che consiste di un assorbitore; gli altri elementi costitutivi sono il circuito di dissoluzione, il generatore e la valvola di espansione.

Ciclo a compressione reversibile

Le pompe di calore denominate reversibili, sono in grado di rispondere sia alle esigenze di riscaldamento, sia a quelle di raffreddamento, perché sono dotate di una valvola a quattro vie che permette l'inversione di flusso del fluido di lavoro. L'idea è molto semplice. Se, tenendo fissi i due scambiatori di calore, imponiamo al fluido refrigerante un'inversione di percorso, l'evaporatore, che nel circuito refrigerante raffreddava l'aria, diviene ora un condensatore in grado di riscaldarla.

Figura 3.5 - Ciclo reversibile. Confronto tra il funzionamento invernale e l'estivo



1. Compressore
2. Scambiatore (condensatore o evaporatore, secondo il ciclo)
3. Valvola di espansione.
4. Scambiatore (condensatore o evaporatore, secondo il ciclo)
5. Valvola a quattro vie.

Il sistema sarà quindi in grado di raffreddare l'ambiente in estate e di riscaldarlo in inverno semplicemente percorrendo il ciclo frigorifero in senso orario o antiorario. L'inversione richiede l'inserimento nel circuito di una valvola, denominata a quattro vie, che permetta, secondo la funzione richiesta, di inviare il fluido, proveniente dal compressore, ad uno specifico scambiatore di calore.

Funzionamento invernale, ciclo di riscaldamento

Il compressore innalza la pressione e la temperatura del fluido frigorifero; giunto nello scambiatore interno, funzionante come condensatore, il fluido cede all'aria esterna il calore di condensazione. Il fluido si trova ora allo stato liquido, con elevate temperatura e pressione, si espande attraverso la valvola di espansione, riduce pressione e temperatura ed evapora in parte. Nello scambiatore situato esternamente, funzionante da evaporatore, il fluido refrigerante porta a termine la sua evaporazione, assorbendo calore dall'aria esterna e ritorna al compressore attraverso la valvola a quattro vie.

Funzionamento estivo, ciclo di raffreddamento

Il compressore innalza pressione e temperatura del fluido frigorifero e lo immette nel circuito in senso opposto, secondo il percorso della valvola a quattro vie. Il fluido giunge così allo scambiatore situato verso l'esterno e funzionante da condensatore, dove condensa cedendo calore al mezzo esterno.

Il fluido, allo stato liquido e ad alta pressione, si espande nella valvola di espansione riducendo la propria pressione ed inizia ad evaporare. Giunto nello scambiatore rivolto verso l'ambiente interno, funzionante da evaporatore, il fluido di lavoro completa la sua evaporazione assorbendo il calore dal mezzo interno.

3.3.4 *Elementi costitutivi*

Compressore

La sua funzione è aumentare la pressione del fluido refrigerante e quindi la temperatura, per raggiungere livelli idonei di condensazione. Si classificano in due grandi gruppi: compressori volumetrici, che possono essere alternativi e rotativi, e compressori centrifughi.

Il compressore alternativo è composto di un numero variabile di cilindri dentro cui i pistoni comprimono il fluido refrigerante. È importante che il compressore abbia un buon sistema di lubrificazione, per evitare che parte dell'olio sia trascinato nel circuito dal refrigerante.

Il compressore rotativo è costituito da due dischi che ruotano con gli assi paralleli; durante la rotazione, i dischi si allontanano e si crea una depressione attraverso cui il fluido è aspirato; posteriormente lo spazio si riduce e comprime il fluido. Il compressore centrifugo può realizzare elevati livelli di pressione ed è utilizzato in sistemi di grande potenza.

Condensatore

È uno scambiatore di calore in cui la potenza termica è trasferita dal fluido che condensa al pozzo caldo. Il condensatore che cede il calore del fluido all'aria, è costituito da tubi di rame (o di acciaio se si usano fluidi corrosivi come l'ammoniaca) e da alette di alluminio che incrementano la trasmissione del calore, aumentando la superficie di scambio. Per trasferire calore tra fluido e aria, la circolazione dell'aria, attraverso le serpentine alettate, viene forzata da ventilatori. Il sistema più semplice prevede uno scambiatore di calore ad involucro, al cui interno si trova il fascio di tubi, la serpentina. Il fluido frigorifero si trova all'interno dell'involucro mentre il mezzo con cui effettuare lo scambio circola all'interno dei tubi di rame. Attraverso la superficie dei tubi avviene lo scambio termico.

Evaporatore

È uno scambiatore di calore che permette la sottrazione di calore dalla sorgente a temperatura inferiore. La sottrazione del calore avviene sfruttando il passaggio di fase del liquido di lavoro; l'energia termica per l'evaporazione del fluido frigorifero (calore latente di evaporazione) è ceduta dalla sorgente fredda che diminuisce ulteriormente la propria temperatura. Si classificano in base alla percentuale di umidità presente nel vapore del refrigerante che attraversa l'evaporatore stesso: evaporatore a espansione secca, a umido, ad aria. Nel particolare tipo di evaporatore ad aria, quando la temperatura sulla superficie dei tubi diminuisce, si verifica il fenomeno della condensazione. La formazione di brina sui tubi influisce negativamente sul rendimento perché si verifica una diminuzione nella superficie di scambio, e una perdita di carico del fluido. La pompa di calore necessita quindi di un dispositivo di sbrinamento ausiliario che può essere incorporato nella resistenza dell'evaporatore; altrimenti è necessario intervenire invertendo il ciclo durante intervalli di tempo frequenti e ridotti.

Organo di laminazione

Serve per chiudere il ciclo e per ridurre la pressione tra condensatore ed evaporatore. È costituito o da un capillare o da una valvola. Il tubo capillare è utilizzato nelle macchine che hanno potenza ridotta e costante. Più frequentemente è utilizzata una valvola di espansione a sezione variabile, detta termostatica. Essa è regolata dalla pressione entro l'evaporatore e dalla temperatura all'uscita dell'evaporatore.

Un aumento della pressione tende a chiudere la valvola; la temperatura è rilevata invece all'uscita dell'evaporatore: all'aumentare della temperatura cresce la pressione che tende ad aprire la valvola. L'apertura della valvola è regolata dalla differenza fra le pressioni a monte e a valle la valvola stessa, ed è tale da garantire, per tutte le temperature, uno stesso grado di surriscaldamento del vapore.

Dispositivi di sicurezza e controllo e dispositivi ausiliari

Quelli di controllo e sicurezza sono utili quando la pompa di calore lavora al di fuori delle condizioni standard: manometro di alta e bassa pressione, manometro per la pressione del liquido e termostato per lo sbrinamento. Tra i dispositivi ausiliari ricordiamo la valvola a quattro vie, utilizzata nelle pompe a ciclo reversibile, la valvola a solenoide, che impedisce il passaggio del fluido all'evaporatore, e l'accumulatore dove è raccolto il fluido refrigerante in eccesso.

3.3.5 Sorgenti

Il mezzo esterno da cui una pompa di calore estrae il calore è detta sorgente fredda: il fluido frigorifero assorbe il calore dall'esterno attraverso l'evaporatore. Le sorgenti fredde si suddividono in:

- Aria atmosferica: è libera ed ampiamente disponibile. Risulta la più comune sorgente di energia per la pompa di calore, nonostante la sua utilizzazione possa provocare fenomeni di formazione di brina. Uno dei maggiori svantaggi dell'uso della pompa di calore ad aria infatti, è la richiesta di un fattore di prestazione stagionale² del 10-30% più alto rispetto alla pompa ad acqua. Questo è dovuto principalmente alla rapida diminuzione nelle capacità e nelle prestazioni della macchina, provocate dalla più ampia variazione della temperatura dell'aria atmosferica, rispetto a quella dell'acqua, che fa aumentare il salto di temperatura tra l'ambiente esterno e l'evaporatore; e anche all'aumentata richiesta di energia, per il sistema di sbrinamento. Nei climi temperati e umidi la brina si accumula sulla superficie dell'evaporatore quando la temperatura oscilla tra 0 e 6 °C, riducendo la capacità e le prestazioni del sistema a pompa di calore. Lo sbrinamento della serpentina è realizzabile con la pompa di calore a ciclo reversibile, ma le prestazioni diminuiscono. Il consumo di energia aumenta e il coefficiente totale di prestazione COP diminuisce all'aumentare della frequenza di sbrinamento.
- Aria di recupero: è una comune fonte per le pompe di calore installate in costruzioni residenziali e commerciali. Il sistema recupera il calore dell'aria proveniente dal sistema di ventilazione e lo indirizza al riscaldamento di acqua e di ambienti.
- Acqua dal sottosuolo: la maggiore caratteristica è la sua disponibilità a temperature stabili che oscillano tra i 4 e i 10 °C. Il grande svantaggio di questa fonte energetica sono gli alti costi di installazione per l'impianto.
- Terreno: è caratterizzato da temperature relativamente elevate e costanti durante tutto l'anno. Il calore è estratto attraverso tubi disposti orizzontalmente o verticalmente nel terreno. La capacità termica del suolo varia con il contenuto di umidità e con le condizioni climatiche. Il sistema è interessante a condizione che il calore prelevato dal terreno possa essere reintegrato, attraverso la radiazione solare o l'aria calda, nei periodi in cui si interrompe l'uso della pompa di calore. Questa sorgente ha pochissime applicazioni a causa dei costi elevati di impianto e di esercizio.
- Sottosuolo, energia geotermica: questo tipo di sorgente è sfruttata dalle pompe di calore applicate in climi freddi, dove non è possibile utilizzare l'aria atmosferica. Per sfruttare l'energia del sottosuolo è necessario disporre di un sistema di tubazioni e di un sistema di sbrinamento, che presenta costi elevati, e di una grande superficie di terreno.

² SPF: fattore di prestazione stagionale, indica il lavoro da fornire alla pompa di calore in relazione alla variazione di temperatura della sorgente durante l'anno.

- Acqua proveniente da fiumi e laghi: è una buona fonte di calore per la sua densità, per il grado e la stabilità del livello termico. Ha il grande svantaggio dell'abbassamento della temperatura in inverno.
- Acqua del mare: è un'eccellente fonte di calore ed è principalmente usata per le installazioni di grandi pompe di calore. Alla profondità di 25-50 metri, la temperatura dell'acqua è costante, oscilla tra i 5 e gli 8 °C, e non si verifica il problema della formazione del ghiaccio. È però necessario utilizzare scambiatori di calore e pompe resistenti alla corrosione provocata dal sale; inoltre possono verificarsi fenomeni di proliferazione di alghe sulla superficie dello scambiatore.
- Energia solare: la pompa di calore utilizza per il proprio funzionamento l'energia solare catturata attraverso i pannelli.
- Energia residuale proveniente da processi industriali: è caratterizzata da un'elevata e costante temperatura durante tutto l'anno, ma presenta problemi legati all'utilizzo, quali la distanza della fonte, la variabilità nella composizione e la possibile corrosività.

Tabella 3.3 - Temperature di distribuzione nelle differenti applicazioni

Applicazione	Temperature raggiunte
Aria per riscaldamento	30-50 °C
Acqua per riscaldamento a suolo	30-45 °C
Ventil-convettori	45-55 °C
Radiatori convenzionali	60-90 °C

Pozzi

Il mezzo che la pompa di calore deve scaldare è detto pozzo caldo. All'interno del condensatore, il fluido refrigerante cede al pozzo caldo sia il calore prelevato dalla sorgente fredda sia l'energia fornita dal compressore. I pozzi caldi si suddividono in:

- aria: il calore ottenuto dalla sorgente fredda è ceduto all'aria e quindi direttamente all'abitazione che deve essere scaldata.
- acqua: è il mezzo più adatto per ottenere acqua per il riscaldamento e acqua calda sanitaria.

È importante conoscere le caratteristiche chimiche e fisiche delle fonti di calore sfruttate dalla pompa perché le prestazioni tecniche ed economiche della macchina sono strettamente legate alla sorgente e al pozzo di calore usato.

Tabella 3.4 - Temperature delle sorgenti comunemente utilizzate

Fonte energetica	Intervallo di temperatura
Aria atmosferica	-10 / 15 °C
Aria di recupero	15 / 25 °C
Acqua dal sottosuolo	4 / 10 °C
Terreno	0 / 10 °C
Sottosuolo	0 / 5 °C
Acqua di fiumi e laghi	0 / 10 °C
Acqua di mare	3 / 8 °C
Energia solare	>15 °C
Energia residuale	>10 °C

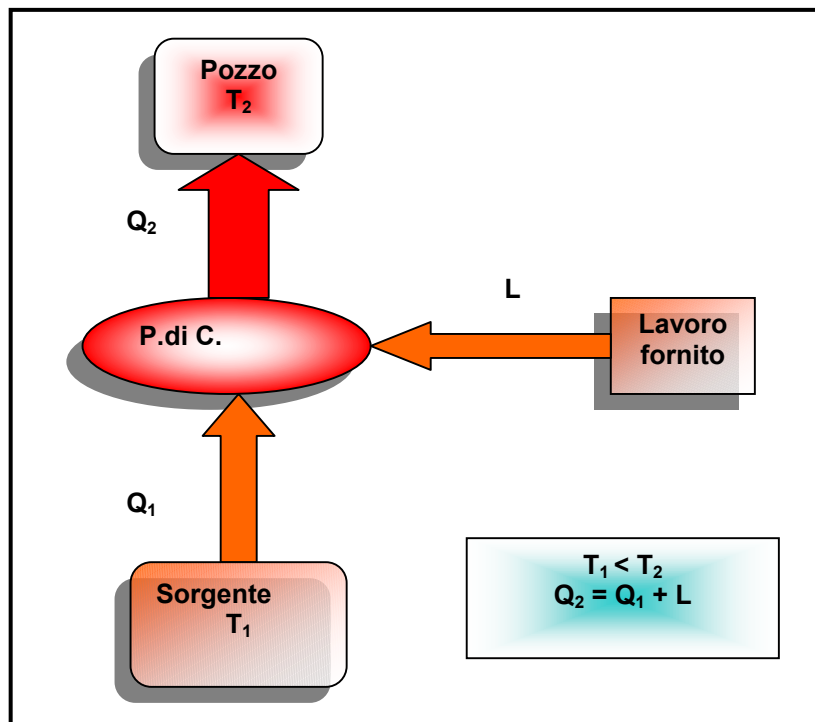
3.3.6 Prestazioni

Il calore rilasciato da una pompa di calore è la somma del calore estratto dalla sorgente e dell'energia necessaria, fornita ad esempio dal compressore, per azionare il ciclo. La pompa di calore, usata per assolvere la funzione di riscaldamento, trasforma in calore utile sia l'energia (meccanica o elettrica) che la fa funzionare, sia il calore a bassa temperatura che estrae dall'ambiente esterno, realizzando un rendimento energetico superiore all'energia termica, o elettrica, che entra nel sistema. La prestazione di una pompa di calore elettrica a compressione, riferita a determinate e precise condizioni di temperatura, è indicata con il termine Coefficiente di Prestazione COP. Esso è definito come il rapporto tra la quantità di energia termica fornita dalla pompa di calore e l'energia elettrica (o meccanica) fornita al compressore. Durante il suo ciclo di funzionamento, la pompa di calore consuma energia elettrica per l'azionamento del compressore, assorbe calore attraverso l'evaporatore e cede calore, attraverso il condensatore, al mezzo da riscaldare. L'uso della pompa di calore è vantaggioso proprio per questa sua capacità di fornire una quantità di energia, sotto forma di calore, maggiore di quella elettrica utilizzata per azionare il compressore, in quanto estrae calore dall'ambiente esterno.

Consideriamo una pompa di calore ideale, azionata attraverso energia meccanica L , che trasferisce energia termica Q_1 dall'ambiente a temperatura T_1 verso l'ambiente a temperatura T_2 (con $T_1 < T_2$). Secondo il principio di conservazione dell'energia, deve risultare:

$$Q_2 = L + Q_1 \quad \text{e risolvendo si ottiene:} \quad L = Q_2 - Q_1.$$

Figura 3.6 - Relazione tra temperatura ed energia



Poiché l'effetto utile che si vuole ottenere è rappresentato da Q_2 , il calore fornito al pozzo caldo, mentre L è il lavoro fornito alla pompa di calore, il coefficiente di prestazione risulta:

$$COP = \frac{Q_2}{L}$$

Se ne deduce che il coefficiente di prestazione della pompa di calore è pari all'inverso del rendimento ($\eta = L / Q_2$) calcolato per i processi ciclici ideali, quelli che forniscono lavoro. In base al secondo principio della termodinamica le quantità di calore si possono esprimere come prodotto tra temperatura ed entropia, che rimane costante nelle trasformazioni ideali, e quindi è possibile esprimere il COP direttamente in funzione delle temperature di lavoro.

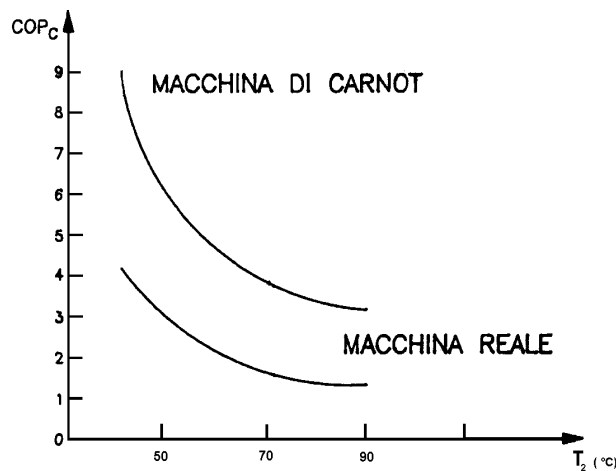
$$COP = \frac{Q_2}{L} = \frac{Q_2}{Q_2 - Q_1} = \frac{S^* T_1}{S^* T_2 - S^* T_1} = \frac{T_2}{T_2 - T_1}$$

Risulta così che il COP di una pompa di calore è strettamente legato al salto di temperatura, in altre parole alla differenza tra la temperatura della sorgente fredda e la temperatura del pozzo caldo, cui la pompa di calore fornisce l'energia termica. Il COP di una pompa di calore ideale è determinato solamente attraverso la temperatura di condensazione T_2 e la caduta di temperatura $T_2 - T_1$ (temperatura di condensazione - evaporazione).

Affinché la trasmissione del calore, tra il fluido refrigerante e la sorgente fredda, possa avvenire per tempi lunghi, è necessario che la temperatura di evaporazione T_{f1} del fluido sia inferiore alla temperatura della sorgente fredda T_1 . Analogamente, affinché il fluido possa cedere calore al pozzo caldo, è necessario che la temperatura di condensazione del fluido T_{f2} sia superiore alla temperatura del pozzo caldo T_2 .

Si evince che il coefficiente di prestazione aumenta al diminuire della differenza tra le temperature T_2 e T_1 . In linea generale, il COP aumenta del 2-4% per ogni grado centigrado di diminuzione della differenza tra la temperatura di condensazione T_2 e quella di evaporazione T_1 .

Figura 3.7 - Variazione del COP in funzione della temperatura di condensazione T_2 , $T_1 = 0^\circ\text{C}$



Le proprietà fisiche reali dei fluidi frigoriferi, associate alle perdite di pressione nelle tubazioni ed alle differenze finite di temperatura negli scambiatori di calore, rendono difficile e complessa un'esatta valutazione del rendimento di un ciclo reale; certamente il COP effettivo reale è molto inferiore a quello teorico calcolato per i cicli di Carnot. Alcuni studiosi hanno confrontato i COP teorici e reali per piccole pompe di calore azionate da motori elettrici, e hanno riscontrato differenze del 13% rispetto ai valori di un ciclo ideale di Carnot.

Nella valutazione del COP reale bisognerebbe considerare il rapporto, in termini di unità omogenee cioè di energia primaria, tra l'energia termica ottenuta e il lavoro meccanico fornito al compressore, e a tutti gli altri ausiliari, per la realizzazione del ciclo termodinamico. In genere si valutano solo le potenze elettriche assorbite senza considerare il rendimento dei motori elettrici.

Esempio: se si scalda un alloggio a 20 °C ($T_2 = 293$ K) con una pompa di calore aria/aria, di potenza pari ad 1 kW, che preleva calore dall'ambiente esterno ad una temperatura di 5 °C ($T_1 = 278$ K), la macchina avrà un COP teorico massimo pari a:

$$COP = \frac{293}{(293 - 278)} = 19,53$$

Cioè con 1 kW di potenza meccanica la macchina può trasferire fino a 19,53 kW di potenza termica, supponendo un ciclo ideale.

Nell'applicazione pratica, per trasferire calore dall'aria esterna fredda all'ambiente interno più caldo, mediante la circolazione di un fluido frigorifero negli scambiatori di calore, che devono essere opportunamente dimensionati, è necessario che il fluido di lavoro (per lavorare alle condizioni di temperatura fissate prima) abbia una temperatura di evaporazione $T_1 = -5$ °C nello scambiatore esterno, ed una temperatura di condensazione $T_2 = 45$ °C nello scambiatore interno. Fra queste temperature di lavoro il COP, valutato secondo il ciclo ideale di Carnot, è 6,4.

$$COP = \frac{318}{318 - 268} = 6,36$$

Poiché non si riesce mai ad operare in condizioni di funzionamento ideale, il COP è ulteriormente ridotto dalle perdite di rendimento nella fase di compressione, dalla potenza da fornire al ventilatore (che indirizza l'aria verso la superficie dello scambiatore di calore), dalla caduta di pressione nelle tubazioni del fluido frigorifero, dall'energia impiegata per la regolazione dei circuiti e dall'energia richiesta da un eventuale sbrinatori. Si ottiene così un COP finale intorno a 3 per una pompa di calore che lavora con un ciclo reale.

3.3.7 Primary Energy Ratio

Il rapporto di energia primaria REP è un utile parametro per esaminare le prestazioni delle pompe di calore e paragonare la loro efficienza con i sistemi tradizionali di riscaldamento.

REP = calore utile scambiato/energia primaria consumata.

Tale rapporto infatti, basandosi su valori di energia primaria, oltre ad evidenziarne la bontà di sfruttamento, permette di fare confronti sulle prestazioni ottenibili con sistemi che usano differenti forme di energia (combustibile, energia elettrica, energia meccanica).

Il Rapporto di Energia Primaria è l'indice usato per paragonare l'efficienza delle pompe di calore con i sistemi di riscaldamento convenzionali (caldaie), prestando particolare attenzione al risparmio di energia primaria e alla riduzione delle emissioni di CO₂.

3.3.8 Seasonal Performance Factor

Le condizioni della sorgente fredda e del pozzo caldo variano nell'arco dell'anno e quindi variano anche le temperature alle quali il fluido refrigerante deve lavorare. A causa delle sfavorevoli condizioni climatico-ambientali è possibile che al sistema "pompa di calore" debba essere apportata una quantità di energia, addizionale a quella sviluppata dal compressore. Per determinare la validità e l'efficienza di una pompa di calore, in una applicazione nel tempo, è necessario determinare il valore del coefficiente di prestazione stagionale, SPF. È definito come il rapporto tra la quantità di calore rilasciata e l'energia totale fornita al sistema nell'intero arco stagionale.

$$SPF = \frac{Q_2}{L + L_e}$$

Dove: Q_2 = calore totale ceduto per il riscaldamento nel periodo considerato e in valore assoluto.

L = lavoro realizzato dal compressore nel periodo considerato.

L_e = quantità supplementare di energia consumata nel periodo considerato: apporti esterni di calore.

Il coefficiente SPF considera la domanda variabile di riscaldamento e raffrescamento, la variabilità di temperatura dei pozzi e delle sorgenti durante l'anno e include anche la richiesta di energia per l'eventuale sbrinamento.

3.3.9 Applicazioni

Le possibili applicazioni della pompa di calore sono:

- *Climatizzazione degli ambienti*

È ormai attuale l'applicazione della pompa di calore per la climatizzazione degli ambienti nel settore residenziale e nel terziario (esercizi commerciali di medie dimensioni; parrucchieri; cucine di ristoranti; studi professionali), in alternativa ai sistemi convenzionali composti da refrigeratore più caldaia. La stessa macchina infatti, mediante una semplice valvola, è in grado di scambiare tra loro le funzioni dell'evaporatore e del condensatore, fornendo così calore in inverno e freddo in estate (tipo Invertibile).

L'applicazione della pompa di calore alla climatizzazione ambientale (riscaldamento + raffrescamento) è la più conveniente poiché comporta un minor tempo di ammortamento del costo d'impianto rispetto ad un utilizzo per il solo riscaldamento. Nel caso di edifici esistenti, l'applicazione della pompa di calore per il condizionamento degli ambienti, sia invernale che estivo, richiede un intervento di ristrutturazione dell'intero impianto termico ed elettrico, con conseguente maggior costo. Diverse sono le applicazioni della pompa di calore nei settori terziario e industriale, ad esempio: la climatizzazione delle piscine, l'essiccazione e processi tecnologici a bassa temperatura nell'industria agro-alimentare ecc.

- *Riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria.*

La pompa di calore può essere utilizzata anche per la sola produzione di calore per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria. In questi casi vanno attentamente valutati gli aspetti economici rispetto ai sistemi tradizionali quali caldaie e scaldabagni elettrici o a gas.

Per il riscaldamento degli ambienti gli impianti possono essere di tipo:

- monovalente
- bivalente.

Si utilizza la configurazione monovalente quando la pompa di calore è in grado di coprire interamente il fabbisogno termico necessario al riscaldamento degli ambienti. Se la pompa di calore usa come sorgente l'aria esterna, tale configurazione è adottabile nelle zone climatiche dove la temperatura esterna scende raramente sotto ai 0 °C. In caso contrario si deve realizzare un sistema bivalente, costituito dalla pompa di calore e da un sistema di riscaldamento ausiliario, cioè una caldaia tradizionale che copra il fabbisogno termico quando la temperatura dell'aria scende solo al di sotto di 0 °C.

Per il riscaldamento dell'acqua sanitaria occorrono serbatoi di accumulo più grandi di quelli impiegati nei normali scaldacqua in quanto la temperatura dell'acqua prodotta non supera i 55 °C.

Un parametro indicativo della convenienza economica di una pompa di calore rispetto ad un sistema tradizionale (caldaia più refrigeratore) è il tempo di ritorno attualizzato (TRA), cioè il tempo necessario perché i risparmi attualizzati, derivanti dai costi di gestione, siano pari al sovracosto iniziale della pompa di calore. In altre parole TRA è uguale al sovracosto dell'investimento diviso il risparmio attualizzato annuo. Per la generalità dei casi, si può sostenere che si ha convenienza economica, se si impiega la pompa di calore per la climatizzazione, mentre tale convenienza si riduce notevolmente nelle applicazioni per sola produzione di acqua calda sanitaria e per solo riscaldamento.

Tabella 3.5 - Confronto tra un impianto a pompa di calore e un impianto costituito da caldaia più refrigeratore (Credit: Sviluppo sostenibile, ENEA, "La pompa di calore")

ZONA	UTENZA*	COSTO SISTEMA**		RISPARMIO ANNUALE		TEMPO DI RITORNO
		TRADIZIONALE	CON POMPA DI CALORE	CON POMPA DI CALORE		ATTUALIZZATO
				ENERGIA PRIMARIA	GESTIONE	
		EURO	EURO	%	EURO	ANNI
NORD	PICCOLA	8.800,00	10.300,00	21	570,00	3,0
	MEDIO/GRANDE	27.900,00	30.500,00	21	3.100,00	0,9
CENTRO	PICCOLA	8.800,00	10.300,00	29	620,00	2,8
	MEDIO/GRANDE	27.900,00	30.500,00	29	3.360,00	0,8
SUD	PICCOLA	8.800,00	10.300,00	37	516,00	3,2
	MEDIO/GRANDE	27.900,00	30.500,00	37	3.050,00	0,9

I calcoli sono stati fatti con le seguenti condizioni:

- pompe di calore aria-acqua;
- costo energia elettrica 0,18 Euro/kWh;
- costo gas metano 0,57 Euro m³ (prezzo indicativo. Il prezzo del metano è variabile da città a città e non può essere assunto univocamente).

Non sono stati evidenziati i costi di impianto, in quanto per essi la differenza tra sistema convenzionale (caldaia+refrigeratore) e sistema a pompa di calore è minima.

* Le utenze indicate, piccola e media, considerano, rispettivamente, volumetrie pari a 1.800 e 10.000 m³.

** Non sono inclusi i costi di impianto.

In quest'ultimo caso, le condizioni più vantaggiose si ottengono con l'uso di una sorgente fredda diversa dall'aria (acqua o terreno), in quanto la pompa di calore, con questa sorgente, è in grado di coprire da sola il fabbisogno di calore.

La Tabella 3.5 relativa alla climatizzazione degli ambienti, si riferisce al confronto tra un impianto a pompa di calore e un impianto costituito da caldaia più refrigeratore.

Dal punto di vista della sostenibilità i principali vantaggi della pompa di calore possono così brevemente riassumersi:

- se il COP reale supera il valore 3 si può assumere che per trasferire calore da una sorgente fredda a una calda si spenda circa la stessa quantità di combustibile fossile rispetto a quella che andrebbe consumata in situ per ottenere lo stesso risultato (REP = 1);
- ne deriva che le emissioni di CO₂ e di inquinanti atmosferici è la stessa se il COP è pari a circa tre ed è minore per COP>3;
- l'uso della pompa di calore per la climatizzazione sposta i problemi ambientali dal luogo d'uso alla centrale di produzione elettrica dove il controllo degli impatti ambientali è più agevole.

Tra gli aspetti negativi va citata l'esigenza di impiegare come fluidi refrigeranti composti che non determinino l'impovertimento dell'ozono nella fascia stratosferica.

3.4 Cogenerazione

Il processo di utilizzo contestuale del lavoro meccanico e del calore di scarico è noto con il termine cogenerazione. Il recupero del calore di scarico è stato considerato solo recentemente sotto la spinta delle crisi energetiche che si sono susseguite dagli anni settanta ad oggi. La cogenerazione consente lo sfruttamento del calore di scarico per usi industriali, riscaldamento di zone residenziali e in alcuni casi anche nel settore dell'acquacultura. L'utilizzo della cogenerazione consente pertanto di elevare il rendimento di un sistema energetico a valori che possono raggiungere il 70-80%.

Con il termine cogenerazione si indica la produzione combinata di più forme di energia secondaria: l'esempio più classico è rappresentato dall'automobile, il combustibile bruciato nei cilindri produce energia termica che viene in parte trasformata in lavoro meccanico utilizzato per la trazione, mentre il calore asportato dal blocco motore viene scaricato all'esterno durante il periodo estivo; nei mesi invernali tale scarico termico può essere utilizzato per il riscaldamento dell'abitacolo. Si ottiene così un uso più razionale dell'energia contenuta nel combustibile bruciato. Per i sistemi che utilizzano la cogenerazione ne viene definita l'efficienza che rappresenta la somma della produzione elettrica e termica rapportata al quantitativo di energia contenuta nel combustibile bruciato.

I risultati ottenibili con la cogenerazione possono essere correttamente evidenziati mediante il diagramma Sankey (Figura 3.8) che mostra le quantità di un processo che fluiscono verso utilizzi differenziati. Nell'esempio mostrato in figura si vede che l'energia contenuta nel combustibile, assunta pari al 100% viene trasformata per il 38% in energia elettrica, per il 45% in energia termica e solo una piccola percentuale, pari al 17%, rappresenta l'energia perduta.

La cogenerazione che utilizza lo stesso combustibile per più applicazioni diverse è un efficace metodo di sfruttamento dell'energia primaria che comporta sensibili risparmi economici soprattutto nelle condizioni in cui esiste una elevata contemporaneità tra prelievi elettrici e prelievi termici. Uno dei principali vantaggi della cogenerazione è quello economico: un impianto di cogenerazione correttamente progettato permette elevati risparmi energetici, dell'ordine del 25-40%; l'investimento economico può essere ripagato in periodi variabili tra i 36-50 mesi.

Tra i requisiti indispensabili per realizzare una cogenerazione efficace figura il rapporto tra la domanda di energia elettrica e di calore che deve essere valutato al fine di scegliere la tecnologia più idonea da adottare.

È importante inoltre conoscere la temperatura del calore da utilizzare ricordando che molto difficilmente i cicli termodinamici permettono di scaricare fluidi a temperature superiori a 200-250 °C.

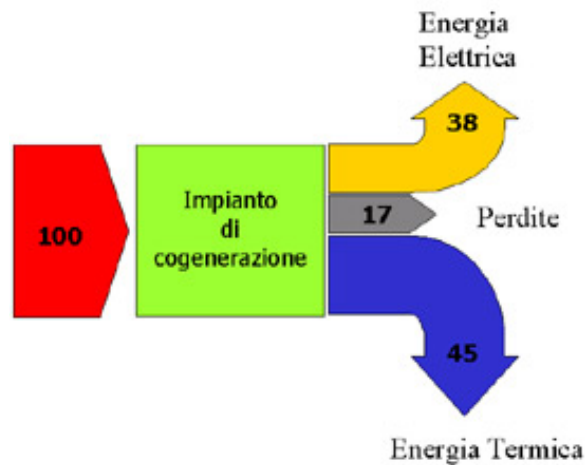
Da ultimo va evidenziata l'importanza che la cogenerazione riveste per gli aspetti di sostenibilità: tale processo infatti permette di ottenere contestualmente la produzione di elettricità e calore riducendo il consumo della fonte primaria non rinnovabile, limitando al tempo stesso la produzione di anidride carbonica e di inquinanti atmosferici per unità di servizio reso.

Tra i vari sistemi di cogenerazione uno dei più semplici è costituito dai cosiddetti generatori di potenza meccanica/termica: un esempio significativo è costituito dai generatori turbogas nei quali il gas di scarico prodotto dalla combustione di metano viene fatto espandere in una turbina a gas ed il calore contenuto nel gas in uscita dalla turbina è utilizzato per scopi termici.

Un altro sistema di cogenerazione di notevole interesse è la produzione contestuale di elettricità e calore che si ottiene mediante un ciclo a vapore classico nel quale il calore recuperato nel raffreddamento del condensatore viene sfruttato per il riscaldamento di zone residenziali più o meno estese; è questo il caso della città di Brescia che riceve l'energia elettrica e l'acqua calda per il riscaldamento dal medesimo impianto di generazione. Applicazioni analoghe possono essere ottenute mediante sistemi che producono l'energia elettrica con motori diesel che vengono raffreddati con fluidi successivamente avviati ad impianti di riscaldamento.

Il sistema turbogas si presta molto bene per strutture che necessitano di energia elettrica e di calore ad alta temperatura che può raggiungere anche i 500-600 °C.

Figura 3.8 - Sistema cogenerativo. Diagramma di Sankey



3.4.1 Motori endotermici

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel sito: http://www.aster.it/opet/new_coogen.htm.

<< I motori alternativi a ciclo Otto e Diesel costituiscono la tecnologia dominante nel campo delle piccole potenze, da pochi kW fino a qualche MW. Elementi distintivi delle applicazioni stazionarie di questa tecnologia sono:

- grandissima flessibilità e affidabilità ottenuta mediante il trasferimento dell'enorme esperienza accumulata nella propulsione;
- modularità, realizzata variando il numero dei cilindri in funzione della potenza da erogare;
- rendimenti elettrici elevati: dal 20-25% delle macchine da qualche decina di kW al 40% e oltre per i motori Diesel da diverse centinaia di kW;
- facilità nel reperimento di servizi e di personale per la manutenzione, grazie alla capillare diffusione delle versioni automobilistiche che richiedono pratiche concettualmente simili;
- costi di manutenzione molto più elevati delle altre tecnologie per impianti fissi. L'onere della manutenzione è proprio l'elemento fondamentale che, per taglie superiori a qualche MW, impone il passaggio ad altre tecnologie basate su turbomacchine;
- emissioni piuttosto elevate di tutti i maggiori macro-inquinanti di interesse normativo, nonostante sotto questo aspetto siano stati compiuti negli ultimi anni progressi molto significativi;
- vasta diffusione della sovralimentazione, che consente di aumentare le potenze specifiche (kW per unità di cilindrata) e quindi ridurre i costi.

Nelle applicazioni mobili, l'opportunità di impiegare combustibili con elevata densità di potenza ha imposto l'uso di carburanti liquidi. Nelle applicazioni fisse trova invece vasto impiego il gas naturale, che grazie alle sue eccezionali caratteristiche qualitative consente di attenuare significativamente il problema delle emissioni, oltre che di beneficiare di condizioni economiche di fornitura spesso vantaggiose e di consentire una non trascurabile riduzione dei costi di manutenzione ed un aumento della vita del motore.

Le sorgenti di calore potenzialmente impiegabili per la cogenerazione sono quattro:

- i gas di scarico che rappresentano la sorgente termodinamicamente più pregiata, in quanto sono disponibili a temperatura piuttosto elevata, all'incirca tra 400 e 500 °C. Come tali essi consentono, tra l'altro, la produzione di vapore di media pressione. Tipicamente, è ascrivibile ai prodotti di combustione il 30-35% del potere calorifico liberato dal combustibile;
- l'acqua di raffreddamento: ad essa è ascrivibile il 10-20% dell'input termico. Esso è reso disponibile a temperature inferiori a 100 °C. È impiegabile utilmente per la produzione di acqua calda, ma ovviamente non per la produzione di vapore;
- l'olio lubrificante: anch'esso disponibile a bassa temperatura – tipicamente 75-90 °C – per una quota quantificabile tra il 4% e il 7% del globale;
- l'aria di sovralimentazione: è disponibile ovviamente solo nel caso di motori turbo-compressi. Per ridurre il lavoro di compressione nel cilindro, l'aria in arrivo dal sistema di sovralimentazione viene normalmente raffreddata fino a 60-80 °C. Il calore recuperabile attraverso questo raffreddamento è dello stesso ordine di grandezza di quello recuperabile dall'olio di lubrificazione. In definitiva, il calore recuperabile a bassa temperatura si aggira attorno al 25% dell'input termico, a fronte del 30-35% disponibile nei gas di scarico.

I motori alternativi rientrano nella classe delle macchine “a un solo grado di libertà”, per le quali la sola regolazione possibile è quella della potenza elettrica. Una volta fissata la potenza elettrica, il calore utile prodotto può essere variato solamente “in negativo” dissipando all'ambiente una parte del calore altrimenti recuperato.>>

3.4.2 Le turbine a gas

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel sito: http://www.aster.it/opet/new_coogen.htm

<< La turbina a gas è un motore costituzionalmente molto adatto per la cogenerazione: dai gas combusti scaricati dalla turbina è agevole recuperare calore per l'utilizzo diretto in un processo industriale o per la generazione di un fluido termovettore in una caldaia a recupero.

Nonostante queste positive caratteristiche, solo negli ultimi 10-15 anni la turbina a gas ha acquisito una posizione significativa nel campo della cogenerazione, più in generale nella produzione di potenza in impianti fissi. L'acquisizione di tale posizione è stata il frutto di imponenti sforzi di ricerca e di sviluppo, provenienti soprattutto dal settore aeronautico, che hanno migliorato sostanzialmente le prestazioni e l'affidabilità di questa macchina, modificando radicalmente il panorama tecno-logico di tutto il settore energetico.

Strutturalmente, la turbina a gas in ciclo semplice e “aperto” (ovvero con scarico dei gas combusti all'atmosfera) è una macchina molto compatta e leggera, poiché gli organi costitutivi sono limitati alle turbomacchine e alla sezione di combustione: mancano totalmente i dispositivi di scambio termico, poiché l'energia primaria per il ciclo viene liberata nel combustore all'interno dello stesso fluido di lavoro. Le dimensioni sono significativamente inferiori a quelle del solo turbogruppo di una centrale a vapore di pari potenza; il rapporto peso/potenza è circa 10-20 kg/kWe per le macchine di derivazione aeronautica, e raggiunge al più i 100 kg/kWe per alcune macchine industriali di piccola potenza. Questa compattezza, che ha decretato il successo incontrastato della turbina a gas in campo aeronautico, comporta numerosi vantaggi anche in campo industriale:

- possibilità di installazione in spazi limitati;
- facile trasportabilità e montaggio in fabbrica anziché in cantiere;
- tempi di installazione e di realizzazione dell'impianto drasticamente inferiori a quelli di una centrale a vapore;

- irrilevanza della disponibilità di acqua di raffreddamento;
- costo di investimento molto limitato.

Un altro capitolo fondamentale dell'evoluzione tecnologica delle turbine a gas riguarda il contenimento delle emissioni.>>

Vista l'assoluta necessità di disporre di combustibili di qualità come gas naturale o gasolio, non esistono per i turbogas problemi di emissioni di polveri, fuliggine o ossidi di zolfo. L'unico vero problema è costituito dagli ossidi di azoto, per i quali la turbina a gas si trova effettivamente in una condizione di svantaggio. Nonostante questo contesto di penalizzazione, il progresso tecnologico registrato anche in questo ambito negli ultimi tempi ha consentito di cogliere risultati di grandissimo rilievo. A fronte delle emissioni tipiche di NO_x di 150-300 mg/Nm³ (normalizzati al 15% di ossigeno nei fumi secchi) delle turbine di prima generazione, le macchine moderne riescono a contenere le emissioni di ossidi di azoto entro 25-50 mg/Nm³. (vedi precedente manuale: L.Bruzzi, A.Soloni, *Energia e tutela ambientale – Aspetti tecnici e normativi*). Queste prestazioni sono ottenibili con combustori e bruciatori speciali, detti Dry-Low-NO_x (DLN), forniti ormai da tutti i principali costruttori.

In tutti i casi, la riduzione della produzione di ossidi di azoto termici è ottenuta controllando la temperatura massima della fiamma; a sua volta questo controllo è ottenuto realizzando fiamme parzialmente o totalmente premiscelate invece delle usuali fiamme a diffusione.

In alternativa all'impiego dei costosi combustori DLN, il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto può essere ottenuto con due strategie alternative:

a) iniezione di acqua o vapore nel combustore. In questo modo diminuisce la temperatura di fiamma e quindi la produzione di NO_x. Le implicazioni di questa strategia sono duplici: (i) aumento della potenza erogata dal turbogas; (ii) possibile aumento delle emissioni di CO e incombusti. Il primo effetto apre la strada ad una serie di varianti del ciclo a gas nel quale l'iniezione di vapore o acqua non è attuata tanto per ridurre le emissioni, bensì per realizzare un vero e proprio "ciclo misto" gas - vapore. Il secondo effetto impedisce di spingere l'iniezione di acqua o vapore oltre un certo limite, oltre il quale la riduzione di NO_x sarebbe accompagnata da intollerabili emissioni di CO e incombusti.

b) Installazione di un reattore catalitico "SCR" per la riduzione degli NO_x a N₂ (mediante iniezione di ammoniaca o urea) a valle dello scarico della turbina a gas. In questo caso le emissioni di NO_x possono essere ridotte a pochi mg/Nm³, a fronte tuttavia di un significativo aumento del costo dell'investimento e, soprattutto, degli oneri di gestione. La movimentazione dell'ammoniaca e la necessità di mantenere il reattore catalitico entro una "finestra di temperatura" piuttosto ristretta (320-380 °C) impongono inoltre notevoli appesantimenti e rigidità della gestione dell'impianto.

Nella soluzione impiantistica di base (quella senza iniezione di vapore), alla quale si conformano la maggioranza delle applicazioni, i prodotti della combustione scaricati dalla turbina entrano in una caldaia a recupero nella quale sono collocati fasci tubieri per il riscaldamento del fluido termovettore.

Nel caso di produzione di acqua calda, olio diatermico o altro fluido non soggetto a cambiamento di fase, la disposizione della caldaia è estremamente semplice, consistendo di un unico fascio tubiero; nel caso, più frequente, di produzione di vapore, la caldaia diventa più complessa. Il recupero di calore non altera la potenza elettrica erogata dalla turbina a gas, se non per la piccola quota dovuta alle perdite di carico dei gas nella caldaia a recupero, che comportano una modesta contropressione allo scarico della turbina e quindi una piccola riduzione della potenza netta.

L'indipendenza della produzione di elettricità dalla produzione di calore è una delle caratteristiche fondamentali della turbina a gas in versione cogenerativa, che sotto questo punto di vista si comporta in modo analogo al motore alternativo.

Una variante del ciclo di turbina a gas particolarmente interessante per applicazioni cogenerative è il ciclo con iniezione di vapore (STIG). Il vapore prodotto nella caldaia a recupero può essere inviato all'utenza termica o all'iniezione in camera di combustione, a seconda che nell'esercizio dell'impianto si voglia privilegiare la produzione termica o quella elettrica. Ciò consente una grande flessibilità di funzionamento.

3.4.3 *Turbine a vapore*

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel sito: http://www.aster.it/opet/new_coogen.htm

<< Gli impianti a vapore per la cogenerazione sono realizzati fundamentalmente secondo due schemi base:

- impianti a contropressione: in tali impianti tutto il vapore dopo l'espansione fino ad una data pressione in turbina è inviato all'utenza termica. Tale schema è molto semplice e poco costoso (manca completamente la parte di bassa pressione dell'impianto che è particolarmente cara), ma è anche poco flessibile essendo la produzione termica e quella elettrica strettamente legate. Per questo motivo è particolarmente adatto per utenze, quali quelle industriali, che abbiano una richiesta termica costante nel tempo e di lunga durata. Questi impianti raggiungono valori elevati del fattore di utilizzazione grazie alle perdite ridottissime (praticamente solo quelle al camino della caldaia); per contro il rendimento elettrico è basso ($\eta_{el}=0,10\div 0,20$) sia perché manca la parte di bassa pressione, sia perché vengono utilizzate apparecchiature poco sofisticate;
- impianti a derivazione e condensazione: in questo caso il vapore inviato all'utenza termica è prelevato da uno spillamento della turbina a vapore. In questo caso il rapporto tra energia meccanica/elettrica e termica prodotte non è costante per cui l'impianto risulta più flessibile di quello a contropressione. Impianti di questo tipo sono consigliabili in caso di richiesta termica molto variabile nel tempo (come ad esempio negli impianti per il teleriscaldamento). L'utilizzo dell'energia è minore rispetto al caso precedente in quanto vi sono le perdite al condensatore; il rendimento elettrico è invece maggiore ($\eta_{el} = 0,32\div 0,38$).

Gli impianti a vapore sono in genere di grandi dimensioni e complessi, hanno un campo di potenza di 1.000÷100.000 kW e anche oltre, possono bruciare qualsiasi tipo di combustibile, sono molto affidabili, il calore è fornito a temperatura costante. Poiché il vapore per l'utenza è ottenuto a spese della produzione elettrica, tali impianti sono vantaggiosi quando il calore è richiesto a temperature non molto elevate (circa fino ai 200 °C).>>

3.4.4 *Impianti cogenerativi a ciclo combinato gas-vapore*

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel sito: http://www.aster.it/opet/new_coogen.htm

<< Gli impianti cogenerativi a ciclo combinato, ultimi nati in ordine di tempo fra gli impianti trattati in precedenza, rappresentano attualmente la soluzione più utilizzata per richieste termiche ed elettriche elevate (sopra i 25 MW elettrici). Come rappresentato in figura il lay-out del sistema cogenerativo combinato è del tutto simile ad un gruppo combinato gas-vapore dal quale si differenzia per la presenza dell'utenza termica solitamente disposta in parallelo con la turbina a vapore. Tale disposizione permette di utilizzare con estrema flessibilità il vapore prodotto dalla caldaia a recupero per soddisfare diverse richieste termiche ed elettriche. Grazie a ciò l'impianto consente di lavorare con elevati rendimenti anche quando le richieste termiche sono basse o addirittura nulle, cosa che non è possibile nel caso di gruppi turbogas dove, alle basse richieste termiche, è associata una forte dissipazione energetica dovuta all'impiego del camino di by-pass.>>

3.4.5 Quadro di riferimento normativo

Il Decreto Legislativo n. 79/99 ha dato mandato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) di definire a quali condizioni la produzione combinata di energia elettrica e calore può chiamarsi cogenerazione e godere dei relativi benefici di legge. L'AEEG ha pertanto emanato, il 19 marzo 2002, la Delibera n. 42/02, la quale stabilisce che un impianto produce con caratteristiche di cogenerazione quando alcune grandezze caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) ed il suo Limite Termico (LT), sono rispettivamente maggiori di due valori limite fissati nella delibera stessa (articolo 2.2, *Definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 2, lettera g), del decreto legislativo n. 164/00*).

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla cogenerazione sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di certificati verdi;
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- diritto al rilascio di certificati verdi (per i soli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento);
- qualifica di Cliente Idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas utilizzata in cogenerazione);
- possibile ottenimento di "titoli di efficienza energetica" commerciabili.

3.4.6 Attività svolte dal Gestore del Sistema Elettrico – GRTN

Il testo riportato nel presente paragrafo riproduce fedelmente quanto contenuto nel sito: <http://www.grtn.it>

<< Secondo la Delibera n. 42/02, i Produttori che intendano avvalersi dei benefici di legge devono dichiarare ogni anno al Gestore del Sistema Elettrico - GRTN le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente, e la quantità di energia primaria consumata per produrle.

Le dichiarazioni devono essere accompagnate da informazioni tecniche riguardanti l'impianto, quali: schema di funzionamento, taglie del macchinario, metodi di misura impiegati e altre ancora. Sulla base di tali dati, il Gestore del Sistema Elettrico - GRTN verifica che gli indici IRE e LT siano superiori ai rispettivi valori minimi.

Come previsto dalla Delibera n. 42/02 (art. 4.4), nei casi in cui le dichiarazioni sono risultate incomplete, il Gestore del Sistema Elettrico - GRTN informa di ciò i vari soggetti produttori, richiedendo documentazione integrativa.

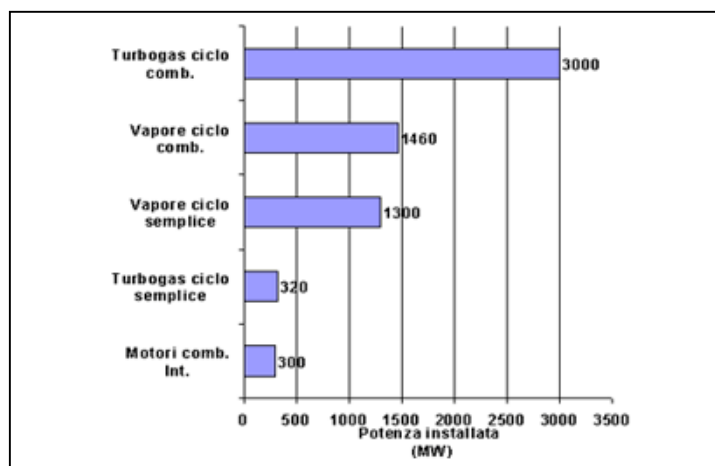
Anno 2004

Nel 2004 sono pervenute al GRTN dichiarazioni per 215 sezioni di impianto. Il GRTN ha esaminato singolarmente tali richieste, verificando se ciascuna sezione di impianto possedesse i requisiti necessari per essere considerata sistema di cogenerazione nell'anno considerato.

Per le suddette dichiarazioni, relative alla produzione realizzata nel corso del 2003, i risultati complessivi sono i seguenti:

- 203 sezioni hanno soddisfatto i requisiti di cogenerazione;
- sezioni non hanno soddisfatto i requisiti;
- 9 sezioni con documentazione insufficiente.

Figura 3.9 - Potenza installata in impianti di cogenerazione suddivisa in funzione del ciclo termico impiegato. Anno 2003 (Credit: Dati GRTN)



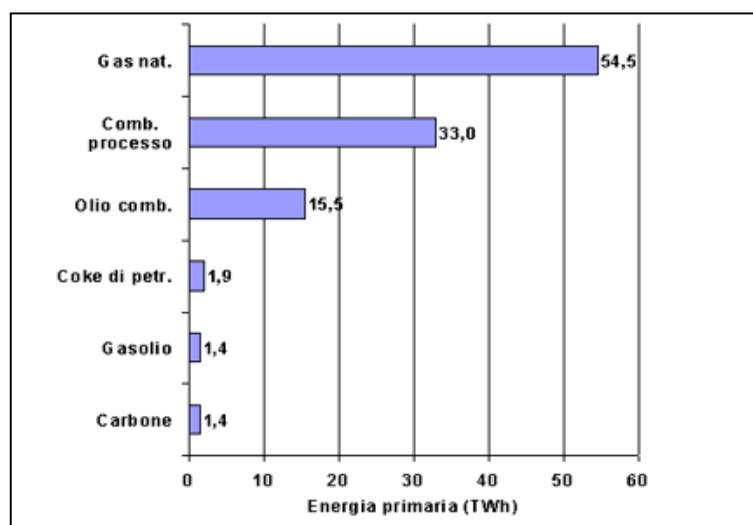
Gli impianti riconosciuti di cogenerazione relativamente alla produzione 2003 hanno una potenza installata complessiva di 6.400 MW, che rappresenta circa l'8% del parco totale di generazione italiano e l'11% del solo parco termoelettrico.

La Figura 3.9 riporta la potenza installata negli impianti di cogenerazione suddivisa in funzione dei motori primi: turbine a gas ed a vapore (in ciclo semplice o in ciclo combinato); motori a combustione interna.

Gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto nel corso del 2003 circa 35 TWh elettrici e 38 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 108 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari, sempre nel 2003, al 12% dell'intera produzione elettrica nazionale, ed al 15% della produzione di origine termoelettrica. Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dal gas di processo e dall'olio combustibile.

La Figura 3.10 illustra il peso relativo dei principali combustibili impiegati.

Figura 3.10 - Principali tipi di combustibili impiegati per la cogenerazione nel 2003 (Credit: Dati GRTN)



Anno 2005

Il 31 marzo 2005 è scaduto il termine per l'invio al GRTN delle richieste di riconoscimento come cogenerazione relative alla produzione 2004. Sono pervenute richieste per 280 sezioni di impianto.

Come già negli anni precedenti, il GRTN ha esaminato singolarmente tali richieste, verificando se ciascuna sezione di impianto possedesse i requisiti necessari per essere considerata sistema di cogenerazione nell'anno 2004.

Per tali dichiarazioni i risultati complessivi dell'esame sono i seguenti:

- 260 sezioni hanno soddisfatto i requisiti di cogenerazione;
- 10 sezioni non hanno soddisfatto i requisiti;
- per 10 sezioni la documentazione pervenuta è risultata insufficiente.

Un confronto tra i dati sopra riportati e gli analoghi relativi alle domande pervenute nel 2004 consente alcune interessanti osservazioni.

L'incremento nel numero delle domande si spiega facilmente considerando la maggior convenienza della produzione in cogenerazione, dovuta:

- all'entrata in vigore della Legge 23 agosto 2004, n. 239, che riconosce il diritto alla emissione di Certificati Verdi agli impianti di cogenerazione associati a reti di tele-riscaldamento;
- alla nuova disciplina introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la Delibera n. 34/05 che, sotto opportune condizioni, remunera in modo particolarmente conveniente l'energia elettrica prodotta in regime di cogenerazione (prodotta, cioè, conformemente a quanto stabilito dalla Delibera n. 42/02) da impianti di potenza inferiore a 10 MVA.

Tali due provvedimenti completano, estendendolo agli impianti medio-piccoli, il quadro legislativo di incentivazione alla cogenerazione, che finora era di fatto orientato soprattutto agli impianti di grande taglia (esonero dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi; diritto alla priorità di dispacciamento).

Nel 2004 sono stati prodotti in cogenerazione circa 36 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 110 TWh. Si sono quindi risparmiati, grazie alla cogenerazione, circa 35 TWh. Si osserva quindi una sostanziale coerenza con le corrispondenti grandezze riferite al 2003.

Il gas naturale si conferma il combustibile più diffuso, seguito dal gas di processo e dall'olio combustibile (Figura 3.11).

La potenza installata totale ammonta a circa 6.900 MW; la Figura 3.12 di seguito ne illustra la suddivisione secondo il tipo di motore primo. Rispetto al 2003, si può notare un certo incremento nella potenza delle turbine a gas in ciclo semplice, tipiche degli impianti di taglia media e piccola, a conferma di quanto già osservato riguardo alle più recenti forme di incentivazione alla cogenerazione.>>

Figura 3.11 - Principali combustibili utilizzati per la cogenerazione. Anno 2004
(Credit:Dati GRTN)

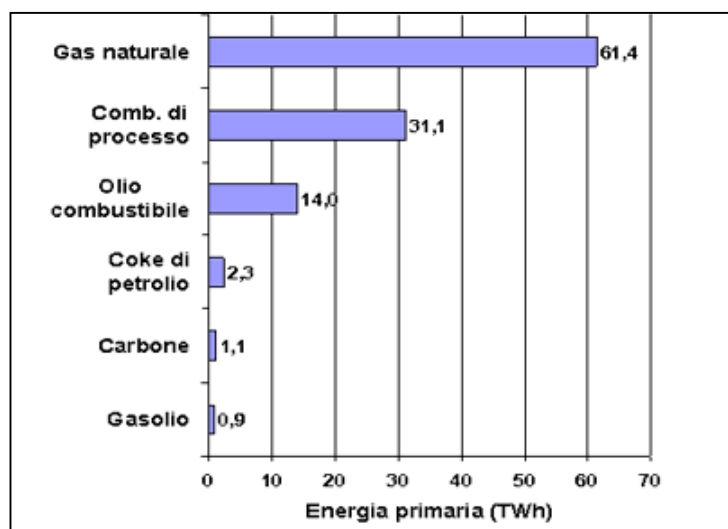
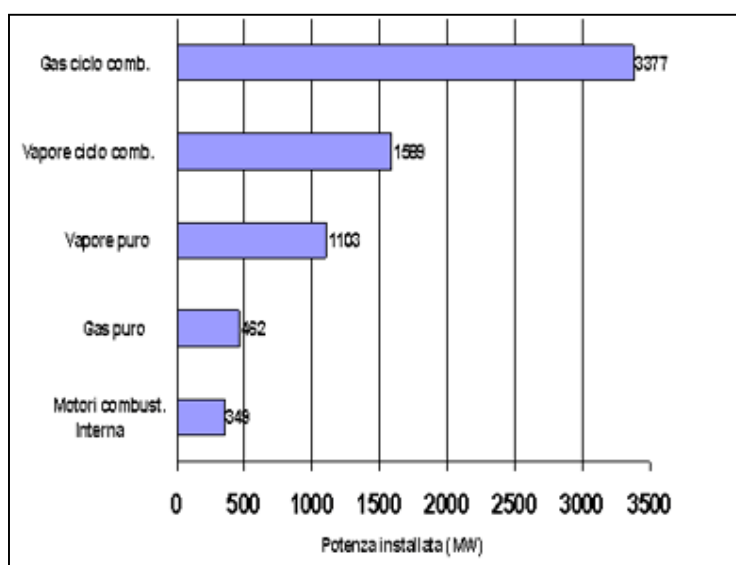


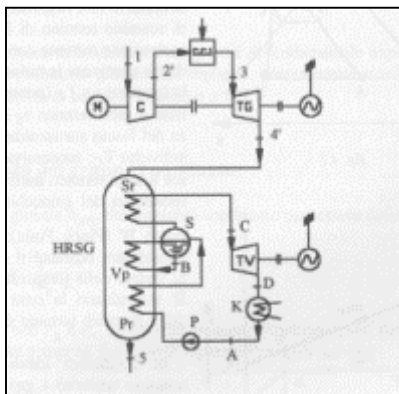
Figura 3.12 – Potenza di cogenerazione secondo i vari tipi di motore. Anno 2004
(Credit:Dati GRTN)



3.5 Ciclo combinato

L'impianto a ciclo combinato è l'evoluzione concettualmente più avanzata di cicli che producono energia da vapore o da gas. Con l'espressione "ciclo combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento. Per quanto riguarda il ciclo a gas, un compressore aspira l'aria dall'ambiente esterno portandola a pressioni elevate. L'aria così compressa viene immessa in camera di combustione assieme al combustibile (gas naturale); la miscela che si forma viene incendiata e i gas prodotti ad alta pressione e temperatura si espandono in una turbina a gas (turbogas) che, ruotando, trascina un alternatore che genera energia elettrica (figura 3.13).

Figura 3.13 - Schema di ciclo combinato (Credit: G. Cantore, *Macchine*, Esculapio)



I cicli termodinamici che normalmente vengono associati per dare luogo ad un sistema a ciclo combinato sono il ciclo a gas Brayton e il ciclo a vapore Rankine. La combinazione di questi due cicli comporta un notevole innalzamento del rendimento complessivo. In un impianto a ciclo combinato di questo tipo la turbina a gas genera elettricità e il calore di scarico che esce dalla turbina viene utilizzato per produrre vapore che viene poi fatto espandere in turbina per produrre ulteriore elettricità.

Come regola generale in un ciclo termodinamico che voglia raggiungere rendimenti elevati la temperatura di ingresso deve essere la più alta possibile come pure la temperatura di uscita deve essere la più bassa possibile. Queste condizioni si raggiungono combinando i due citati cicli termodinamici.

In un impianto a vapore l'acqua è il fluido di lavoro: in questo caso per raggiungere elevate temperature l'acqua deve essere portata ad alta pressione mettendo così a dura prova i materiali che costituiscono le strutture di contenimento dell'intero impianto a vapore. I materiali attualmente disponibili idonei a raggiungere alte temperature a contatto con il vapor d'acqua non possono superare temperature dell'ordine di 650°C .

L'uso della turbina a gas come primo stadio del ciclo combinato permette temperature di ingresso superiori ai 1200°C . La tecnologia che ha permesso lo sviluppo di turbine in grado di lavorare a così elevate temperature è di provenienza aeronautica: si tratta delle turbine poste all'uscita della camera di combustione degli aerei a reazione che serve ad azionare il compressore dell'aria di combustione necessaria a sviluppare le potenze richieste.

Il rendimento di un impianto a ciclo combinato è dato dalla somma della potenza elettrica e della potenza termica prodotte, rapportate alla potenza termica prodotta nella combustione del combustibile. Il rendimento termico-elettrico può raggiungere valori del 60% e il rendimento combinato di elettricità e calore può raggiungere livelli dell'ordine dell'85%.

Il combustibile più idoneo per gli impianti a ciclo combinato è il gas naturale: tale combustibile permette infatti di produrre, per ogni kWh prodotto, minori quantitativi di anidride carbonica e di inquinanti atmosferici rispetto agli altri due combustibili fossili.

Va inoltre evidenziato il fatto che l'utilizzo di derivati del petrolio e del carbone per gli impianti a ciclo combinato comporta fenomeni di usura più accentuati per le pale delle turbine a gas dovute alla produzione nella combustione di inquinanti atmosferici e di particolato.

Figura 3.14 - Schema di ciclo combinato

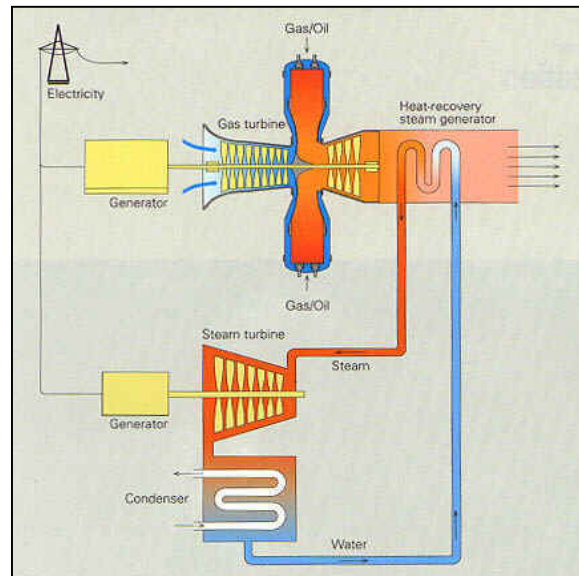


Figura 3.15 - Ciclo combinato con cogenerazione

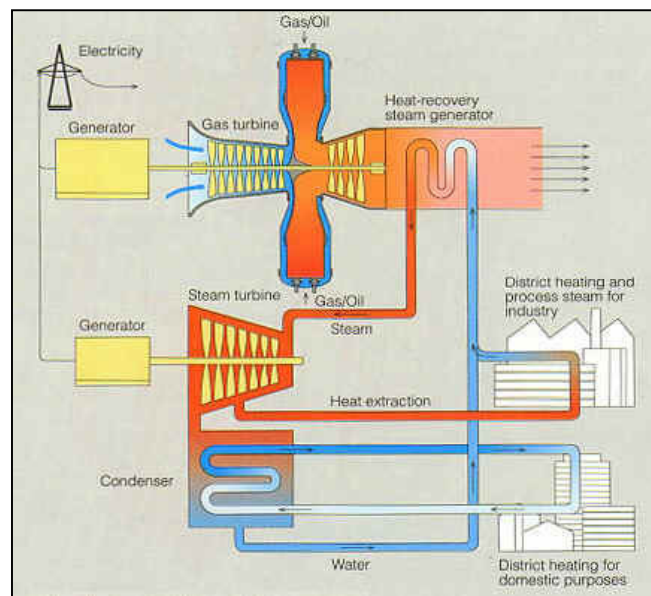


Figura 3.16 - Rappresentazione schematica ciclo combinato

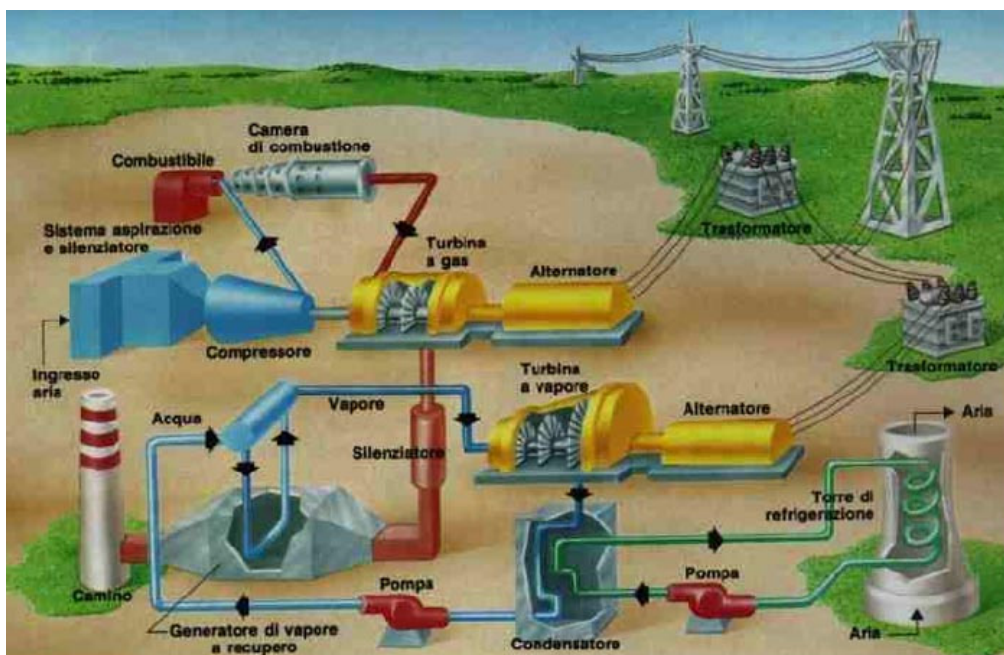


Tabella 3.6 - Esempio di dati di progetto

Potenza elettrica lorda	400 MW di cui: 260 MW per la turbina a gas 140 MW per la turbina a vapore
Potenza termica	700 MW
Rendimento elettrico al netto degli autoconsumi	55%
Energia elettrica generata	3 mldi di kWh/anno
Altezza camino	50-60 m
Combustibile	Gas naturale
Portata combustibile	60 t/h (max)

Figura 3.17 - Vista d'insieme di una centrale a ciclo combinato raffreddata con torri a secco



In Tabella 3.7 sono riportati in sintesi i fattori di emissione (forniti dall'EPA americana) dei microinquinanti organici prodotti dalla combustione del metano in turbine a gas e di metalli pesanti; questi ultimi non sono riferiti all'uso specifico in centrali a turbogas e vanno quindi riferiti alla combustione del metano in genere, incluso ad esempio l'uso di metano per riscaldamento in una città metanizzata o l'impiego per autotrazione.

Tabella 3.7 - Fattori di emissione di diversi inquinanti prodotti dalla combustione del metano in turbine a gas (Credit: US-EPA)

Fattori di emissione inquinanti (dati per unità di combustibile bruciato)				
Combustibile	Gas naturale in turbogas		Olio combustibile	
Sostanze inquinanti	Fattori di emissione		Fattori di emissione	
	lb/MMBTU	g/GJ	lb/10 ³ Gal	g/GJ
CO ₂	110	47332	25000	71761
NO _x	(2)	23	(2)	
CO	(2)	23	(2)	
CH ₄ +N ₂ O	0,01	5	0,39	1,12
SO ₂	0,003	1,46	94,20	270,40
TOC	0,011	4,7	1,04	2,99
Idrocarburi reattivi	0,001	0,43	0,04	0,12
PM10 (filtrabile)	0,0019	0,82	7,00	20,09
PM10 (condensabile)	0,0047	2,02	1,50	4,31
PM10 (totale)	0,007	2,84	8,50	24,40
Metalli pesanti totali	0,043	0,02	0,16	0,47

(2) Dato assunto pari ai valori migliori dichiarati dal proponente

Come si può notare:

- le emissioni di particolato sottile sono suddivise in due parti, il particolato filtrabile e quello condensabile. La prima frazione, cui si riferiscono i dati americani, è quella rilevabile nei fumi mediante prelievi su filtro. La frazione condensabile non si presenta solida nelle condizioni di prelievo al camino, ma si trasforma in particolato (sottile) una volta portata a temperatura ambiente;
- la principale emissione di microinquinanti organici è costituita da formaldeide che nel turbogas viene prodotta in quantità più elevata rispetto alla generica combustione del gas naturale, probabilmente a seguito delle elevate temperature in gioco;
- per i metalli pesanti non si evidenziano elementi prevalenti rispetto ad altri, trattandosi in genere di elementi presenti in tracce nel pulviscolo trascinato durante la fase di estrazione del gas e trasporto nei metanodotti.

Se questi fattori di emissione vengono applicati ai consumi di gas di una centrale a ciclo combinato da circa 780 MWe a gas naturale, con le stesse ipotesi dimensionali già utilizzate dall'EPA. In questo modo possiamo dare una dimensione a tutte le quantità di microinquinanti emessi annualmente dalla citata centrale come descritto in forma sintetica nella Tabella 3.8. Si può notare che:

- una emissione non trascurabile di idrocarburi non reattivi (pari a circa 14 t/anno, di cui 10 costituite da formaldeide);
- i metalli pesanti sono emessi in quantità effettivamente molto ridotte (0,67 t/anno).

Tabella 3.8 - Emissioni di inquinanti principali e microinquinanti da parte di una centrale a ciclo combinato da 780 MWe e confronto con le emissioni di una centrale di piccola taglia a olio combustibile (Credit: US-EPA)

	Centrale a ciclo combinato di grossa taglia		Centrale di cogenerazione industriale	
Combustibile	Gas Naturale		Olio combustibile BTZ	
Parametri di funzionamento				
Potenza	780	MWe	78	MWe
Rendimento elettrico	0,55		0,20	
Ore/anno	6000		6000	
Consumo metano	33788451	GJ/anno	9181364	GJ/anno
Energia elettrica prodotta	4680	GWh/anno	468	GWh/anno

Sostanze inquinanti	Emissioni annuali	Emissioni per unità di energia elettrica prodotta	Emissioni annuali	Emissioni per unità di energia elettrica prodotta
	t/anno	kg/ GWh	t/anno	kg/GWh
CO ₂	1599289	341729	658867	1407836
NO _x	777	166	1068	2282
CO	777	166	27	57
CH ₄ +N ₂ O	169	36,0	10,3	22,0
SO ₂	49	11	2483	5305
TOC	160	34,2	27,4	58,6
Idrocarburi reattivi	14,5	3,1	1,1	2,4
PM10 filtrabile	27,6	5,9	184,5	394,2
PM10 condensabile	68,3	14,6	39,5	84,5
PM10 totale	96,0	20,5	224,0	478,7
Metalli pesanti totali	0,67	0,14	4,3	9,3

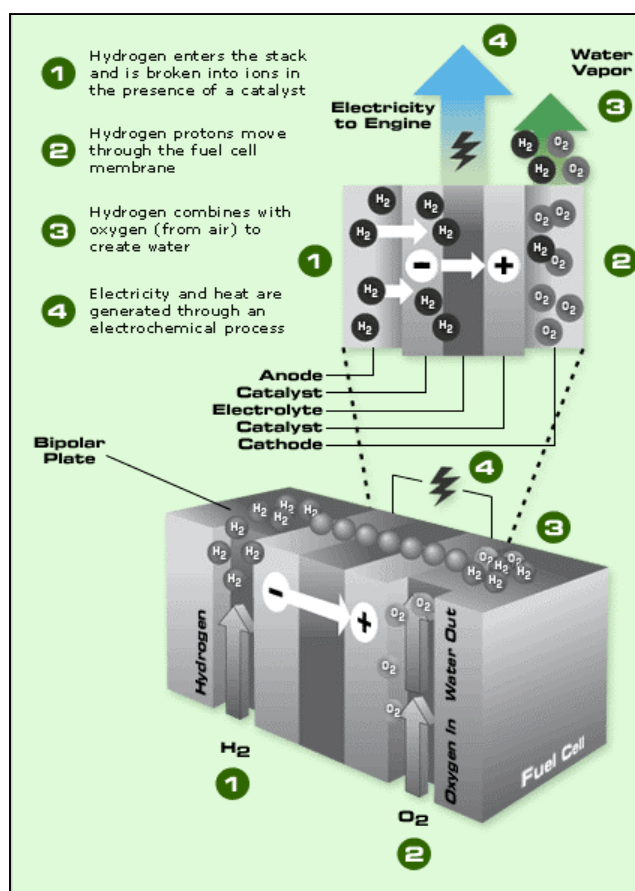
3.6 Celle a combustibile

3.6.1 Principi di funzionamento

Dalle comuni pile elettriche, le celle a combustibile si differenziano in quanto sono basate su una reazione di combustione controllata, in cui il combustibile è idrogeno (H₂) e il comburente è ossigeno (O): il prodotto finale è acqua (H₂O). Gli elettrodi, l'anodo e il catodo, sono immersi in un elettrolita che può essere di vario tipo (acido fosforico, carbonati fusi, ossidi solidi ceramici ecc.). L'erogazione di energia elettrica prosegue finché la cella a combustibile viene alimentata con il combustibile all'anodo e con un comburente al catodo. I due reagenti non entrano in contatto direttamente fra loro, ma attraverso la mediazione dell'elettrolita. Gli impianti completi sono formati, oltre che dalla cella, da un sistema (reformer) per produrre idrogeno che si ricava a partire dai vari tipi di combustibili a disposizione (gas naturale, biogas ecc.). Accanto al vantaggio di sfruttare praticamente tutti i combustibili in modo pulito, le celle a combustibile ne offrono altri, quali l'estrema varietà di potenza installabile (da qualche kW fino a 100 MW), la minima rumorosità e l'eccellente efficienza energetica.

La struttura di una cella a combustibile è molto semplice: essa è composta di tre strati sovrapposti. Il primo strato è l'anodo, il secondo è l'elettrolita e, il terzo, il catodo. L'anodo e il catodo servono da catalizzatori, mentre lo strato intermedio consiste in una struttura di supporto che assorbe l'elettrolita. Nei vari tipi di celle a combustibile vengono usati differenti elettroliti; alcuni di questi sono liquidi, altri solidi e altri ancora hanno struttura membranosa.

Figura 3.18 - Schema di funzionamento di una cella a combustibile (Credit: <http://www.nuvera.com/>)



Una singola cella produce normalmente una tensione di 0,7 V e correnti comprese tra 300-800 mA/cm², quindi per ottenere la potenza ed il voltaggio desiderato più celle sono disposte in serie, a mezzo di piatti bipolari, a formare il cosiddetto “stack” (Figura 3.18).

Gli stack a loro volta sono assemblati in moduli, per ottenere generatori della potenza richiesta.

Il processo che si svolge in una cella a combustibile è inverso di quello dell'elettrolisi: nel processo dell'elettrolisi l'acqua, con l'impiego di energia elettrica, viene decomposta nei suoi componenti gassosi idrogeno (H₂) e ossigeno (O). Una cella a combustibile inverte questo processo e unisce i due componenti producendo acqua.

Esistono differenti tipi di celle che si distinguono per la loro struttura e il loro funzionamento.

Normalmente le celle vengono classificate sulla base dell'elettrolita utilizzato (celle alcaline, ad elettrolita polimerico, ad acido fosforico, a carbonati fusi, ad ossidi solidi) o alla temperatura di funzionamento (celle a bassa ed alta temperatura).

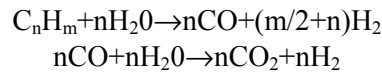
L'elettrolita determina o condiziona fortemente:

- il campo di temperatura operativo
- il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella
- la natura dei materiali costruttivi
- la composizione dei gas reagenti
- la modalità di smaltimento dei prodotti di reazione
- le caratteristiche di resistenza meccanica e di utilizzo
- la vita della cella.

Gli impianti con celle a combustibile sono costituiti da tre sezioni principali:

- **Una sezione di trattamento del combustibile** (gas naturale, metanolo, gas di sintesi di prodotti di gassificazione del carbone, biogas), che converte lo stesso in un gas di sintesi contenente idrogeno, purificato secondo le necessità imposte dal tipo di cella.

La produzione di idrogeno viene ottenuta con sistemi che utilizzano processi di *steam reforming*, ossidazione parziale, o *autothermal reforming*. Il processo normalmente impiegato quando si parte da idrocarburi leggeri è quello del reforming catalitico con vapore, seguito da conversione dell'ossido di carbonio:



Nel processo occorre adottare condizioni di reazione che prevengano la formazione di composti indesiderati (es. formazione di carbonio) che comprometterebbero l'efficienza del processo stesso. Questa sezione non è necessaria se si utilizza idrogeno, se s'impiegano celle ad alta temperatura (MCFC o SOFC) in cui la riforma del combustibile avviene all'interno della cella stessa o nel caso di celle a metanolo diretto.

- **Una sezione elettrochimica**, costituita dalle celle che producono energia elettrica per via elettrochimica attraverso una reazione tra l'idrogeno alimentato all'anodo e l'ossigeno alimentato al catodo; la trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore.
- **Un sistema di condizionamento di potenza elettrica**, che trasforma l'energia, prodotta sottoforma di corrente elettrica continua, in corrente alternata di opportune caratteristiche.

Completano l'impianto un sistema di regolazione e recupero calore, che può essere utilizzato sia all'interno dell'impianto (ad esempio per il reattore di conversione del combustibile), che per utenze esterne di cogenerazione e un sistema di controllo che assicura il coordinamento delle diverse sezioni dell'impianto.

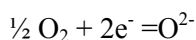
3.6.2 Celle ad acido fosforico

Le celle a combustibile ad acido fosforico (PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cells) sono particolari celle dove l'elettrolita è una soluzione concentrata di acido fosforico. Il combustibile impiegato è l'idrogeno e l'ossidante è l'ossigeno. Fisicamente la cella ad acido fosforico è costituita da due elettrodi di carbonio porosi su cui è stato depositato il catalizzatore (in genere platino).

I due elettrodi sono collegati fra loro da un circuito esterno che preleva corrente e separati da uno strato di elettrolita. Nel caso delle celle ad acido fosforico l'elettrolita (acido concentrato) è mescolato ad una matrice di teflon, silice o carburo di silicio che funge da supporto. In generale la funzione dell'elettrolita è quella di chiudere il circuito permettendo il trasporto di ioni ma non di elettroni, in quanto questi scorrono nel circuito esterno come in una pila. Il combustibile (idrogeno) viene immesso in uno dei due compartimenti della cella (dove avviene l'ossidazione o anodo). A contatto col catalizzatore avviene la reazione:



Gli elettroni (e^-) scorrono attraverso il circuito esterno fino all'altro elettrodo. In questo compartimento (dove avviene la riduzione o Catodo) viene immesso ossigeno. L'ossigeno subisce il processo di riduzione:



Appena prodotti, gli ioni O^{2-} si legano con 2 ioni H^+ che provengono dall'elettrolita acido e che possono attraversare l'elettrodo poroso. Si produce così acqua che viene rimossa come vapore dal semplice flusso di ossigeno. Gli ioni H^+ ceduti dall'elettrolita vengono recuperati prelevando quelli che si erano formati all'anodo dall' H_2 .

In dettaglio lo schema dei processi in questa cella è rappresentato in Figura 3.19.

Tali celle operano a temperature prossime ai 200 °C. Rappresentano la tecnologia più matura per gli usi stazionari, con commercializzazione già avviata per le applicazioni di cogenerazione nei settori residenziale e terziario (100-200 kW).

I sistemi che utilizzano questi tipi di celle sono caratterizzati da un'efficienza elettrica tra il 37% ed il 42% e consentono di disporre di calore ad una temperatura tale da poter essere sfruttato sia all'interno dell'impianto che per utenze esterne di cogenerazione.

Tra i principali costruttori impegnati nello sviluppo di impianti con celle ad acido fosforico ci sono la UTC Fuel Cells negli Stati Uniti, Fuji Electric, Hitachi, Mitsubishi Electric e Toshiba in Giappone. Tali celle, prima del grosso sviluppo della tecnologia PEFC, hanno trovato applicazione nel settore dei trasporti urbani (autobus).

Le applicazioni più promettenti per le PAFC si possono individuare in quei campi di utilizzo dove, oltre ad un'elevata efficienza elettrica, diventa rilevante sia la qualità dell'energia prodotta, che il ridottissimo impatto ambientale localizzato (ospedali, alberghi, edifici commerciali, società di telecomunicazione).

I problemi ancora aperti riguardano l'ottimizzazione delle prestazioni e della durata degli impianti e la riduzione dei costi, ancora elevati rispetto a quelli dei sistemi convenzionali. Per l'ingresso sul mercato, gli obiettivi da raggiungere sono una durata almeno di 40.000 ore ed un costo inferiore a 1.500 \$/kW.

Figura 3.19 - Schema di funzionamento di una cella ad acido fosforico

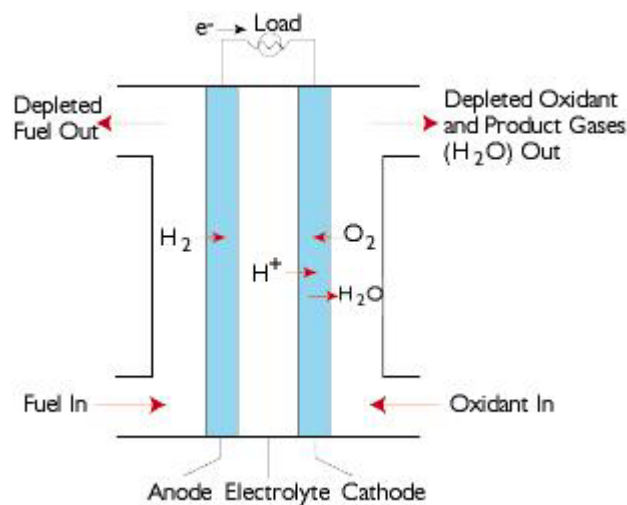


Figura 3.20 - Sistema costituito da celle PAFC da 200 kW



3.6.3 Celle ad elettrolita polimerico

Le celle ad elettrolita polimerico (PEFC - Polymer Electrolyte Fuel Cell), dalla metà degli anni ottanta sono oggetto di crescente attenzione per applicazioni nella trazione elettrica, ma ultimamente si stanno diffondendo anche nell'ambito della generazione e cogenerazione distribuita presso utenze residenziali: sono sviluppate soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1-250 kW).

Le celle PEFC, più conosciute come celle con membrana polimerica a scambio protonico (PEM: Proton Exchange Membrane), sono classificabili come celle a bassa temperatura (80 °C). Il cuore di queste celle è la membrana ad elettrolita polimerico, che le distingue e le caratterizza rispetto alle altre famiglie di celle a combustibile.

Gli elettrodi sono costituiti di carbone cosparso di materiale catalitico, generalmente platino, necessario ad aumentare le velocità delle reazioni, penalizzate dalla bassa temperatura di funzionamento. Proprio il catalizzatore è il componente della cella più intollerante alle impurità legate all'idrogeno di alimentazione: anche piccole quantità di monossido di carbonio risulterebbero velenose; per questo, necessitano o di alimentazione diretta ad idrogeno, o di una sezione di trattamento del combustibile in ingresso. Nelle PEFC il combustibile e l'ossidante sono idrogeno ed ossigeno; questi pervengono agli elettrodi allo stato gassoso, secondo due circuiti separati.

Presentano una serie di vantaggi, come:

- elevata densità di potenza dello stack (attualmente > 1 kW/kg)
- assenza di problemi di corrosione tipici di altri tipi di celle con elettrolita liquido
- relativa semplicità costruttiva
- rapidità di partenza a freddo.

La bassa temperatura operativa è tuttavia fonte di alcuni svantaggi rispetto alle altre tipologie di celle, si ha infatti:

- scarsa tolleranza alla presenza del CO combustibile,
- una più difficile integrazione termica fra il sistema di trattamento del combustibile e stack.

Per ovviare a questi svantaggi sono in atto ricerche orientate allo sviluppo di membrane in grado di lavorare a temperature più elevate (fino a 200 °C).

Le reazioni che avvengono in una cella ad elettrolita polimerico sono:

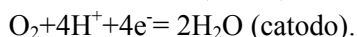
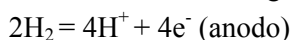


Figura 3.21 - Componenti dello stack di celle a combustibile PEM



3.6.4 Celle alcaline

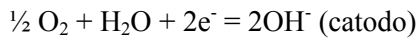
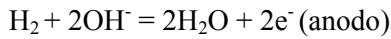
Celle alcaline (AFC - Alkaline Fuel Cells), usano un elettrolita costituito da idrossido di potassio ed operano a temperature intorno a 120 °C. Hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica soprattutto per usi speciali (applicazioni militari e spaziali).

Le loro caratteristiche (richiedono gas di alimentazione estremamente puri) ne hanno limitato fortemente la diffusione, tanto che oggi non vi sono programmi di sviluppo in corso.

Nei confronti di altri tipi di celle le AFC presentano una serie di vantaggi:

- rendimenti elettrici che possono raggiungere il 65%;
- tempi di vita lunghi (dimostrate 10.000-15.000 ore), dovuti alla buona compatibilità dei materiali;
- costi non elevati dei componenti costituenti la cella.

Le reazioni chimiche che avvengono in una cella di questo tipo sono:



L'acqua si forma all'anodo, dove viene espulsa assieme all'idrogeno residuo.

Figura 3.22 - AFC used in the space shuttle

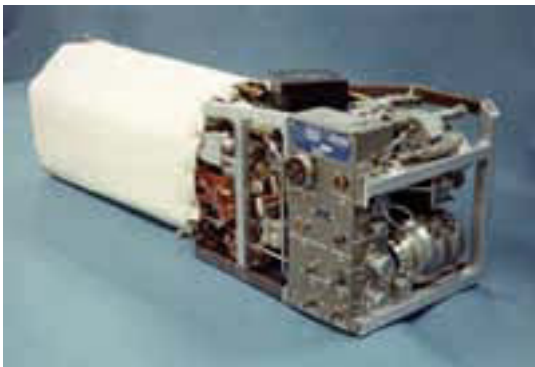


Figura 3.23 - Fuel cell from the Apollo program



3.6.5 Celle a carbonati fusi

Le celle a carbonati fusi (MCFC - Molten Carbonate Fuel Cells), usano come elettrolita una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e contenuta in una matrice ceramica porosa; sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW.

La reazione elettrochimica che avviene nella cella è:

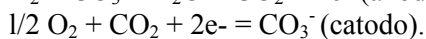
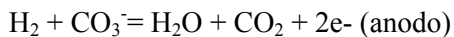


Figura 3.24 - Sistema di celle a carbonati fusi da 280 kW (Credit: <http://www.hynet.info.it>)



Rispetto alle celle che operano a bassa temperatura presentano alcuni vantaggi:

- cinetiche di reazione più veloci che eliminano il bisogno di metalli preziosi come catalizzatori;
- maggiore flessibilità nell'uso dei combustibili, con la possibilità di alimentare la cella direttamente con gas naturale o distillati leggeri senza stadio di riforma esterna del combustibile;
- possibilità di cogenerare a temperature di interesse industriale.

Con esse è possibile in prospettiva, realizzare impianti con efficienze elevate rispetto a quelle che si registrano con celle a bassa temperatura.

Le alte temperature di funzionamento ed un'elevata corrosività dell'elettrolita pongono tuttavia problemi di stabilità strutturale dei componenti della cella e fanno sì che la tecnologia stia incontrando ancora difficoltà ad affermarsi. I segmenti di mercato più promettenti per tali tipi di celle, sono nel medio termine, la generazione di energia elettrica e la cogenerazione ad alta temperatura, per taglie comprese tra 250 kW e 20-30 MW.

Tali applicazioni sono infatti quelle che consentono di utilizzare al meglio le caratteristiche positive di questi sistemi con significativi vantaggi energetici ed ambientali rispetto alle principali tecnologie concorrenti.

3.6.6 *Celle ad ossidi solidi*

Nelle celle ad ossidi solidi (SOFC - Solid Oxide Fuel Cells) l'elettrolita è formato da ossido di zirconio (ZrO_2) stabilizzato con ossido di ittrio (Y_2O_3), il catodo è costituito da manganito di lantanio opportunamente trattato ($LaMnO_3$), l'anodo da un cermet a base di nichel-ossido di zirconio ($NiZrO_2$). La temperatura di esercizio è attorno agli 800-1.000 °C.

I vantaggi derivanti dall'uso di questo tipo di celle derivano essenzialmente dal fatto di non avere un elettrolita liquido e di operare a temperature molto alte.

Essendo inoltre tutti i componenti allo stato solido, vengono eliminati i problemi di resistenza alla corrosione e di evaporazione tipici delle celle con elettrolita liquido.

Grazie all'elevata temperatura, non sono richiesti requisiti particolari per il combustibile, non è necessario un sistema di conversione del combustibile prima di alimentare la cella, avvenendo tale fenomeno direttamente all'interno dello stack stesso.

Si possono realizzare così sistemi in cui, come nel caso delle celle a carbonati, il combustibile, che può essere gas naturale, ma anche biogas, o gas da carbone, è direttamente avviato in cella, giungendo così a notevoli semplificazioni impiantistiche.

Con una temperatura di funzionamento dell'ordine di 1000 °C, il calore di scarto che le celle ad ossidi mettono a disposizione può essere utilizzato nell'ambito di cicli combinati con turbine a gas nella combinazione denominata "ciclo combinato avanzato", per i quali l'efficienza elettrica attesa è superiore al 60%.

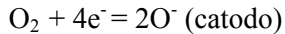
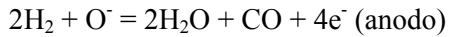
Sistemi ad alta efficienza che combinano l'uso di SOFC e turbine a gas, possono essere realizzati nell'intervallo di potenza da 250 kW ad oltre 25 MW, e rappresentano la soluzione a più alta efficienza per la generazione distribuita di energia elettrica per i prossimi anni.

Tra le varie tecnologie di celle, è l'unica che, in virtù sia della temperatura di funzionamento, che dei materiali utilizzati, possiede il potenziale per poter essere competitiva sul mercato nel campo delle applicazioni che vanno dalle piccole unità per uso residenziale della potenza di 2 W, fino agli impianti da 15-20 MW ed oltre per la produzione distribuita di energia elettrica. Celle di questo tipo vengono indicate come adatte anche per applicazioni nel settore della trazione.

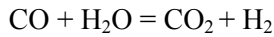
I problemi che restano ancora da risolvere per questa tecnologia sono essenzialmente legati al degrado del loro materiale ed al loro assemblaggio: questi problemi hanno finora impedito la realizzazione di sistemi di potenza superiore a qualche kW.

Un grosso sforzo, per diminuire le sollecitazioni ai materiali si sta inoltre compiendo, cercando di abbassare la temperatura di funzionamento di queste celle dagli attuali 1.000 °C a circa 700-800 °C, senza con questo provocare sensibili degradi di prestazioni.

Le reazioni elettrochimiche che avvengono nella cella sono:



Le reazioni all'anodo coinvolgono sia l'idrogeno che il monossido di carbonio prodotto dal combustibile. Quest'ultimo reagisce sia con gli ioni ossigeno per produrre anidride carbonica, sia con acqua formando idrogeno:



3.6.7 Aree di applicazione

Le celle a combustibile rivestono un notevole interesse al fine della produzione di energia elettrica, in quanto presentano caratteristiche energetiche ed ambientali tali da renderne potenzialmente vantaggiosa l'adozione:

- rendimento elettrico elevato, con valori che vanno dal 40-48% (riferito al potere calorico inferiore del combustibile) per gli impianti a celle a bassa temperatura, fino a raggiungere il 60% per quelli con celle ad alta temperatura utilizzate nei cicli combinati;
- possibilità di utilizzo di un'ampia gamma di combustibili come metano, metanolo, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, gassificazione del carbone, biomasse);
- modularità che permette di accrescere la potenza installata via via che cresce la domanda di energia elettrica, con notevoli risparmi sul piano economico e con tempi di costruzione che possono risultare notevolmente ridotti;
- efficienza indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto. Il rendimento delle celle è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto avviene con gli impianti convenzionali. In pratica una cella può operare tra il 30% e il 100% di carico, senza perdite consistenti di efficienza. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia dell'impianto;
- ridottissimo impatto ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche, il che consente di collocare gli impianti anche in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla produzione di energia elettrica distribuita;
- possibilità di cogenerazione. Il calore cogenerato può essere disponibile a diversa temperatura, in forma di vapore o acqua calda, ed impiegato per usi sanitari, condizionamento di ambienti ecc.

La diffusione dei sistemi con celle a combustibile richiede che vengano superate le barriere che ancora limitano lo sviluppo delle varie tecnologie, e che vengano messi a punto prodotti in grado di competere, per affidabilità, durata e costi con gli altri sistemi di generazione di potenza disponibili sul mercato, come turbine a gas e a vapore (semplici o a ciclo combinato).

Questi negli ultimi anni hanno fatto registrare notevoli miglioramenti dal punto di vista dell'efficienza, ma non hanno tuttavia ancora dimostrato quel livello di accettabilità ambientale che è proprio delle celle a combustibile. Le emissioni degli impianti con celle a combustibile si mantengono infatti al di sotto del 10% di quelle di un equivalente impianto convenzionale. Il contenuto di NO_x e CO è praticamente trascurabile, originandosi questi inquinanti direttamente dalla fase di combustione.

Anche composti come il particolato e SO_x sono anch'essi trascurabili; ogni impianto con celle a combustione prevede la conversione e/o l'eliminazione degli SO_x prima dell'ingresso in cella.

Prendendo come esempio un impianto da 200 kW (emissioni CO₂ pari a circa 190 kg/MWh), si stima che l'utilizzo delle celle a combustibile, per le quali si assume un rendimento del 40%, porta, rispetto ad un motore a gas della stessa taglia (rendimento 30%), ad un risparmio, in termini di emissioni di CO₂, di circa 1.000 t/anno, considerando un utilizzo medio di 7.000 ore/anno.

Le ridotte emissioni di inquinanti atmosferici locali sono abbinate ad un livello di rumorosità estremamente basso (inferiore ai 60 dBA a 10 metri), non essendo presenti grossi organi in movimento.

Gli impianti con celle a combustibile, sempre grazie alle caratteristiche di modularità, flessibilità, rendimento e compatibilità ambientale, possono trovare applicazione sia presso utenti, con piccoli impianti di generazione da alcuni kW a qualche MW, che presso aziende elettriche con taglie da qualche MW a qualche decina di MW.

Tipo Caratteristiche	CELLE A BASSA TEMPERATURA			CELLE AD ALTA TEMPERATURA	
	AFC (Celle alcaline)	PEFC (Celle ad elettrolita polimerico)	PAFC (Celle ad acido solforico)	MFC (Celle a carbonati fusi)	SOFC (Celle ad ossidi solidi)
Temperatura di esercizio [°C]	60-100	60-120	180-200	600-700	800-1000
Efficienza elettrica %	60	40-60	40-50	45-55	45-60
Temperatura media del calore residuo [°C]	<60	40-60	70-80	600-700	700-1000
Applicazioni	Spaziali, generatori portatili, trasporto	Piccoli generatori per cogenerazione e usi residenziali, trasporto	Cogenerazione, potenza distribuita	Cogenerazione industriale, potenza distribuita	Cogenerazione industriale, potenza distribuita
Vantaggi	Densità di potenza elevata	Elettrolita non volatile, minori problemi di materiali e corrosione, alta densità di potenza, resistenza a CO ₂ , bassi tempi di avviamento	Resistenza a CO ₂ , alta efficienza globale in applicazioni cogenerative, tecnologia matura	Disponibilità di calore ad alta temperatura, rendimento elevato	Disponibilità di calore ad alte temperature, non necessario uso di catalizzatori, rendimento elevato
Svantaggi	Nessuna resistenza a CO, scarsa al CO ₂ , estrema purezza del gas di alimentazione	Bassa tolleranza a CO, problemi di gestione dell'H ₂ O	Bassa tolleranza a CO	Problemi di vita e stabilità dei materiali, richiesto un ricircolo di CO ₂ , alto tempo di avviamento	Sollecitazioni termiche elevate nei materiali, Alto tempo di avviamento

3.6.8 Trasporti

Le emissioni di CO₂ dal settore trasporti nel 2000 sono state pari a 137,5 Mt ed il trasporto su strada vi contribuisce per oltre il 93%. È stato valutato che nel periodo 1990-2000 le emissioni complessive di CO₂ prodotte dal trasporto urbano passeggeri sono passate da circa 32,5 Mt a circa 40,7 Mt (+25,3%).

Nello stesso periodo, grazie un miglioramento del parco autoveature, le emissioni di monossido di carbonio e ossidi di azoto sono diminuite rispettivamente del 10% e 28%, nonostante il notevole incremento del traffico veicolare, passato da circa 149 miliardi a circa 210 miliardi di veicoli-km (+ 41%). Anche l'aumento delle emissioni di composti volatili è risultato più basso (+8,1%).

Le emissioni dovute alla mobilità delle persone su strada nonostante tutto rimane una delle principali sorgenti d'inquinamento dell'aria nei centri urbani. Nell'ottica di una mobilità sostenibile occorre adottare specifiche strategie d'intervento che consentano di:

- ridurre le emissioni specifiche di CO₂ anche attraverso una riduzione dei consumi energetici del settore, per ridurre il rischio dei cambiamenti climatici;
- contenere nelle aree urbane, i livelli di concentrazione di inquinanti atmosferici, con riferimento a componenti attualmente oggetto di maggiore attenzione come benzene o polveri fini;
- ridurre i livelli di inquinamento acustico.

L'industria automobilistica sembra oggi in grado di proporre mezzi dai consumi bassissimi e con un minor impatto ambientale rispetto al passato, ma questa offerta non è ancora in grado di rispondere alla richiesta di "veicoli ad emissione zero" per un mercato sempre più vincolato ai problemi legati all'inquinamento. A livello internazionale si guarda alla propulsione elettrica come una soluzione ideale.

L'impiego di sistemi di propulsione veicolare con celle a combustibile rappresenta una delle alternative più promettenti per il medio-lungo termine: le loro potenzialità in termini di bassi consumi ed emissioni nulle, o quasi, ne promuove la candidatura come elemento fondamentale della propulsione veicolare per il trasporto del prossimo futuro.

Le celle a combustibile possono consentire di realizzare veicoli che uniscono ai vantaggi di silenziosità ed assenza di inquinamento tipici dei veicoli elettrici a batteria, caratteristiche d'uso simili a quelle dei veicoli convenzionali in termini di autonomia e tempi di rifornimento.

Grazie all'elevata efficienza della cella, i rendimenti previsti per veicoli con celle a combustibile sono sensibilmente superiori a quelli dei motori a combustione interna. Si raggiungono, a seconda del combustibile utilizzato, valori compresi tra il 27% e il 41%, contro rendimenti medi del 16-18% e del 20-24% misurati rispettivamente per i veicoli a benzina e i veicoli diesel, nel ciclo urbano.

Qualora alimentate ad aria e ad idrogeno, le celle a combustibile presentano efficienze ineguagliabili da altri sistemi di generazione, per di più costanti con il variare del carico, ed una dinamica rapidissima, paragonabile a quella di un accumulatore tradizionale. Tali efficienze si riducono sensibilmente qualora andiamo a considerare l'intero ciclo del combustibile, dalla fase di produzione alla sua distribuzione. Efficienze maggiori si traducono anche, a parità di energia prodotta, in una riduzione della quantità di anidride carbonica emessa, anche con idrogeno prodotto a partire da combustibili fossili.

Le emissioni di sostanze inquinanti nel punto di utilizzo di un veicolo con celle a combustibile sono praticamente nulle con idrogeno e si mantengono estremamente basse con gli altri combustibili riformati a bordo (fino al 90% in meno rispetto ai motori termici).

I veicoli alimentati con celle a combustibile presentano inoltre una bassa rumorosità, poiché la sola sorgente di rumore è quella costituita dall'unità di compressione dell'aria utilizzata per l'alimentazione dello stack.

Per applicazione nei sistemi di trasporto sono state sperimentate celle polimeriche alimentate ad idrogeno o metanolo. La tecnologia PEFC è oggetto di notevole attenzione da parte dell'industria automobilistica che sta investendo notevoli risorse nella realizzazione di prototipi dimostrativi per diverse tipologie di veicoli.

È importante che gli sforzi di sviluppo siano diretti non solo al miglioramento delle prestazioni e ad un'ottimizzazione dei pesi e degli ingombri del sistema nel suo complesso, ma soprattutto ad una riduzione dei costi, ancora troppo elevati per le notevoli diseconomie di scala. La riduzione dei costi viene perseguita intervenendo sia sui materiali costituenti lo stack, sia sui processi di fabbricazione.

Oggi per stack di celle polimeriche, ancora a livello prototipale, si riportano costi dell'ordine di 3.000÷5.000 \$/kW; comunque alla luce delle iniziative di industrializzazione già avviate o di prevista attuazione, è prevedibile che tali costi siano destinati a ridursi in maniera apprezzabile già entro l'anno, pur restando sensibilmente superiori a quello dei motori tradizionali. I maggiori gruppi industriali impegnati nella realizzazione di prototipi dimostrativi, concordano nel prevedere valori intorno a 250-300 \$/kW entro il 2004, quando saranno prodotti ancora un numero limitato di veicoli, e che si potrà scendere a valori competitivi con quelli dei motori a combustione interna (50-100 \$/kW) con l'avvio della produzione di serie.

Comunque, valori intorno a 250 \$/kW sono già ritenuti sufficienti per ottenere la competitività in specifici settori del trasporto (es. nel trasporto pubblico), soprattutto se vengono contabilizzati i benefici ambientali della tecnologia rispetto ai motori convenzionali.

Figura 3.25 - Esempio di applicazione di celle a combustibile su automobile

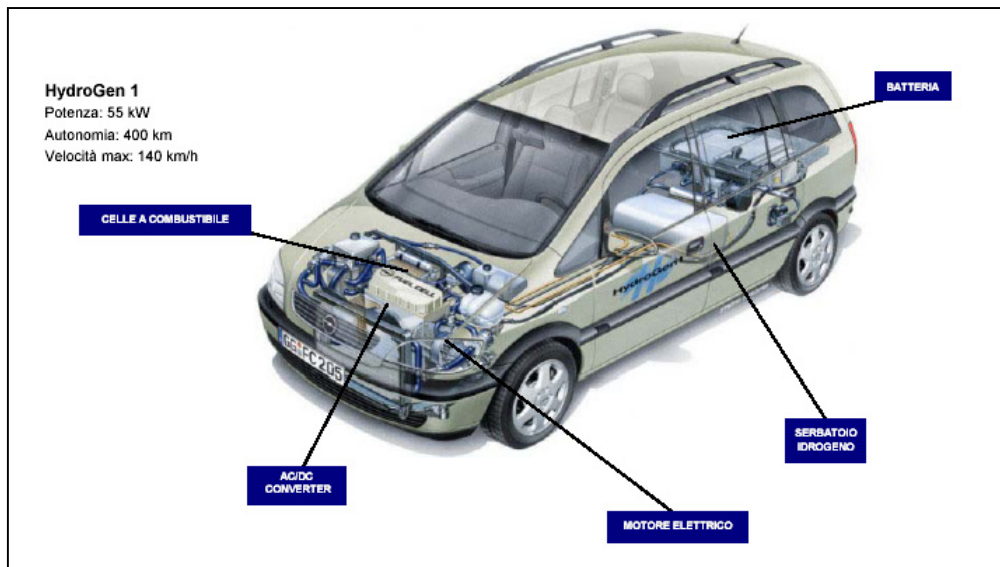


Figura 3.26 - Esempio di applicazione di celle a combustibile su autobus



4. TRASPORTI

4.1 Situazione attuale e prospettive di sviluppo

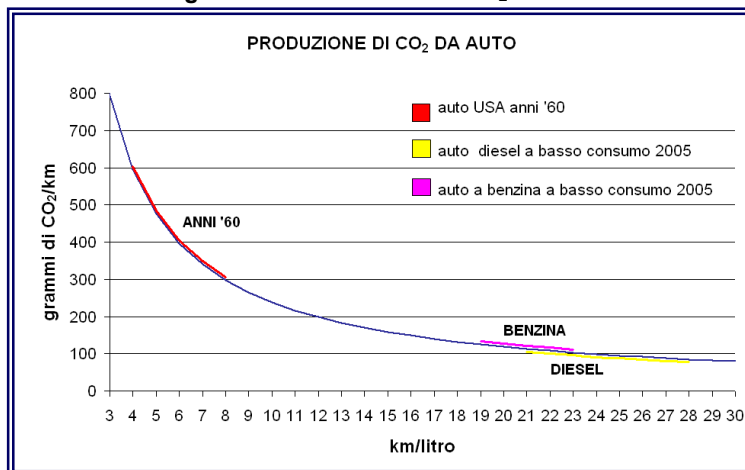
Nel settore della protezione e della tutela ambientale, sia le politiche internazionali, sia quelle europee puntano su specifiche normative ed efficaci strumenti per raggiungere sostanziali obiettivi nel miglioramento della qualità dell'aria e dell'ambiente in genere. Uno dei problemi di maggiore rilievo riguarda la tutela della qualità dell'aria, con particolare attenzione alle aree urbane in cui è in costante aumento l'inquinamento derivante dall'utilizzo di combustibili fossili nel settore dei trasporti.

Il trend evolutivo nella ricerca di carburanti di alta qualità e lo sviluppo di nuove tecnologie motoristiche hanno permesso di abbattere notevolmente le emissioni veicolari negli ultimi 20 anni. I combustibili tradizionali hanno infatti subito una drastica riformulazione che continuerà ad evolversi anche nel prossimo futuro e consoliderà l'andamento decrescente delle emissioni veicolari. Un contributo sostanziale a questa tendenza potrebbe, nel medio-lungo periodo, derivare anche dall'impiego di combustibili alternativi (GPL, gas naturale, etanolo, biodiesel, idrogeno ecc...). È comunque opportuno rilevare che, con ogni probabilità, anche nei prossimi 10-15 anni la domanda energetica del settore dei trasporti sarà quasi completamente soddisfatta dai combustibili tradizionali.

Per quanto riguarda il parco italiano di autovetture si prevede che la sua consistenza salga ancora dagli attuali 28,6 milioni di unità ai 29,2 nel 2005/2010, per poi contrarsi nel 2015 scendendo nuovamente intorno ai 28,8 milioni di vetture. È confermata l'ulteriore salita del parco-gasolio che, dal 12,6% del 1999, arriverà nel 2010/2015 a rappresentare il 20-21% del complessivo parco autovetture. Le vetture equipaggiate con impianto a GPL registreranno un leggero aumento; si prevede invece un raddoppio, entro il 2010/2015, del parco vetture alimentato a metano. La diffusione dell'auto elettrica ancora non sarà significativa, come pure sarà modesta la diffusione di vetture ibride (elettricità + benzina o gasolio) e di vetture azionate da celle a combustibile (idrogeno, metano, metanolo o benzina). È inoltre realistico ipotizzare che nel medio-lungo periodo aumenterà l'offerta del trasporto pubblico per le persone e diminuirà il trasporto su strada delle merci; nel trasporto privato è inoltre previsto un ulteriore sensibile miglioramento dell'efficienza energetica che aumenterà le prestazioni in termini di chilometri percorsi per litro, mentre nel trasporto delle merci i consumi saranno contenuti sia migliorando l'efficienza dell'automezzo, sia ottimizzando il servizio.

Quindi, nei prossimi anni, pur prevedendo buone potenzialità di sviluppo per i combustibili ed i sistemi di trazione alternativi, saranno ancora i prodotti petroliferi e le tradizionali quanto attuali tecnologie motoristiche a giocare il ruolo fondamentale nel settore dei trasporti in riferimento alla tutela della qualità dell'aria urbana.

Figura 4.1 - Produzione di CO₂ da auto



4.2 La normativa vigente

L'Unione Europea, già nel V Programma d'Azione Ambientale, aveva indicato proposte concrete che riguardano la tutela ambientale a lungo termine ed in particolare la qualità dell'aria e l'acidificazione. Il primo Progetto d'azione in materia di combustibili puliti è stato quello denominato "Auto Oil" (<http://europa.eu.int/comm/environment/autooil/>) nell'ambito del quale era prevista una stretta collaborazione dell'Unione Europea con le associazioni commerciali dei produttori di automobili e dell'industria del petrolio. Il Progetto "Auto Oil" si prefiggeva l'obiettivo di individuare, dal punto di vista tecnico ed economico, la migliore strategia in materia di qualità dei carburanti, anche attraverso l'impiego di nuove tecnologie dei motori e più in generale dei sistemi energetici. Nel 2000 è stato presentato un nuovo Progetto, "Auto Oil II", che si prefigge l'obiettivo di valutare le emissioni dei veicoli circolanti su strada e l'influenza che le caratteristiche dei carburanti hanno su di esse al fine di individuare eventuali limiti più restrittivi che siano in grado di rispettare gli obiettivi di qualità dell'aria previsti per il 2010. I problemi principali che si incontrano per il rispetto di tali obiettivi riguardano il particolato, l'ozono troposferico a livello regionale ed alcuni episodi localizzati di inquinamento da biossido di azoto. Il raggiungimento degli obiettivi di qualità dell'aria si avvale anche di misure fiscali che operano in maniera integrata sulle fonti di emissione e sui carburanti.

L'Unione Europea ha emanato negli ultimi anni due importanti Direttive in materia di miglioramento della qualità dell'aria nelle grandi città: una per controllare il contenuto di zolfo nei combustibili liquidi e una per i valori di emissione di SO₂, NO_x e particolato provenienti dai grandi impianti di combustione.

La Direttiva 98/70/CE, "Direttiva Carburanti", ha fissato nuovi limiti per le concentrazioni di alcuni componenti delle benzine e del gasolio che hanno rilevanza sulle emissioni veicolari. Le caratteristiche che la Direttiva 98/70/CE considera riguardano non solo la composizione dei carburanti ma anche le prestazioni dei sistemi energetici. L'Italia ha recepito la Direttiva 98/70/CE con il DPCM 23 novembre 2000 n. 434, ma l'industria petrolifera italiana si era già volontariamente adeguata ai nuovi limiti fissati a livello europeo (Tabella 4.1). Questa normativa è particolarmente importante in quanto la nuova qualità dei carburanti, in particolare in termini di tenore in zolfo, è indispensabile per il corretto funzionamento delle più avanzate tecnologie motoristiche, volte a soddisfare i più stringenti limiti per le emissioni veicolari, anch'essi in vigore dal 1 gennaio 2000.

La "Direttiva Carburanti" contiene limiti specifici per la qualità di benzine e gasoli, in particolare fissa i limiti massimi per il tenore di zolfo, validi per entrambi i combustibili, da raggiungersi attraverso due fasi temporali consecutive; una prima riduzione a 50 ppm per il 2005 ed una seconda ulteriore diminuzione per raggiungere l'obiettivo dei 10 ppm entro il 2010. I limiti di 10 ppm per tutte le benzine ed i combustibili diesel prodotti ed immessi nel mercato, da raggiungersi entro l'anno 2010, sono divenuti obbligatori attraverso una proposta della Commissione recante modifiche alla Direttiva 98/70/CE.

Tabella 4.1 - Limiti di emissione secondo la Direttiva 98/70/CE, Allegati III e IV

La Direttiva Carburanti derivante dal Programma Auto-Oil			
Anno 2005			
	<i>Benzene (%vol.)</i>	<i>Aromatici (%vol.)</i>	<i>Zolfo (ppm)</i>
<i>Benzina</i>	1	35	50
<i>Gasolio</i>	-	-	50
Anno 2010			
<i>Benzina e Gasolio</i>	-	-	10

Inoltre, alcuni paesi europei e produttori di combustibili stanno già perseguendo sforzi mirati ad introdurre nel mercato europeo carburanti a tenore di zolfo inferiore a 10 ppm (zero tenore di zolfo). Il rispetto di questi limiti ha richiesto un'ulteriore riformulazione dei carburanti con una inevitabile modifica di processo nelle raffinerie.

Nel 2001, è stato presentato un programma specifico sulla qualità dell'aria, il Clean Air For Europe (CAFE) (<http://europa.eu.int/scadplus/leg/en/lvb/l28026.htm>), in cui vengono trattate le problematiche relative al particolato ed alla formazione dell'ozono troposferico, sia per quanto riguarda i loro gravi effetti sulla salute umana, sia per le azioni che dovranno essere intraprese se la concentrazione di tali pericolosi inquinanti non si abbasserà a livelli ritenuti accettabili per la salute dell'uomo e la salvaguardia dell'ambiente.

4.3 Le migliori tecnologie per il controllo degli inquinanti

L'introduzione nel mercato europeo ed italiano di combustibili cosiddetti a “zero tenore di zolfo” dovrebbe permettere lo sviluppo e l'applicazione di tecnologie motoristiche capaci di assicurare la riduzione contemporanea delle emissioni di sostanze inquinanti e dei consumi specifici dei veicoli.

L'accordo volontario siglato tra l'Associazione Europea dei Costruttori di Automobili (ACEA) e la Commissione UE, prevede la riduzione entro il 2008 del consumo medio delle nuove vetture prodotte in Europa del 25% rispetto al 1995. Questo significa che le emissioni medie di CO₂ di tali nuove vetture dovranno passare dai 190 g/km del 1995 a meno di 140 g/km pari ad un consumo di circa 5,8 litri di benzina ogni 100 km percorsi. Per raggiungere questo importante obiettivo i costruttori dovranno consolidare la produzione su scala industriale di vetture da 120 g/km di CO₂ (5 litri di benzina per 100 km) ed avviare quella di vetture da 90 g/km di CO₂ (3 litri di benzina per 100 km). In termini di tecnologia motoristica sia i motori a benzina sia quelli diesel dovranno essere del tipo ad iniezione diretta ed i sistemi di abbattimento degli NO_x per tali motori richiedono, per un corretto funzionamento, combustibili praticamente senza zolfo (meno 10 ppm).

Una significativa riduzione degli inquinanti atmosferici può invece essere ottenuta attraverso l'introduzione in tempi gradualmente brevi, dei combustibili a basso tenore di zolfo all'interno del mercato attuale. L'uso di “benzine senza zolfo” nei motori di nuova generazione, denominati EURO IV/V, consentirà sia un ulteriore abbassamento delle emissioni degli inquinanti emessi dai veicoli attualmente in circolazione, sia un risparmio di carburante di circa 1-1,5% rispetto ai veicoli che utilizzano benzine con 50 ppm di zolfo.

In Tabella 4.2 e in Tabella 4.3 è illustrata l'evoluzione degli indicatori di sostenibilità per le automobili a benzina e a gasolio secondo le recenti direttive europee.

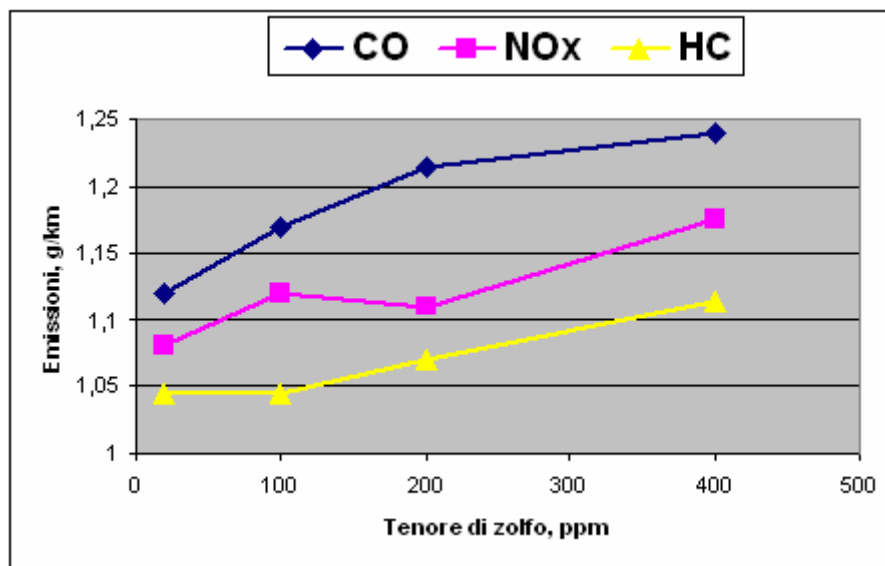
Tabella 4.2 - Indicatori di sostenibilità per le auto a benzina

BENZINA	Vigore da	CO	HC	NO_x
EURO I	1-7-1992	4,05	0,66	0,45
EURO II	1-1-1996	3,28	0,34	0,25
EURO III	1-1-2000	2,30	0,20	0,15
EURO IV	1-1-2005	1,00	0,10	0,08

Tabella 4.3 - Indicatori di sostenibilità per le auto a gasolio

DIESEL	Vigore da	CO	HC	NO_x	PM
EURO I	1-7-1992	2,88	0,20	0,78	0,14
EURO II	1-1-1996	1,06	0,19	0,73	0,10
EURO III	1-1-2000	0,64	0,06	0,50	0,05
EURO IV	1-1-2005	0,50	0,05	0,25	0,025

Figura 4.2 - Impatto del tenore di zolfo dei combustibili sulle emissioni
(Credit: Clean Fuels – Understanding Urban Air Pollution and the Role of Diesel Exhaust)



Durante la fase iniziale di introduzione dei carburanti “senza zolfo” è importante che i veicoli di nuova generazione utilizzino, con gli opportuni accorgimenti tecnologici, gli specifici carburanti per i quali sono stati progettati.

I sistemi di trattamento post-combustione (ad esempio le marmitte catalitiche) sono molto efficienti nella riduzione delle emissioni degli inquinanti atmosferici prodotti dai motori; il loro impiego è via via aumentato per rispettare i sempre più stringenti standard di emissione.

La progressiva diminuzione del tenore di zolfo nelle benzine e nei gasoli, fino a livelli al di sotto dei 10 ppm, consentirà un miglioramento dell’efficienza delle marmitte catalitiche e di conseguenza una sensibile riduzione delle emissioni, non solo degli ossidi di zolfo ma anche degli altri inquinanti atmosferici.

La Figura 4.2 mostra chiaramente l’efficacia del tenore di zolfo sulla capacità di abbattimento della marmitta catalitica nei riguardi delle emissioni veicolari di CO, NO_x e HC.

I provvedimenti adottati in materia di combustibili e tecnologie pulite hanno portato a sensibili miglioramenti della qualità dell’aria urbana, così come risulta dalle seguenti figure Figure 4.3, 4.4 e 4.5 (da Relazione 2001 ARPA Piemonte); i valori medi annuali delle concentrazioni di SO₂, CO e benzene, rilevati nel corso dell’ultimo decennio, in una città ad alto traffico urbano come Torino, risultano in diminuzione nonostante un presunto aumento dei veicoli circolanti.

È necessario però ricordare che la rimozione dello zolfo da benzina e gasolio implica processi di raffinazione molto costosi e complessi che richiedono grandi quantità di energia e quindi emissioni di CO₂. Al fine di limitare gli effetti in termini di emissioni di CO₂ e di aumento dei costi di carburanti, si può ricorrere ad una graduale introduzione sul mercato dei combustibili a basso tenore di zolfo; infatti, una transizione repentina verso la produzione estesa all’intero mercato dei carburanti comporterebbe un incremento del 5% delle emissioni totali di CO₂ delle raffinerie.

L’entità dei costi aggiuntivi e dei maggiori quantitativi di CO₂ emessi dalle raffinerie per la produzione dei combustibili “senza zolfo” non è di facile valutazione, come non è semplice prevedere lo sviluppo di future tecnologie, utilizzabili dalle raffinerie per la desolforazione di benzine e gasoli, in grado di ridurre ulteriormente le emissioni di inquinanti atmosferici.

Figura 4.3 - Biossido di zolfo, medie annue nella città di Torino in tre stazioni di monitoraggio
 (Credit: <http://www.comune.torino.it/ambiente/inquinamento/relazione2001.html>)

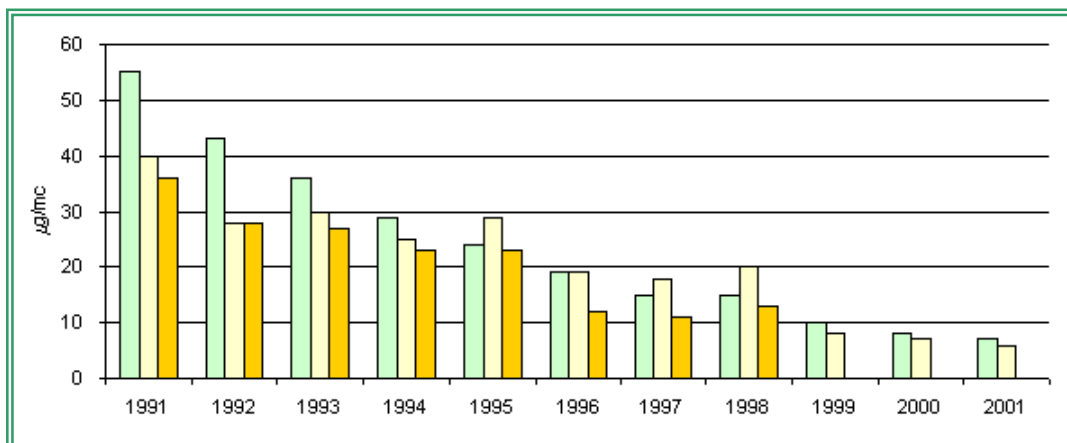


Figura 4.4 - Monossido di carbonio, medie annue per una stazione di monitoraggio nella città di Torino
 (Credit: <http://www.comune.torino.it/ambiente/inquinamento/relazione2001.html>)

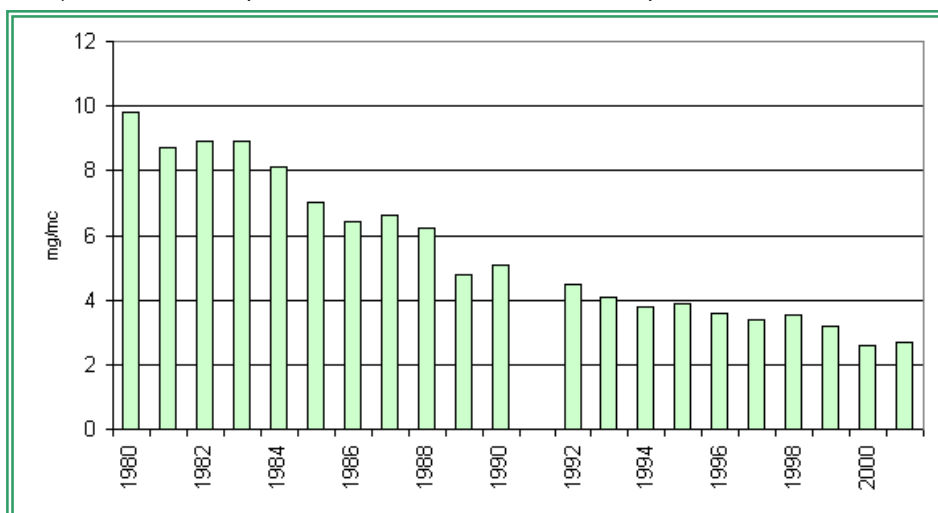
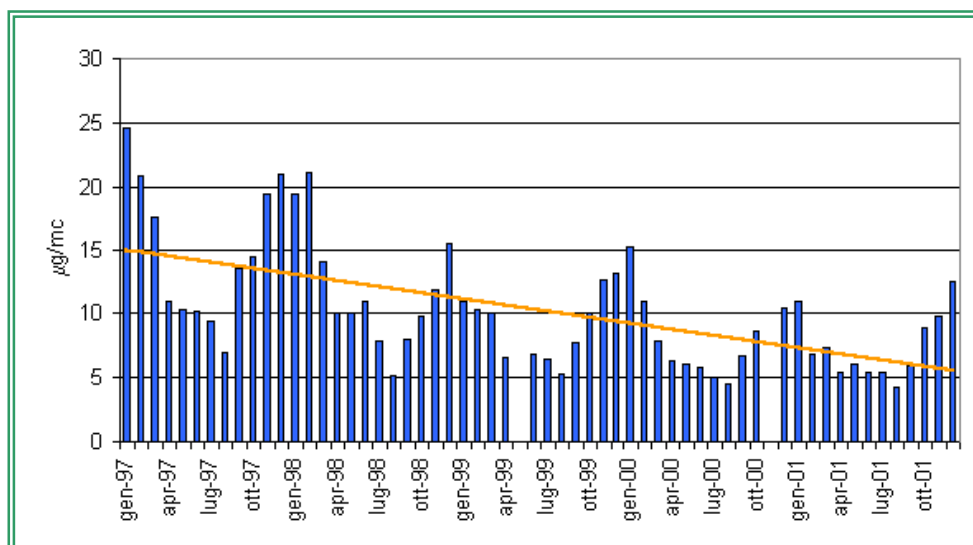


Figura 4.5 - Benzene, medie mensili 1997-2001 per una stazione di monitoraggio nella città di Torino
 (Credit: <http://www.comune.torino.it/ambiente/inquinamento/relazione2001.html>)



4.4 Cenni sulla desolforazione dei combustibili

La presenza di zolfo nelle benzine è la diretta conseguenza della composizione chimica del greggio, il quale ne contiene una quantità variabile tra i 500 ppm fino ad alcune frazioni percentuali. Il quantitativo maggiore di zolfo si concentra nei derivati più pesanti del greggio, caratterizzati da un maggiore punto di ebollizione rispetto a quello delle benzine. Durante il processo di raffinazione del greggio, alcune forme molecolari si trasformano in composti a minor peso molecolare e lo zolfo legato a questi ultimi viene così a trovarsi nei distillati più leggeri come le benzine.

La crescente domanda di prodotti petroliferi per autotrazione e l'esigenza di ricorrere ad una loro continua riformulazione, determinano inevitabili e profonde modifiche ai processi tipici delle raffinerie. I nuovi processi si baseranno sempre più sulle reazioni di cracking catalitico, di hydrocracking e di processi idrogenanti in genere e su un ridotto ricorso al reforming. La complessità delle modifiche strutturali delle raffinerie, la dimensione degli investimenti ad esse connessi ed i tempi per la loro completa attuazione richiedono quindi un quadro normativo, sulla qualità dei combustibili, certo e stabile almeno nel medio-lungo periodo.

I principali processi di desolforazione utilizzati per ridurre il tenore di zolfo nel petrolio greggio e nei suoi derivati, comprendono diversi tipi di trattamento. Un processo molto specifico, efficace per l'eliminazione dei mercaptani presenti nelle benzine leggere, consiste nel trattamento con ammine che provvedono ad eliminare l'idrogeno solforato; successivamente viene effettuato un trattamento con idrossido di sodio che determina la rimozione dello zolfo sotto forma di disolfuro. Un trattamento di carattere più generale, impiegato estensivamente per la rimozione dello zolfo dai derivati del petrolio consiste nel processo di idrogenazione, nel corso del quale lo zolfo è trasformato in idrogeno solforato che può essere successivamente rimosso.

Negli ultimi 25-30 anni, in Italia, si è avuta una netta riduzione nei consumi di olio combustibile pesante accompagnata da un incisivo aumento nella domanda di distillati medi e leggeri, soprattutto carburanti. Inoltre, a causa di requisiti ambientali sempre più spinti, la qualità dei prodotti ha registrato un continuo miglioramento; ciò ha richiesto parallelamente consistenti modifiche al processo ed alla configurazione degli impianti di raffinazione. Le raffinerie italiane hanno dovuto realizzare profonde modifiche per adeguarsi alla mutata domanda, ai nuovi standard dei prodotti petroliferi ed alle normative vigenti sul contenimento delle emissioni, sulla sicurezza e sulla salute. La capacità di distillazione primaria ha mostrato un incremento del tasso di utilizzo, cresciuto dal 63 all'87%; la capacità di conversione, ovvero la capacità degli impianti sofisticati di trasformare i prodotti pesanti provenienti dalla distillazione primaria, in prodotti medi e leggeri, è notevolmente aumentata.

Gli investimenti effettuati nella raffinazione dell'industria petrolifera italiana durante gli ultimi quindici anni, sono stati destinati in larga misura a realizzare obiettivi di carattere ambientale. Forti investimenti sono stati destinati anche a migliorare l'impatto ambientale locale delle raffinerie, determinando nell'arco degli ultimi 15 anni la riduzione delle emissioni di anidride solforosa di quasi il 50% e degli ossidi di azoto di circa il 30%.

Il processo di cracking catalitico (Fluidised Catalytic Cracker unit = FCC) è la fase maggiormente responsabile del trasferimento dello zolfo nelle frazioni leggere (benzine). In questa fase gli idrocarburi ad elevato numero di atomi di carbonio vengono decomposti in molecole più piccole che trascinano parte dello zolfo contenuto nella frazione pesante. Un altro processo responsabile del trasferimento di zolfo nelle benzine è la cokizzazione, nel corso della quale si producono piccoli quantitativi di frazioni leggere nelle quali sono presenti tenori di zolfo non trascurabili.

Per ridurre la produzione di benzine ad alto tenore di zolfo si potrebbe, in linea di principio, ridimensionare il ruolo del cracking e del coking, ma ciò renderebbe inadeguata l'offerta dei derivati petroliferi richiesti dal mercato: infatti, la domanda di frazioni leggere è in continua crescita, mentre quella di frazioni pesanti risulta notevolmente limitata.

4.5 Processi di produzione e principali proprietà del biodiesel

Alcune risorse naturali e rinnovabili, come gli oli vegetali, i grassi animali, ed anche grassi alimentari esausti, possono essere trasformati chimicamente per fornire il biodiesel.

Il biodiesel si produce principalmente da oli vegetali derivanti da soia, girasole o colza, che vengono trasformati con particolari e differenti modalità di produzione ma che, in tutti i casi, portano ad una miscela di esteri degli acidi grassi:

- transesterificazione con alcoli e catalisi basica;
- esterificazione diretta degli oli con metanolo e catalisi acida;
- conversione dell'olio in acidi grassi che sono poi esterificati con catalisi acida.

La transesterificazione è il procedimento chimico più utilizzato per trasformare gli oli vegetali in biodiesel; si tratta di un processo in cui gli oli, in presenza di catalizzatori alcalini, reagiscono con monoalcoli, in particolare col metanolo, per formare i rispettivi esteri e, come prodotto secondario, glicerina grezza. È il processo più usato per ottenere esteri alchilici perché la transesterificazione avviene in condizioni di reazione particolarmente favorevoli: bassa temperatura (65 °C) e pressione (1,5 atm.); alta resa (98%); poche reazioni collaterali e basso tempo di reazione.

Il processo è descritto nelle Figura 4.6 e 4.7. Un olio (o un grasso) viene fatto reagire con un alcol (spesso metanolo) in presenza di un catalizzatore (idrossido di sodio o di potassio); i principali prodotti ottenuti sono: biodiesel (ad esempio metilestere) e glicerina.

Figura 4.6 - Produzione di biodiesel: reagenti e prodotti

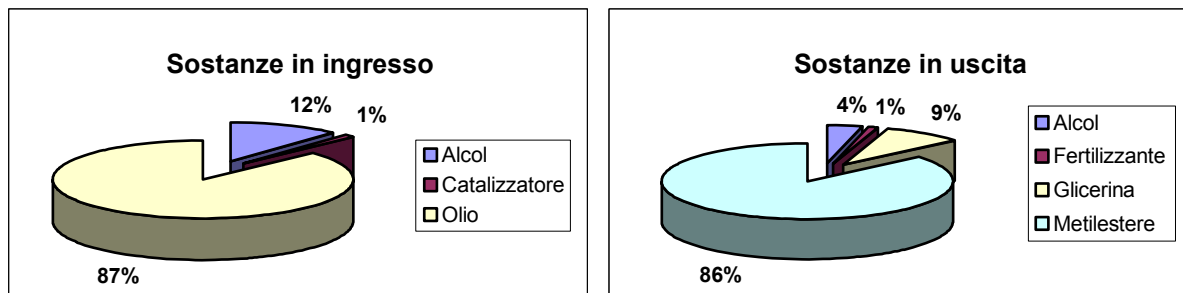
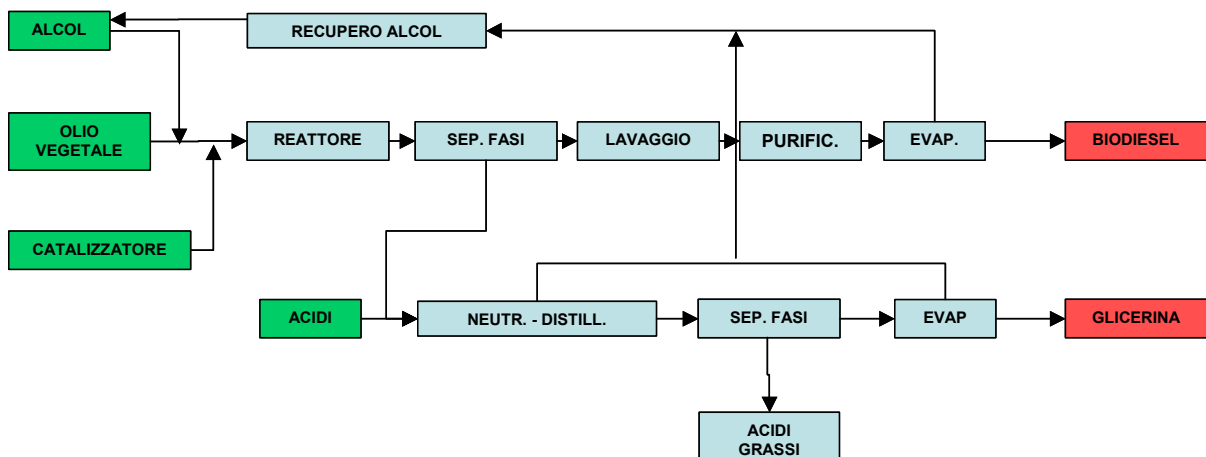


Figura 4.7 - Processo di produzione del biodiesel



I principali requisiti che deve garantire il processo di produzione per ottenere un'elevata qualità del carburante, sono:

- elevata resa della reazione di transesterificazione;
- elevato grado di rimozione della glicerina prodotta;
- elevato grado di rimozione del catalizzatore alcalino;
- elevato grado di rimozione dell'alcool metilico (o etilico);
- assenza di acidi grassi liberi.

Tra le proprietà chimiche del biodiesel si cita, in primo luogo, il peso molecolare medio ottenuto dalla media pesata degli esteri metilici degli acidi grassi che lo costituiscono. Facendo riferimento ad un biodiesel ottenuto dall'olio di semi di soia, si ottiene un peso molecolare medio di 292,2. Una composizione molecolare alla quale si può fare riferimento per un tipico biodiesel è riportata nella Tabella 4.4.

Tabella 4.4 - Tipica composizione molecolare per il biodiesel

Acido grasso	% in peso	Peso molecolare	Formula
Palmitico	12,0	270,46	$C_{15}H_{31}CO_2CH_3$
Stearico	5,0	298,52	$C_{17}H_{35}CO_2CH_3$
Oleico	25,0	296,50	$C_{17}H_{33}CO_2CH_3$
Linoleico	52,0	294,48	$CH_3(CH_2)_4CH=CHCH_2CH=CH(CH_2)_7CO_2CH_3$
Linolenico	6,0	292,46	$CH_3(CH_2CH=CH)_3(CH_2)_7CO_2CH_3$

Altri valori rappresentativi delle proprietà chimico fisiche di un biodiesel tipo sono:

- punto di ebollizione: >200 °C
- frazione volatile: < 2%
- peso specifico: 0,88 g/cc
- solubilità in acqua: trascurabile
- tensione di vapore: < 2 mm Hg
- potere calorifico: 8900 kcal/kg (per il biodiesel da soia).

Il biodiesel, per poter essere immesso sul mercato dei carburanti, deve rispondere ad una serie di requisiti dettati in gran parte dalle procedure di produzione. La American Society of Testing and Materials (ASTM) ha dettato le specifiche per i carburanti biodiesel, prodotti e venduti negli USA, attraverso la norma ASTM D6751.

I requisiti specificati in tale norma (www.astm.org) stabiliscono i valori dei principali parametri del biodiesel per poter essere utilizzato come carburante allo stato puro (B100) o in miscela (solitamente al 20%, B20) col gasolio diesel convenzionale.

Le specifiche riportate nella norma ASTM D6751, ed adottate dal National Biodiesel, sono elencate nella Tabella 4.5.

Il biodiesel, oltre ad essere una risorsa rinnovabile e biodegradabile, presenta notevoli vantaggi anche per il buon funzionamento del motore; ha migliori proprietà di lubrificazione, sia se usato puro sia in miscela col gasolio tradizionale. Ciò si riflette in una minore usura delle parti meccaniche in movimento ed in una più lunga durata del motore. Tuttavia il biodiesel, se usato puro (B100), può provocare danni alle guarnizioni del motore; un aspetto di cui bisogna tener conto, è la capacità del biodiesel di solubilizzare la gomma naturale di cui sono fatte molte guarnizioni del motore. Questi effetti si producono in particolare per il biodiesel puro (B100); se usato in miscela con il gasolio tradizionale non si osserva invece alcun effetto. Bisogna pertanto controllare lo stato di conservazione delle guarnizioni e, se necessario, sostituirle con altre di elastomeri resistenti al biodiesel.

Tabella 4.5 - Requisiti del biodiesel B100 secondo la norma D6751

<i>Proprietà</i>	<i>Metodo ASTM</i>	<i>Limiti</i>	<i>Unità di misura</i>
flash point	D93	130 min	°C
acqua e sedimenti	D2709	0,050 max	% vol
viscosità cinem. (40 °C)	D445	1,9 - 6.0	mm ² /sec
solfati nelle ceneri	D874	0,020 max	% in peso
zolfo	D5453	0,05 max	% in peso
corrosione (striscia di rame)	D130	No 3 max	-
numero di cetano	D613	47 min	-
punto di intorbidamento	D2500	-3 / 12	°C
carbonio residuo	D4530	0,050 max	% in peso
grado di acidità	D664	0,80 max.	mg KOH/g
glicerina libera	D6584	0,020 max	% in peso
glicerina totale	D6584	0,240 max	% in peso
fosforo	D4951	0,001 max.	% in peso
temperatura distil.(90% ricup)	D1160	360 max.	°C

Un altro aspetto positivo del biodiesel è la minore suscettibilità all'esplosione che ne permette l'uso in condizioni di maggiore sicurezza. Infatti, la tensione di vapore del biodiesel, alla temperatura ambiente, è molto bassa (< 2 mm Hg), mentre il punto di infiammabilità (flash point) è considerevolmente più alto (> 130 °C) rispetto a quello del gasolio (Figura 4.8). Queste caratteristiche rendono il biodiesel e le miscele di biodiesel più sicure nelle fasi di deposito, rifornimento, trasporto ed uso. Un'altra importante proprietà che differenzia il biodiesel dal gasolio tradizionale, è il suo comportamento a freddo.

Figura 4.8 - Punto di infiammabilità per differenti combustibili (Credit: National Biodiesel Board)

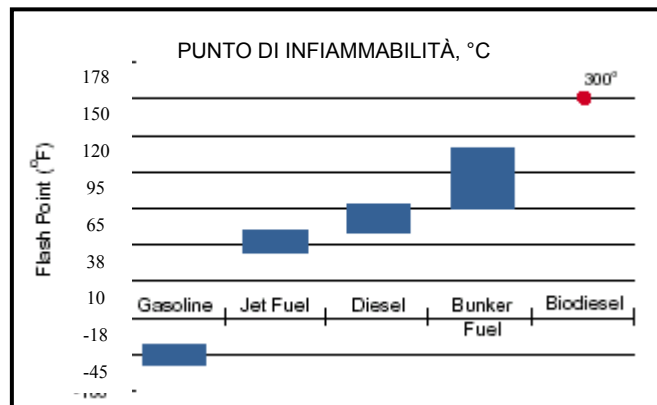
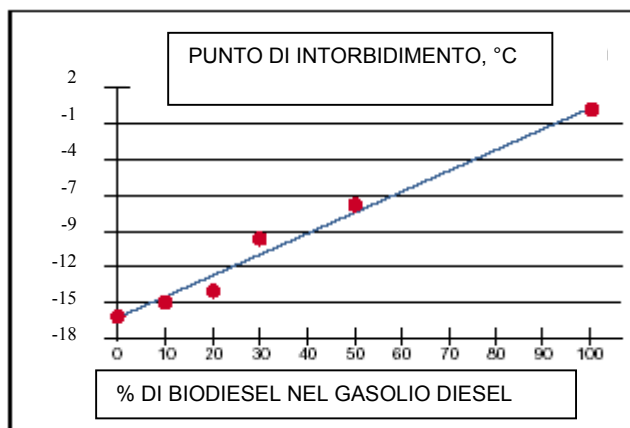


Figura 4.9 - Variazione del punto di intorbidamento per miscele biodiesel-gasolio
(Credit: National Biodiesel Board)



Una limitazione all'uso del biodiesel è legata alle condizioni climatiche. Il biodiesel ha un punto di intorbidamento (cloud point) più alto rispetto al diesel tradizionale e ciò ne limita e condiziona l'impiego nei climi estremamente freddi. L'uso del biodiesel, puro o in miscela, richiede quindi, nei climi freddi, alcune particolari precauzioni anti-congelamento che possono essere rispettate attraverso miscele con gasolio convenzionale (Figura 4.9).

4.6 Analisi del ciclo di vita del biodiesel

Le conoscenze finora acquisite sull'uso del biodiesel mostrano un sensibile miglioramento delle prestazioni ambientali di tale carburante rispetto ai combustibili derivati dal petrolio. Va rilevato che le prestazioni ambientali del biodiesel dipendono dalla sua composizione che, a sua volta, è determinata dalle caratteristiche degli oli vegetali di partenza e dai processi di produzione adottati. Gli effetti ambientali sono inoltre strettamente correlati al tipo di motore utilizzato.

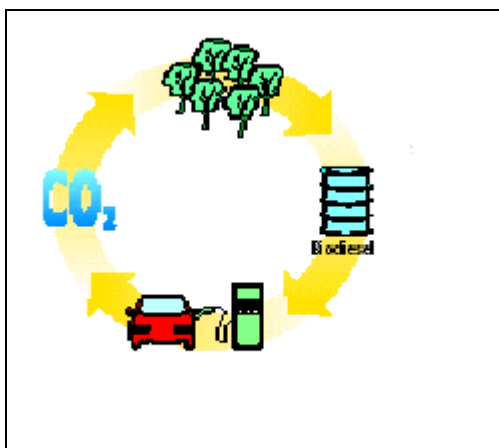
Le considerazioni che seguono debbono pertanto intendersi riferite alle condizioni specificate nelle pubblicazioni dalle quali esse sono state tratte e non possono pertanto ritenersi applicabili, se non in termini del tutto indicativi, all'uso del biodiesel in condizioni diverse.

Il biodiesel deriva dagli oli vegetali e pertanto non contiene praticamente né zolfo, né idrocarburi e neppure tracce di metalli pesanti o contaminanti, solitamente presenti in concentrazioni non trascurabili nei derivati del petrolio. L'assenza di tali contaminanti riduce notevolmente il potere inquinante del biodiesel rispetto al gasolio e ne giustifica l'impiego, soprattutto nel contesto urbano. L'uso del biodiesel puro (B100), o in miscela al 20% con gasolio, riduce inoltre in modo significativo la produzione di nero fumo (carbonio pirolitico) e di cattivo odore. Risulta inoltre documentata la riduzione delle emissioni di monossido di carbonio.

Per quanto riguarda gli ossidi di azoto, l'impiego di biodiesel puro potrebbe comportare un leggero aumento nelle emissioni, che potrebbe tuttavia essere limitato agendo sul ritardo nell'accensione. Va comunque precisato che l'assenza di emissioni di idrocarburi riduce notevolmente la formazione di smog fotochimico e di ozono troposferico.

Uno dei maggiori vantaggi ambientali del biodiesel è rappresentato dalla riduzione dell'effetto serra rispetto ai derivati del petrolio. A differenza di altri combustibili puliti di origine fossile (ad es. gas naturale), il biodiesel è prodotto da colture agricole rinnovabili che fissano l'anidride carbonica, prodotta durante la combustione, nel ciclo colturale successivo e nell'arco temporale di un anno (Figura 4.10).

Figura 4.10 - L'uso del biodiesel riduce l'effetto serra



Il biodiesel è particolarmente adatto, per i suoi vantaggi ambientali, ad essere usato per la propulsione di imbarcazioni, anche da diporto, che usano motori diesel. L'impatto ambientale su aria ed acqua risulta infatti ridotto per i seguenti motivi:

- maggiore efficienza di combustione;
- minori emissioni di fumo e particolato;
- più facile avviamento del motore;
- minori emissioni di incombusti;
- minori danni ambientali sull'ecosistema acquatico in caso di sversamenti del combustibile grazie alla sua facile biodegradabilità;
- minore tossicità per le componenti biotiche acquatiche.

Le prime quattro proprietà sono comuni anche ai motori terrestri, mentre le ultime due sono specifiche per l'ambiente acquatico e sono riferibili al sistema biodiesel-acqua, che presenta un comportamento meno penalizzante per l'ambiente rispetto a quello gasolio-acqua.

L'assenza di sostanze tossiche e cancerogene presenta un sicuro vantaggio per le componenti biotiche acquatiche e per le catene alimentari ad esse connesse; inoltre la bassa solubilità del biodiesel in acqua e la sua facile biodegradabilità costituiscono un indubbio elemento favorevole per i processi di risanamento, resi necessari a seguito di sversamenti accidentali.

Negli Stati Uniti è stata effettuata un'analisi del ciclo di vita del biodiesel ed i risultati sono stati confrontati con quelli del gasolio diesel.

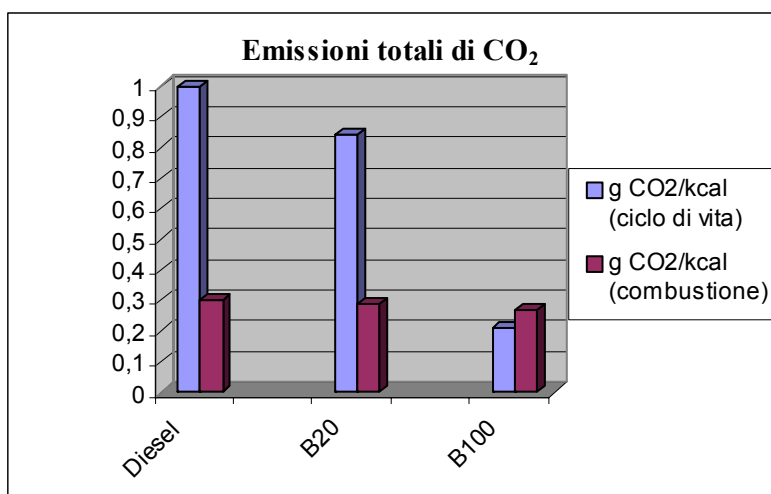
L'analisi del ciclo di vita dei due carburanti ha interessato tutte le fasi di produzione ed uso, dall'estrazione delle materie prime per produrre il gasolio tradizionale ed il biodiesel, fino all'utilizzo dei due carburanti nei motori di autobus a ciclo urbano [U.S. Department of Agriculture, U.S. Department of Energy, "An Overview of biodiesel and petroleum diesel life cycles"].

I principali risultati, relativi agli interi cicli di vita dei due carburanti, emersi dal predetto studio, sono di seguito esposti.

- L'efficienza energetica globale (energia resa dal combustibile/energia spesa nella produzione, trasformazione, trasporto e distribuzione) è rispettivamente, per il gasolio e per il biodiesel, pari a circa l'83% e l'81%. I valori sono paragonabili e l'efficienza leggermente inferiore del biodiesel è imputabile alla forte richiesta energetica dei processi di produzione del biodiesel stesso.

- L'efficienza energetica totale riferita all'energia fossile consumata (energia resa dal combustibile/energia fossile spesa nella produzione, trasformazione, trasporto e distribuzione) è rispettivamente per il gasolio e il biodiesel pari a 0,8 e 3,2. In altre parole la produzione di un'unità energetica da parte del biodiesel richiede un consumo di energia fossile pari a circa 0,3 unità energetiche, nel caso del gasolio la produzione della medesima unità di energia richiede invece un dispendio di energia fossile di circa 1,2. Il biodiesel risulta quindi quasi quattro volte più efficiente del gasolio nell'utilizzare l'energia fossile e pertanto amplifica il possibile impiego di tale energia che non è rinnovabile.
- L'impiego di biodiesel negli autobus urbani, puro o miscelato con gasolio, mostra praticamente le stesse economie nei consumi del gasolio, con solo circa un 1% in meno riferibile al minore potere calorifico del biodiesel.
- Le emissioni globali di anidride carbonica per l'intero ciclo di vita sono per il biodiesel di circa l'80% inferiori rispetto a quelle del gasolio; questa riduzione è imputabile al riciclo dell'anidride carbonica da parte delle colture utilizzate per produrre il biodiesel (Figura 4.11).

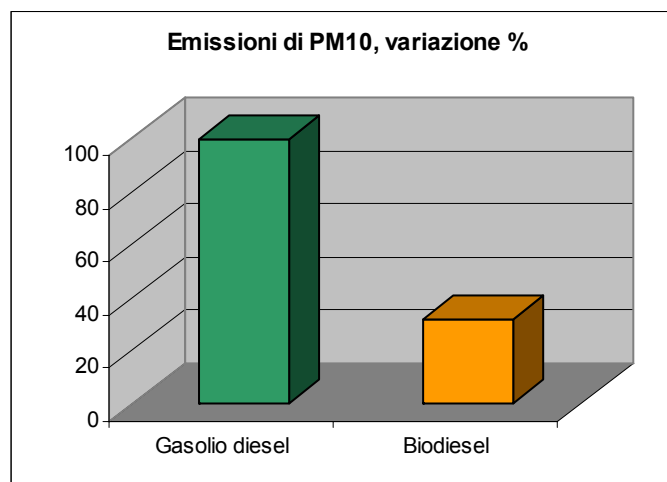
Figura 4.11 - Emissioni totali di CO₂ nel ciclo di vita del gasolio e del biodiesel



Si nota che la produzione di CO₂ nell'intero ciclo di vita del gasolio risulta pari a circa tre volte quella imputabile alla sola fase di combustione, mentre nel caso del biodiesel essa risulta inferiore in quanto nell'analisi del ciclo di vita non si tiene conto della CO₂ prodotta nella fase di combustione in quanto essa si ritiene interamente riciclata.

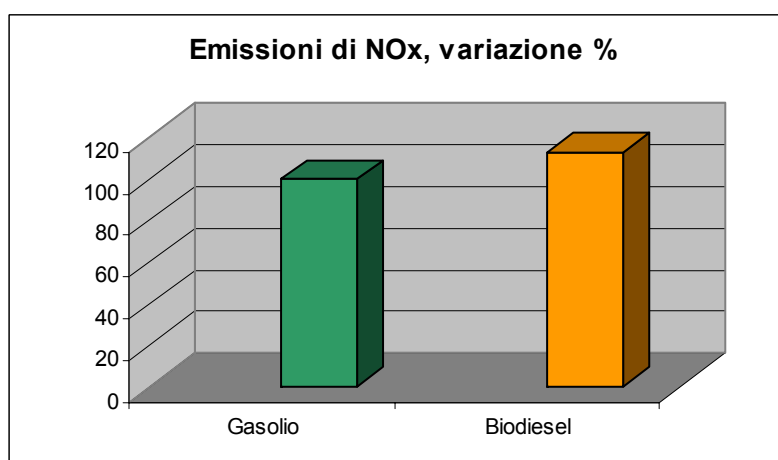
- Per quanto riguarda il monossido di carbonio, l'uso del biodiesel comporta una riduzione del 35% rispetto al gasolio.
- Per il particolato si ha una riduzione totale del 32% dovuta in gran parte alla riduzione di PM10 che si riscontra, durante la fase di uso, all'uscita del tubo di scarico degli autobus che utilizzano come combustibile il biodiesel (circa il 68%); la riduzione del PM10 emesso da fonti mobili è uno degli obiettivi maggiormente perseguiti per la tutela della salute dell'uomo e la riduzione registrata del 68% consiglia fortemente l'uso del biodiesel nel traffico urbano (Figura 4.12).

Figura 4.12 - Confronto tra le emissioni di PM10 per gasolio e biodiesel
(Credit: Pacific Biodiesel, Inc.)



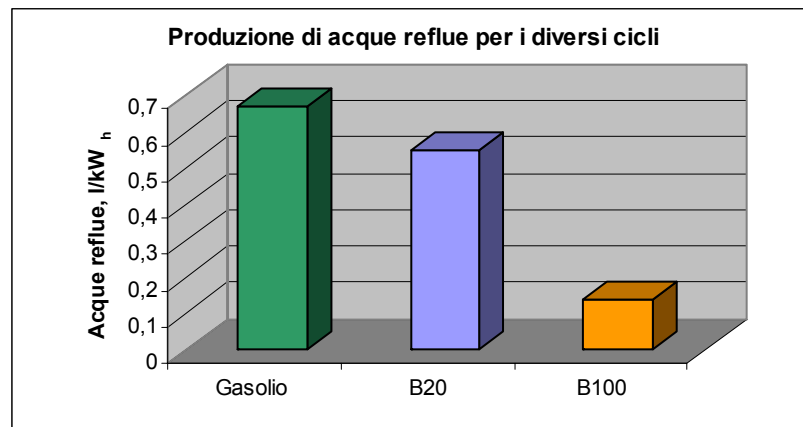
- Per gli ossidi di zolfo si ha una riduzione nelle emissioni dell'8% (relativo all'intero ciclo); se ci si limita alla fase di utilizzo nei motori si può affermare che le emissioni di ossidi di zolfo da veicoli che impiegano biodiesel sono nulle e ciò risulta estremamente importante per gli autobus che circolano in città.
- Le emissioni di metano risultano ridotte di quasi il 3% rispetto ai valori relativi al gasolio convenzionale; pur essendo il dato molto modesto, le conseguenze in termini di potenziale del riscaldamento globale possono risultare significative, a causa dell'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano.
- Per gli ossidi di azoto si nota un valore più alto del 13% per il biodiesel. Una frazione importante si riferisce alla fase di uso nei motori: gli autobus a biodiesel hanno emissioni di ossidi di azoto maggiori dell'8,8% rispetto a quelle di veicoli alimentati a gasolio, incremento veramente molto modesto (Figura 4.13).
-

Figura 4.13 - Confronto delle emissioni di NO_x per il biodiesel e il gasolio
(Credit: Pacific Biodiesel, Inc.)



- Per quanto riguarda gli idrocarburi incombusti emessi in atmosfera ci si limita a rilevare che le emissioni nella fase di esercizio risultano per il biodiesel inferiori del 37%, mentre per l'intero ciclo di vita il ricorso al biodiesel comporta un aumento del 35% (dovuto soprattutto alla fase colturale ed alle operazioni di lavorazione dei semi oleosi). Il dato importante è comunque quello relativo alla fase di esercizio, considerando che gli effetti ambientali dovuti agli idrocarburi sono locali e temporanei (contribuiscono alla formazione di smog fotochimico ed ozono troposferico).
- Le acque reflue prodotte nel ciclo del biodiesel risultano inferiori del 79% rispetto a quelle prodotte dal ciclo del gasolio (Figura 4.14).

Figura 4.14 - Confronto tra la produzione totale di acque reflue durante il ciclo di vita



- La produzione di rifiuti solidi pericolosi è inferiore del 96% rispetto a quella del ciclo del gasolio; si deve notare che la produzione di rifiuti solidi non pericolosi nel ciclo del biodiesel risulta circa doppia rispetto al ciclo del gasolio; ciò può essere spiegato dal processo necessario per produrre il biodiesel a partire da colture agricole.

4.7 GPL

Uno studio recente conferma l'efficacia dell'utilizzo del GPL (gas di petrolio liquefatto) quale alternativa alla benzina o al gasolio ad un costo competitivo e con un impatto positivo sulla qualità dell'aria, contribuendo al tempo stesso alla diminuzione delle emissioni di gas ad effetto serra.

I risultati delle recenti prove realizzate nell'ambito dell'European Emission Test Program (EETP), hanno confermato i benefici effetti sulla qualità dell'aria dei veicoli a GPL. I risultati forniscono una chiara indicazione del positivo impatto ambientale del GPL quale carburante alternativo con un promettente futuro.

I limiti fissati nella direttiva EURO IV e nella prossima direttiva EURO V, così come l'introduzione di carburanti tradizionali più puliti, miglioreranno nei prossimi anni le emissioni regolamentate dei veicoli a carburanti convenzionali, ma lo svecchiamento del parco circolante richiederà un lungo periodo di tempo.

Ciò significa che in aree circoscritte come i centri urbani, dove il problema della qualità dell'aria è oggi motivo di grande preoccupazione, il GPL per autotrazione è indubbiamente una soluzione pronta al miglioramento delle emissioni locali. Il GPL auto infatti offre benefici analoghi agli altri carburanti gassosi come per esempio il CNG (gas naturale compresso) ed è già facilmente reperibile sul mercato grazie ad un'ampia rete distributiva.

Il GPL, inoltre, migliora la sicurezza negli approvvigionamenti dei prodotti energetici, rispondendo alla sfida UE 20/20 che assegna ai carburanti alternativi una quota target del 20% del mercato europeo dei carburanti per autotrazione nel 2020. Il GPL si ottiene, infatti, dalla raffinazione del petrolio greggio o dalla lavorazione del gas naturale (quest'ultimo rappresenta il 60% delle attuali forniture di GPL); la sua doppia origine contribuisce, pertanto, alla diversificazione delle basi di approvvigionamento dei prodotti energetici.

Per quanto riguarda le emissioni, il GPL produce basse emissioni di NO_x (Figura 4.15), mentre le emissioni di CO risultano superiori a quelle dei veicoli a benzina e diesel (4.16). Si sottolinea che i limiti massimi di CO sono al momento considerati sufficientemente bassi. Lo scenario a breve di EURO V non prevede ulteriori diminuzioni dei limiti di CO consentiti.

I risultati dei test dimostrano che le emissioni di particolato dei veicoli a GPL sono le più basse. I filtri per particolato per veicoli diesel (DFP) potrebbero diminuire le emissioni di particolato. Tali filtri vengono attualmente installati solo sui nuovi veicoli (Figura 4.17). Ciò comporta un costo di installazione del filtro nonché costi di manutenzione per il suo corretto funzionamento.

Figura 4.15 - Emissioni di NO_x per diversi carburanti

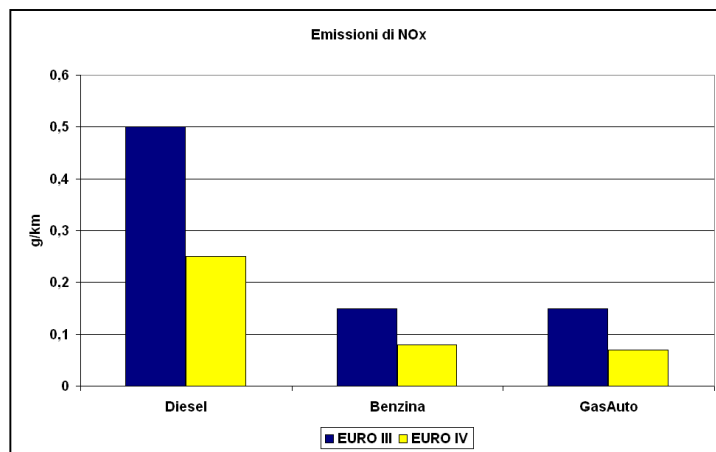


Figura 4.16 - Emissioni di CO per diversi carburanti

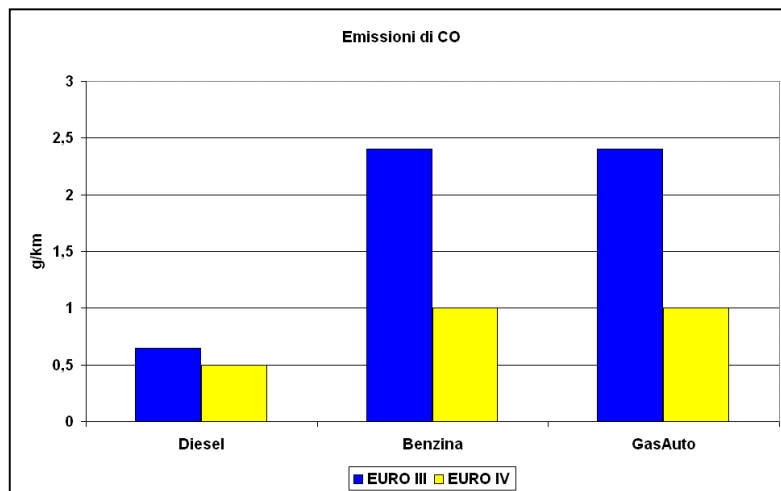


Figura 4.17 - Emissioni di particolato per diversi carburanti

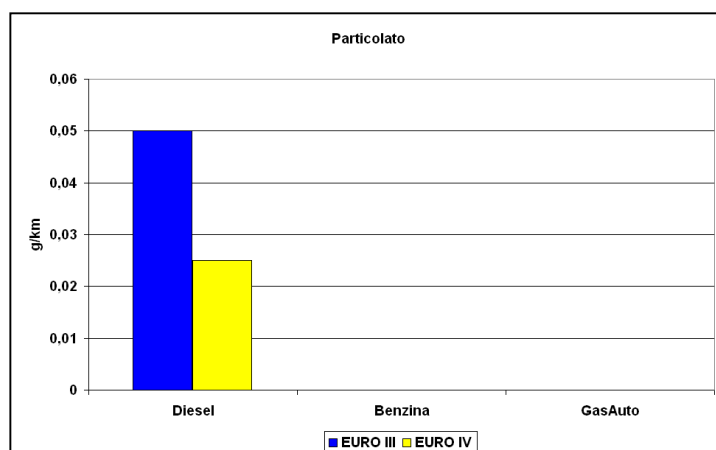
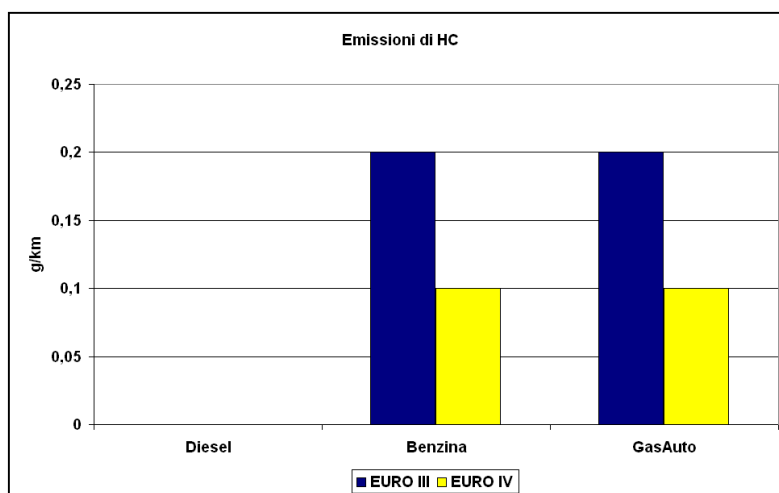


Figura 4.18 - Emissioni di HC per diversi carburanti



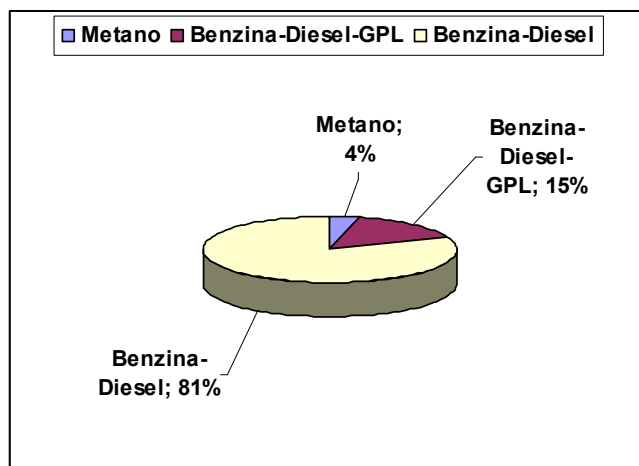
Le emissioni di idrocarburi (HC) da veicoli diesel risultano essere le più basse (Figura 4.18); quelle da veicoli a benzina e GPL rientrano comunque nei limiti fissati dalle direttive. Tutte le emissioni di HC misurate sono comunque vicino ai limiti di affidabilità del metodo di misurazione utilizzato.

4.8 Veicoli a metano

Il metano, o gas naturale, è un idrocarburo semplice e, per le sue proprietà chimico-fisiche, costituisce una fonte di energia pulita e pronta all'uso. Viene estratto dal sottosuolo e trasportato ai luoghi di destinazione attraverso una capillare rete di metanodotti.

Il suo utilizzo copre molteplici settori: dall'alimentazione dei grandi impianti industriali, alla produzione di elettricità, al riscaldamento domestico, all'uso come combustibile per cucine e come carburante per gli autoveicoli. È usato in molti paesi nel mondo, soprattutto per cercare di ridurre la dipendenza dal petrolio. Fra i suoi vantaggi vi è il valore prossimo allo zero di zolfo (quindi emissioni di ossidi di zolfo trascurabili), le emissioni evaporative e quelle a freddo molto basse e il fatto che non è inquinato da componenti tossici. Inoltre, essendo più leggero dell'aria, in caso di fuoriuscita si disperde velocemente verso l'alto, evitando accumuli di gas al suolo.

Figura 4.19 - Tipologie di distributori presenti sul territorio nazionale



Fra gli svantaggi il fatto che il trasporto mobile di gas naturale risulta alquanto complesso: può essere immagazzinato compresso a 200 bar o liquido a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a 2-6 bar di pressione. In più richiede una tecnologia di combustione più complessa e le emissioni di metano, che è un gas serra, sono relativamente alte.

Paragonata a quelle degli altri carburanti, la rete di distributori di metano non è ancora così diffusa. Nel nostro paese esistono 430 distributori, ma nuovi impianti sono in costruzione.

Nel grafico di Figura 4.19 si può vedere come la rete distributiva del metano sia ancora scarsamente sviluppata rispetto a quella degli altri carburanti, soprattutto rispetto a quelle di benzina e diesel.

Il Ministero delle Attività Produttive, nel luglio del 2003, ha stabilito dei contributi per incentivare i cittadini italiani a fare uso di veicoli a metano per i propri spostamenti. In modo particolare questi contributi sono stati previsti per gli automobilisti che fanno installare, entro l'anno successivo alla data di prima immatricolazione, un impianto di alimentazione a metano su un autoveicolo di loro proprietà (l'agevolazione sarà di 650 euro) e per chi acquista in Italia un nuovo autoveicolo omologato anche o esclusivamente a metano (l'agevolazione sarà di 1500 euro).

Diversi incentivi sono stati previsti, con lo stesso decreto, anche per le auto a GPL.

Analizzando le statistiche ACI, si può vedere comunque che i veicoli a metano sono molto meno rispetto a quelli alimentati a benzina. Il parco auto in Italia è rappresentato per il 74% da veicoli a benzina, per il 22% da veicoli diesel, la restante parte è coperta dai veicoli a metano e GPL (Figura 4.20).

Figura 4.20 - Statistiche ACI. Parco auto in Italia suddiviso per tipologia di alimentazione

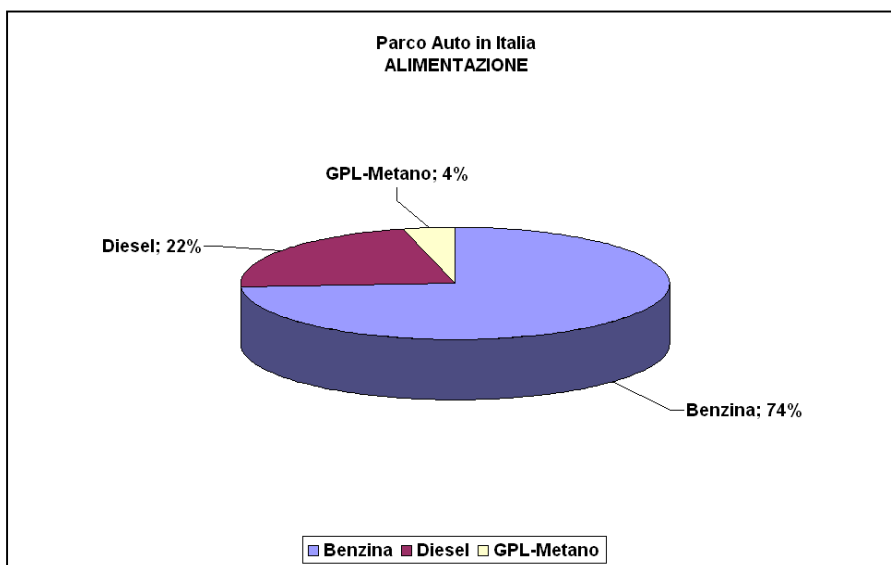


Tabella 4.6 - Fattori di emissione per i veicoli a metano

(Credit: Timothy E. Lipman, Mark A. Delucchi, 2002xiv)

Classe Veicoli a Metano	Emissioni di inquinanti (g/km*veicolo)			
	CO	NO _x	PM	CH ₄
AUTOVETTURE				
< 1400 cm ³				
Conventional	1,920	0,206	0,008	2,480
91/441/EEC Euro I	1,600	0,168	0,007	2,480
94/12/EC Euro II	1,280	0,126	0,006	2,480
98/69/EC Stage 2000 Euro III	0,960	0,101	0,005	2,480
98/69/EC Stage 2005 Euro IV	0,640	0,050	0,004	2,480
1401 cm ³ - 2000 cm ³				
Conventional	1,920	0,206	0,008	2,480
91/441/EEC Euro I	1,600	0,168	0,007	2,480
94/12/EC Euro II	1,280	0,126	0,006	2,480
98/69/EC Stage 2000 Euro III	0,960	0,101	0,005	2,480
98/69/EC Stage 2005 Euro IV	0,640	0,050	0,004	2,480
> 2000 cm ³				
Conventional	1,920	0,206	0,008	2,480
91/441/EEC Euro I	1,600	0,168	0,007	2,480
94/12/EC Euro II	1,280	0,126	0,006	2,480
98/69/EC Stage 2000 Euro III	0,960	0,101	0,005	2,480
98/69/EC Stage 2005 Euro IV	0,640	0,050	0,004	2,480
VEICOLI MERCI LEGGERI	1,280	0,126	0,006	3,480
AUTOBUS URBANI	0,300	0,100	0,010	3,977

4.9 Auto elettriche

Il veicolo elettrico ha ancora prestazioni limitate se paragonate a quelle dei veicoli a benzina: allo stato attuale la percorrenza massima permessa dall'autonomia si aggira tipicamente attorno ai 60-80 km per gli automezzi dotati di batterie al piombo e ai 100 km, ma con costi più elevati, per quelli che utilizzano batterie al nichel-cadmio. La ricarica completa delle batterie richiede una media di 6-8 ore, obbligando ad una sosta forzata.

Sebbene siano sempre possibili salti tecnologici rilevanti, gli sviluppi in corso fanno al momento pensare che i miglioramenti praticabili (anche sotto il profilo economico) nell'arco del prossimo decennio possano portare a un incremento delle prestazioni del 50% rispetto a quelle dei migliori prodotti attuali.

Nonostante le prospettive di sviluppo, tese al perfezionamento delle prestazioni attraverso tutta una serie di interventi (batterie, motori, pesi), l'auto elettrica non potrà essere competitiva con l'auto a motore a scoppio, né tale è l'obiettivo perseguito. Essa è, peraltro, caratterizzata da autonomia, velocità ed accelerazione che, per quanto limitate, sono del tutto compatibili con il traffico urbano, e presenta oggi un livello di maturità tecnica del tutto adeguata ad applicazioni reali. L'auto elettrica è quindi potenzialmente in grado di soddisfare molte esigenze della mobilità a livello urbano e in parte suburbano.

4.10 I veicoli ibridi

L'auto ibrida, in attesa dei veicoli a idrogeno, rappresenta il primo vero tentativo di superare il motore a benzina, migliorandone le prestazioni e riducendo il livello di inquinamento. Il principio su cui si basa è semplice: un motore elettrico affiancato da uno a scoppio. Non è un mistero che i motori comuni, già poco funzionali, abbiano le prestazioni peggiori proprio nei percorsi misti cittadini.

L'ibrida, invece, in città dà il meglio di sé. Sulle strade extraurbane, oppure quando serve accelerazione, entra in gioco il motore a scoppio che, mentre è acceso, ricarica le batterie di quello elettrico. Appena ci si ferma a un semaforo, il motore a benzina si spegne, quando ci si rimette in moto la partenza è elettrica. Inoltre l'auto ibrida recupera l'energia dispersa durante la frenata, immagazzinandola nelle batterie. Quando serve una spinta supplementare, i due motori lavorano insieme. Toyota Prius è la prima auto di serie con Hybrid Synergy Drive, un sistema con motore elettrico e a benzina che combina una "tecnologia pulita" con le prestazioni e il comfort dei veicoli tradizionali. Il motore elettrico ha una potenza da 68 CV ed emissioni zero, con batterie che si autoricaricano; il propulsore a benzina è da 78 CV.

I due motori lavorano in sinergia fornendo le migliori prestazioni e i consumi più bassi, garantendo il minimo impatto ambientale senza però cambiare le normali abitudini di guida. Le *performance* e i consumi sono notevoli: da 0 a 100 km/h in meno di 11 secondi con una velocità massima di 170 km/h e allo stesso tempo consumi talmente ridotti, solo 4,2 litri per 100 km nel ciclo extraurbano, più bassi di molte *city car*.

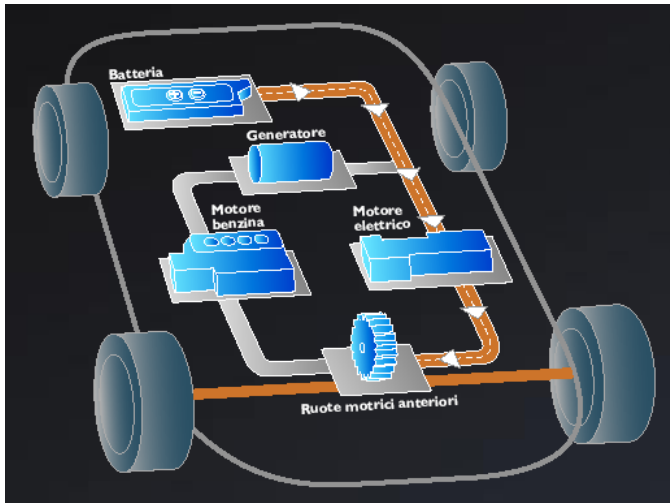


Figura 4.21 - Partenza / Bassa velocità. La vettura è mossa dal solo motore elettrico (Credit: Toyota)

- La batteria alimenta il motore elettrico
- Il motore elettrico dà forza motrice alla vettura

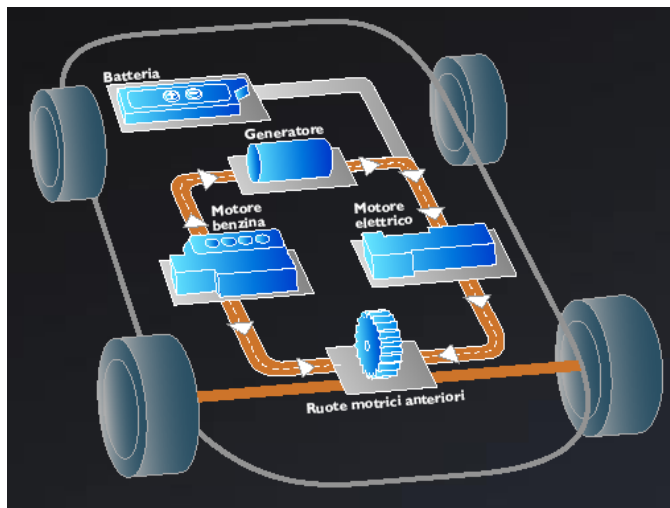


Figura 4.22 - Marcia costante. Il motore elettrico e quello a scoppio lavorano insieme

- Il motore a scoppio dà forza motrice alle ruote come in una normale vettura e contemporaneamente aziona il generatore.
- L'energia prodotta dal generatore alimenta il motore elettrico.
- Il motore elettrico assiste il motore a scoppio fornendo ulteriore forza motrice alle ruote.

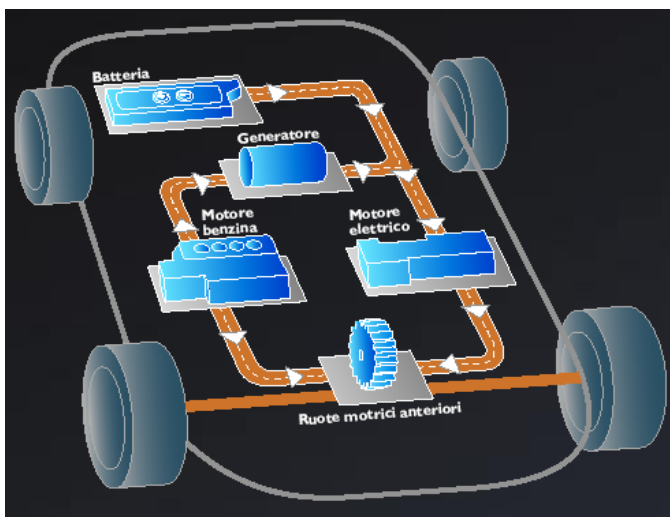
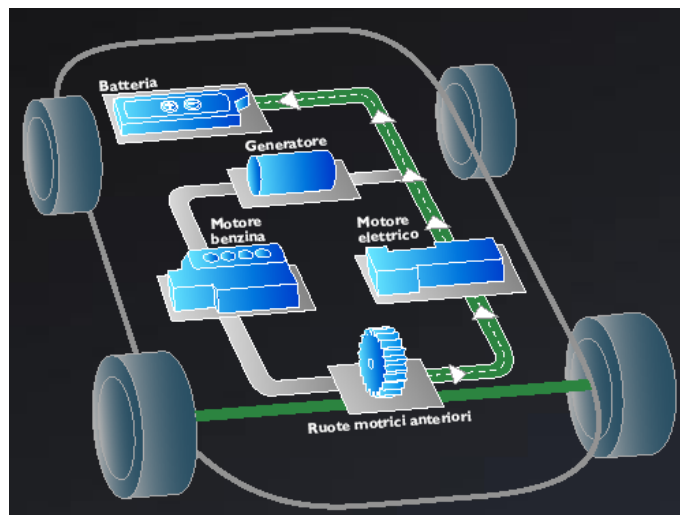


Figura 4.23 - Massima accelerazione. Quando viene richiesta la massima accelerazione, il sistema può contare su tutte le fonti di energia

- La batteria fornisce al motore elettrico corrente aggiuntiva perché possa erogare la massima potenza

Figura 4.24 - Decelerazione e frenata. Quando si frena o si utilizza il freno motore, il motore recupera l'energia cinetica per ricaricare la batteria elettrica

- Il motore elettrico funziona come un generatore producendo energia elettrica
- La batteria immagazzina l'energia recuperata



4.11 Mobility Manager

La figura professionale del Mobility Manager è stata introdotta dal Decreto Ministeriale Ronchi del 27 marzo 1998, secondo cui aziende ed Enti pubblici con più di 300 dipendenti per unità locale, ed imprese con complessivamente oltre 800 dipendenti, devono individuare un responsabile della mobilità del personale.

Nell'ambito del Decreto si delineano due figure professionali:

- il Mobility Manager di azienda
- il Mobility Manager di area.

Il Mobility Manager di azienda ha l'incarico di ottimizzare gli spostamenti sistematici dei dipendenti, con l'obiettivo di ridurre l'uso dell'auto privata adottando "il piano degli spostamenti casa-lavoro (PSCL)", teso a favorire soluzioni di trasporto alternativo a ridotto impatto ambientale, quali *car pooling*, *car sharing*, trasporto pubblico a chiamata, navette ecc. Gli obiettivi da perseguire riguardano pertanto, la generale riduzione del traffico veicolare privato e delle sue nocive conseguenze quali, consumo energetico, inquinamento atmosferico ed acustico, riduzione di emissioni di gas serra e di incidenti stradali, dando la priorità a strategie volte ad assicurare la mobilità delle persone e il trasporto delle merci in modo efficiente.

Dal 2000 il Mobility Manager aziendale si confronta con il Mobility Manager di area.

Il Mobility Manager di area è una figura di supporto e coordinamento dei responsabili della mobilità aziendale, istituita presso l'Ufficio Tecnico del Traffico, ed adibita a mantenere i collegamenti con le strutture comunali e le aziende di trasporto locale, a promuovere le iniziative di mobilità di area, a monitorare gli effetti delle misure adottate e coordinare i PSCL delle aziende.

L'azienda deve comunicare la nomina del Mobility Manager aziendale al Mobility Manager di area del Comune.

Attraverso le loro aziende, e quindi, attraverso la figura del Mobility Manager, i fruitori passivi del trasporto possono divenire protagonisti attivi, e in qualche modo orientare le scelte di mobilità decise dall'amministrazione comunale, nel pieno interesse della collettività.

4.11.1 Il Mobility Management della Provincia di Bologna

La Provincia di Bologna ha voluto essere tra i primi Enti pubblici nell'area regionale ad ottemperare alle indicazioni contenute nel decreto del 1998 sulla "Mobilità sostenibile nelle aree urbane", nominando il Responsabile della Mobilità Aziendale (o Mobility Manager) nel 1999.

Quando nasce

Nel 1998 il decreto sulla mobilità urbana, traendo spunto dagli accordi del protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici (che vincola l'Unione Europea ad una riduzione dell'8% delle emissioni di gas serra entro il 2010) ha istituito la figura del mobility manager e ha introdotto il concetto di mobilità sostenibile nelle aree urbane, cioè in quelle aree soggette a forti flussi di traffico e alti tassi di emissioni nocive. Il decreto stabilisce inoltre che le aziende situate in zone a rischio di inquinamento atmosferico e con più di 300 dipendenti per unità locale – oppure con un numero complessivo di 800 dipendenti distribuiti in sedi diverse – sono tenute a nominare un mobility manager aziendale.

Strumenti

Le misure proprie del mobility management sono definite "soft" in quanto non prevedono la realizzazione di nuove infrastrutture ma si concentrano su iniziative di persuasione, concessione e restrizione.

- **Persuasione** - azioni di informazione e comunicazione volte a creare la consapevolezza del problema e a modificare positivamente le abitudini di vita quotidiane. Rientrano in questa categoria gli interventi di comunicazione interna da effettuarsi in forma interattiva con i dipendenti.
- **Concessione** - iniziative per l'incremento dell'offerta di servizi di trasporto collettivo e degli altri modi di trasporto sostenibili, attraverso agevolazioni e promozioni dei sistemi attualmente disponibili (es. interventi sulla efficienza e compatibilità ambientale del TPL, facilitazioni economiche per gli abbonamenti ecc.). In pratica si può prevedere anche la realizzazione di nuovi servizi di mobilità (quali il car pooling, il car sharing, il taxi collettivo, i servizi a chiamata), la promozione degli spostamenti intermodali, la concessione di benefit collaterali ecc.
- **Restrizione** - possono essere previsti disincentivi all'utilizzo dell'auto privata, quali, ad esempio, le limitazioni alla circolazione, la chiusura del centro storico, le isole pedonali, ma anche le politiche di tariffazione della sosta, la riduzione della disponibilità di spazi per la sosta e i pedaggi d'accesso (road pricing) ecc.

5. BASI ETICO-SCIENTIFICHE DELLA LEGISLAZIONE AMBIENTALE CONNESSA AI SISTEMI ENERGETICI

Negli ultimi decenni si è constatato un progressivo degrado dello stato di salute del pianeta dovuto al crescente inquinamento e ai sempre più frequenti disastri ecologici. La protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale.

I danni ambientali, e il timore o la certezza che molti di essi potessero divenire irreversibili, ha sensibilizzato la società umana verso una sempre più idonea legislazione che ponesse regole al vertiginoso sviluppo di situazioni di potenziale minaccia per l'ambiente. Fino a pochi anni fa la legislazione nazionale adottata nei vari Paesi e la protezione riconosciuta all'ambiente, anche a livello costituzionale, risultava insufficiente a garantire l'equilibrio dell'ecosistema.

I provvedimenti che sono intervenuti a posteriori hanno dimostrato tutti i loro limiti ed è risultata chiara la necessità di intervenire a monte, nella consapevolezza che qualcosa dovesse cambiare nel rapporto uomo-ambiente e che fosse necessario definire, anche a livello mondiale, una politica ambientale ed una regolamentazione giuridica ad essa ispirata. Gran parte della legislazione che riguarda la protezione ambientale fa riferimento agli effetti ambientali connessi ai sistemi energetici nelle fasi che li caratterizzano (estrazione, trasporto, trasformazione, conversione ed utilizzo).

La crescente sensibilizzazione verso la necessità di regolamentare il comportamento della società umana nei confronti dell'ambiente è stata ritmata dalle conferenze tenutesi negli ultimi trent'anni. La Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente umano (UNCHE, United Nations Conference on Human Environment, Stoccolma nel 1972) ha segnato l'inizio di una presa di coscienza a livello globale ed istituzionale dei problemi legati all'ambiente: *“Siamo arrivati ad un punto della storia in cui dobbiamo regolare le nostre azioni verso il mondo intero, tenendo conto innanzitutto delle loro ripercussioni sull'ambiente”*. Da quel momento la protezione ed il miglioramento dell'ambiente sono divenute, nelle intenzioni delle Nazioni Unite, priorità di capitale importanza, in quanto presupposto del benessere dei popoli e del progresso del mondo intero. Una priorità che obbliga tutti, dai cittadini alle collettività, dalle imprese alle istituzioni, ad assumersi le proprie responsabilità.

Nei decenni successivi si è assistito alla nascita di organismi internazionali, quali l'UNEP (United Nations Environment Programme - Programma Ambiente delle Nazioni Unite), l'UNDP (United Nations Development Programme - Programma delle Nazioni Unite per lo Sviluppo), la FAO, l'UNESCO e la IUCN (International Union for Conservation of Nature - Unione Internazionale per la Conservazione della Natura), che hanno sviluppato le basi per il nuovo approccio alla soluzione dei problemi ambientali attraverso i principi dello sviluppo sostenibile. La Commissione Brundtland su Ambiente e Sviluppo (WCED, World Commission on Environment and Development) e il Panel scientifico intergovernativo per lo studio dei cambiamenti climatici (IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change) hanno giocato e giocano un ruolo importante nel conseguimento di tale obiettivo.

Fino agli anni 80, l'approccio alle problematiche ambientali ha avuto una connotazione prevalentemente riparatoria, ispirata alla riparazione dei danni prodotti. La Conferenza delle Nazioni Unite su Ambiente e Sviluppo (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development, Rio de Janeiro nel 1992), ha messo in luce la necessità di tener conto anche degli aspetti sociali al fine di avviare un processo di sviluppo sostenibile. È divenuto evidente che la tutela ambientale non poteva più essere perseguita solo a livello locale e che le norme di comportamento verso l'ambiente non potevano prescindere dalla esigenza di perseguire l'obiettivo di uno sviluppo economico e sociale futuro che garantisse adeguati livelli di benessere per l'intera società umana.

Lo sforzo effettuato per dare un riferimento solido alla normativa in campo ambientale non è stato seguito da un coerente impegno operativo. Nel summit mondiale sullo Sviluppo Sostenibile (WSSD, World Summit on Sustainable Development, settembre 2002) si è dovuto prendere atto degli scarsi passi in avanti fatti sulla strada dello sviluppo sostenibile.

Ad oggi, purtroppo, la situazione ambientale è tutt'altro che migliorata, come del resto emerge con sempre maggior evidenza dalle numerose ricerche condotte sul tema.

Al fine di dare i principali riferimenti per lo sviluppo del quadro legislativo in materia di ambiente, si ricordano le principali conclusioni emerse dai summit che si sono susseguiti negli ultimi trent'anni.

La Dichiarazione emersa al termine della conferenza di Stoccolma del 1972 ha affermato 26 principi su diritti e responsabilità dell'uomo in relazione all'ambiente che ancora oggi rappresentano valide linee guida dell'agire umano e delle politiche di sviluppo. Tra essi figurano:

- *il diritto fondamentale dell'uomo alla libertà, all'uguaglianza ed a godere di adeguate condizioni di vita, "in un ambiente che gli consenta di vivere nella dignità e nel benessere";*
- *la responsabilità dell'uomo in ordine alla protezione ed al miglioramento dell'ambiente davanti alle generazioni future;*
- *la protezione delle risorse naturali della terra, attraverso una loro appropriata pianificazione e gestione, a beneficio delle generazioni presenti e future;*
- *il mantenimento, e ove possibile il miglioramento, della capacità della terra di produrre risorse rinnovabili vitali;*
- *l'utilizzazione delle risorse non rinnovabili in modo "da evitarne l'esaurimento futuro e da assicurare che i benefici del loro sfruttamento siano condivisi da tutta l'umanità";*
- *l'adozione da parte degli Stati di un approccio integrato e coordinato allo sviluppo in modo da assicurarne la compatibilità con l'ambiente e di una pianificazione razionale in grado di conciliare i diversi bisogni dello sviluppo sociale e dell'ambiente naturale;*
- *la necessità di indirizzare le politiche ecologiche degli Stati "ad elevare il potenziale attuale e futuro di progresso dei Paesi in via di sviluppo" e di giungere ad un accordo tra gli Stati e le organizzazioni internazionali al fine di "far fronte alle eventuali conseguenze economiche e internazionali delle misure ecologiche";*
- *la messa a disposizione di "risorse atte a conservare e migliorare l'ambiente, tenendo particolarmente conto dei bisogni specifici dei Paesi in via di sviluppo, dei costi che essi incontreranno introducendo la tutela dell'ambiente nel proprio programma di sviluppo e della necessità di fornire loro, se ne fanno richiesta, aiuti internazionali di ordine tecnico e finanziario a tale scopo";*
- *la destinazione di appropriate istituzioni nazionali alla pianificazione, all'amministrazione ed al controllo delle risorse ambientali dei rispettivi Paesi;*
- *la cooperazione per mezzo di accordi internazionali o in altra forma allo scopo di "impedire, eliminare o ridurre e controllare efficacemente gli effetti nocivi arrecati all'ambiente da attività svolte in ogni campo".*

Tra i principali risultati emersi dai summit internazionali va menzionata la definizione del concetto di sviluppo sostenibile che ha evidenziato il connubio tra esigenze di sviluppo e protezione dell'ambiente. Su queste basi si sono sviluppati gli obiettivi cui si sarebbe dovuta indirizzare la politica ambientale degli anni a venire:

- l'intensificazione della crescita economica ed il miglioramento della sua qualità, assicurando scelte giuste ed equilibrate dal punto di vista sociale ed ambientale, e venendo incontro alle esigenze di occupazione, cibo, energia, acqua, sanità ed igiene pubblica;
- la conservazione ed il miglioramento dello stock di risorse naturali;
- il riorientamento della tecnologia ed una migliore gestione del rischio;
- l'integrazione degli obiettivi riguardanti l'ambiente e l'economia nei processi di decisione;
- la ristrutturazione delle relazioni economiche internazionali;
- il rafforzamento della cooperazione internazionale.

La Conferenza su Ambiente e Sviluppo (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development, Rio de Janeiro, giugno 1992), rappresenta una tappa fondamentale nel cammino verso la promozione di modelli di sviluppo sostenibile a livello mondiale.

La principale esigenza emersa è stata quella di *"una nuova ed equa partnership globale, attraverso la creazione di nuovi livelli di cooperazione tra gli Stati, i settori chiave della società ed i popoli"*, attraverso intese internazionali dirette a rispettare gli interessi di tutti gli abitanti della terra ed a tutelare l'integrità del sistema globale dell'ambiente e dello sviluppo.

La Dichiarazione di Rio ha posto l'accento sul legame tra protezione ambientale e sviluppo, sulla necessità di sradicare la povertà e di tenere conto delle esigenze dei Paesi in via di sviluppo; sull'urgenza di trovare alternative ai modelli di produzione e consumo non sostenibili, di aumentare le capacità autoctone di affrontare le problematiche ambientali (capacity-building), e di promuovere un sistema economico internazionale aperto che fosse di supporto allo sviluppo sostenibile.

Un altro documento di notevole rilevanza è stata l'Agenda 21, consistente in un piano d'azione per specifiche iniziative economiche, sociali ed ambientali mirate alla definizione di una vera e propria strategia di integrazione tra ambiente e sviluppo, da attuarsi con un impegno coordinato dell'intera comunità internazionale.

Tra le altre Conferenze succedutesi negli ultimi 20 anni si citano:

- la Convenzione quadro sui cambiamenti climatici che ha avuto come obiettivo fondamentale la stabilizzazione della concentrazione in atmosfera dei gas serra dovuta all'impiego di combustibili fossili (vedere § 9.2);
- la Convenzione sulla biodiversità finalizzata al conseguimento di un accesso equilibrato alle risorse biologiche degli ecosistemi;
- la Convenzione delle Nazioni Unite per la lotta contro la desertificazione ha con l'obiettivo dichiarato *"di combattere la desertificazione e mitigare gli effetti dell'aridità in Nazioni che stanno soffrendo a causa di gravi siccità e/o desertificazioni, particolarmente in Africa"*.
- Il Protocollo di Kyoto (vedere § 9.3), approvato nella terza sessione plenaria tenutasi a Kyoto dall'1 al 10 dicembre 1997 (il primo esempio di trattato globale legalmente vincolante), individua una serie di azioni prioritarie per la soluzione delle problematiche dei cambiamenti climatici globali. In alcuni settori prioritari (energia, processi industriali, agricoltura e rifiuti) i Paesi sviluppati e quelli ad economia in transizione sono stati chiamati ad elaborare ed attuare politiche ed azioni operative specifiche: essi si sono impegnati, in particolare, ad incrementare l'efficienza energetica nei più rilevanti settori economici e ad elevare le capacità di assorbimento dei gas serra rilasciati in atmosfera (attraverso, ad esempio, azioni di forestazione) ed a sviluppare la ricerca e l'adozione di nuove fonti di energia rinnovabile;
- il Summit mondiale sullo sviluppo sostenibile di Johannesburg incentrato sulla verifica dell'attuazione dei programmi concordati nelle precedenti conferenze. In uno dei documenti emersi a conclusione di tale Summit (Piano d'Azione sullo Sviluppo Sostenibile) si fissano alcuni obiettivi prioritari: la destinazione ad un fondo per la solidarietà dello 0,7% del Prodotto Interno Lordo dei Paesi ricchi; l'impegno a dimezzare, entro il 2015, il numero di persone (attualmente 2,4 miliardi) che non hanno accesso all'acqua potabile ed ai servizi igienici; l'impegno nel settore energetico ad un "sostanziale incremento" dell'uso di fonti rinnovabili di energia (eolica, solare, biomasse ecc.); la protezione della biodiversità, attraverso una significativa riduzione, entro il 2010, del ritmo di estinzione della varietà delle specie viventi, ed il mantenimento dell'abbondanza e della varietà delle specie ittiche; l'eliminazione delle sostanze chimiche tossiche e nocive (in particolare dei pesticidi in agricoltura) entro il 2020.

Tra i riferimenti importati ai fini dello sviluppo della legislazione ambientale, oltre alle direttive sviluppate nelle conferenze internazionali, va citato il “Principio di Precauzione” (figura tra i 27 principi introdotti dalla Dichiarazione di Rio de Janeiro) in forza del quale, in caso di rischio grave e irreversibile per l’ambiente, l’assenza di una certezza scientifica assoluta non deve servire da pretesto per rinviare l’adozione di misure adeguate ed efficaci per prevenire il degrado ambientale. Il ricorso al principio di precauzione può essere invocato in presenza di tre fattori: l’identificazione degli effetti potenzialmente negativi; la valutazione dei dati scientifici disponibili; l’ampiezza dell’incertezza.

Anche il principio “chi inquina paga”, fondato sull’idea che i costi per evitare e riparare i danni all’ambiente debbano essere sostenuti dai soggetti responsabili dei danni, e non posti a carico della società nel suo complesso, figura tra i 27 principi che della Dichiarazione di Rio. Nella legislazione ambientale europea è quindi previsto che le autorità nazionali promuovano l’”internalizzazione” dei costi per la tutela ambientale e l’uso di strumenti economici che consentano di coprire i costi della riparazione del danno che i responsabili hanno arrecato all’ambiente.

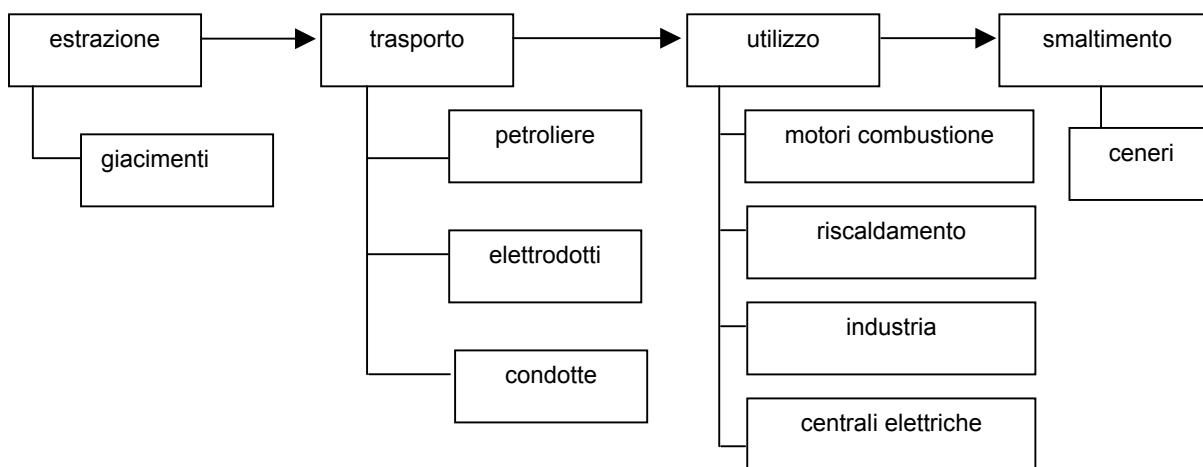
5.1 La legislazione inerente agli impatti ambientali dovuti ai sistemi energetici

L’influenza che i sistemi energetici, intesi nella loro accezione più ampia (sistemi adibiti all’estrazione, trasporto, trasformazione, conversione ed utilizzo delle fonti energetiche), hanno sulla qualità dell’ambiente è talmente alta che gran parte della legislazione ambientale si riferisce ad essi. Per dare organicità alla descrizione delle disposizioni normative inerenti all’energia è utile illustrare la correlazione leggi-energia-ambiente attraverso lo schema rappresentato in Figura 5.1.

In ognuna di queste fasi esiste una serie di disposizioni normative regolamentano gli aspetti che riguardano l’interazione energia-ambiente. Si tratta di un complesso normativo estremamente ampio che non è possibile descrivere compiutamente in questa sede.

La normativa ambientale, per la sua natura piuttosto recente nel contesto mondiale e locale e perché intimamente legata anche alle innovazioni tecnologiche, è caratterizzata da continui aggiornamenti in un’ottica di prevenzione delle molteplici forme di inquinamento e di gestione integrata degli aspetti ambientali.

Figura 5.1 - Correlazione tra leggi ed energia-ambiente



Proprio in questo momento ci troviamo in una fase transitoria, caratterizzata dalla progressiva e modulata attuazione del DLgs n. 152/2006 denominato “Norme in materia ambientale” che sta trasformando le regole in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, difesa del suolo e tutela delle acque, gestione dei rifiuti, riduzione dell'inquinamento atmosferico e risarcimento dei danni ambientali.

Ci si limita pertanto a citare per grandi linee le principali correlazioni tra le fasi descritte nello schema e i principali riferimenti legislativi. Si tralasciano inoltre gli aspetti che esulano dalle competenze degli Energy Manager, quali quelli inerenti i giacimenti, il trasporto e lo stoccaggio di combustibili e lo smaltimento dei rifiuti (rifiuti radioattivi e ceneri – prevalentemente di carbone). Nella Tabella 5.1 vengono evidenziate le principali correlazioni tra sistemi energetici e legislazione.

Tabella 5.1 - Principali correlazioni tra sistemi energetici e legislazione ambientale

Sistema energetico	Aspetti oggetto di regolamentazione	Principale normativa di riferimento
Elettrodotti	VIA Limiti alla induzione magnetica	Direttiva europea 85/337/Ce Legge Quadro n. 36 del 22.02.2001
Motori a combustione interna	Limiti per la qualità dell'aria Standard di emissione Aumento del rendimento Limiti al livello di rumore Limiti alle emissioni di CO ₂	Protocollo di Kyoto Direttiva Quadro 96/62/Ce D. M. n. 60 del 2.4.2002; Direttiva 2002/3/Ce
Impianti di riscaldamento	Limiti per la qualità dell'aria Standard di emissione Isolamento termico degli edifici Limiti alle emissioni di CO ₂ Uso delle fonti rinnovabili	Protocollo di Kyoto DPR n. 412 del 26.08.1993 DM 17.03.2003 Direttiva 2001/77/Ce
Calore industriale	Limiti per la qualità dell'aria Standard di emissione Uso razionale dell'energia Limiti alle emissioni di CO ₂	Protocollo di Kyoto Direttiva Quadro 96/62/Ce DM n. 60 del 2.4.2002 DPR n. 203/1988
Centrali elettriche	Limiti per la qualità dell'aria Standard di emissione Aumento del rendimento Uso delle fonti rinnovabili Limiti al livello di rumore Limiti alle emissioni di CO ₂ Inquinamento termico	Protocollo di Kyoto Direttiva Quadro 96/62/Ce D. M. n. 60 del 2.4.2002 Direttiva 2001/77/Ce Legge 447/95 e DM 16.03.1998 DPR n. 203/1988 DLgs n. 152/99
Tutti i sistemi	Analisi del ciclo di vita per il combustibile e gli impianti	LCA – Norme ISO 14040

5.2 Inquadramento normativo per l'Energy Manager

Le emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti sono la causa primaria del verificarsi di alcuni fenomeni riconosciuti come una minaccia per la qualità dell'ambiente e la salute dell'uomo: i cambiamenti climatici, l'assottigliamento dello strato di ozono stratosferico, l'aumento della concentrazione di ozono troposferico, l'acidificazione.

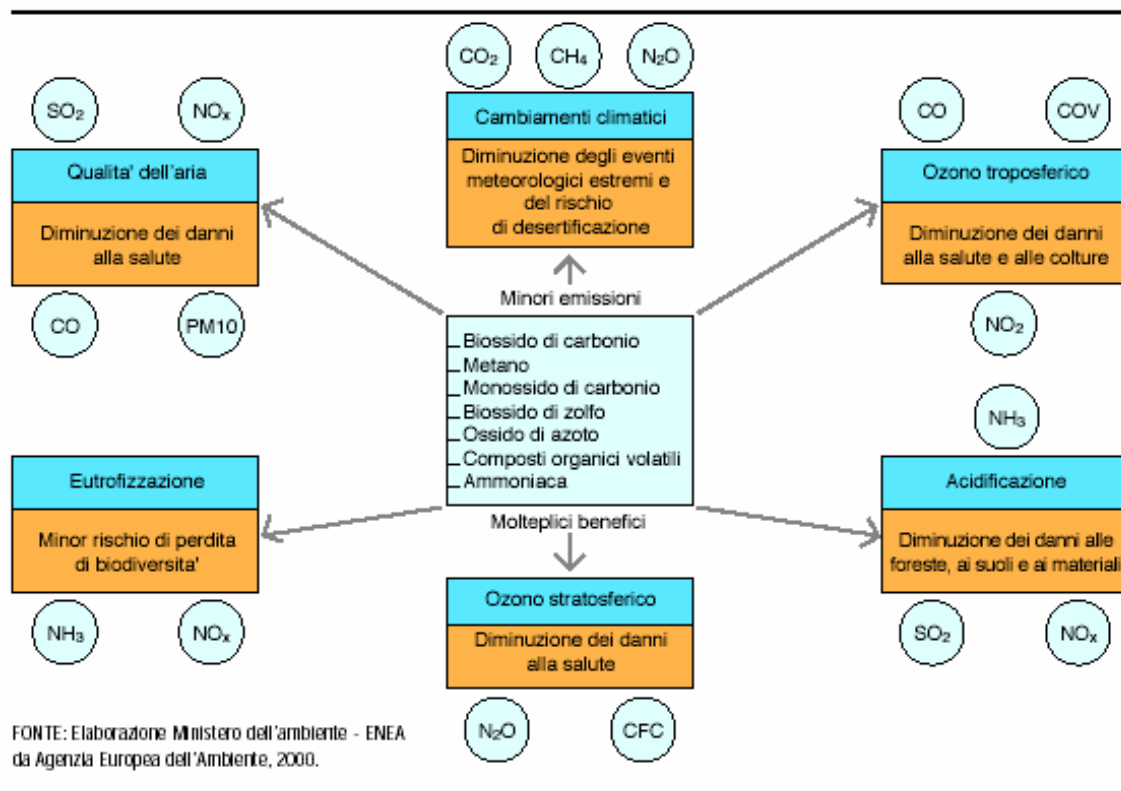
A livello internazionale, e quindi europeo e nazionale, gli impegni assunti per individuare la natura degli agenti inquinanti, disporre di dati sulle emissioni, e conoscerne gli effetti sulla salute e sull'ambiente, fanno riferimento ad una serie di azioni codificate attraverso appositi documenti: la "Convenzione quadro sui cambiamenti climatici", la "Convenzione di Ginevra sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero" e varie direttive comunitarie sulla limitazione alle emissioni.

Le sostanze esaminate e monitorate per garantire uno stato accettabile per la qualità dell'aria sono le sostanze che contribuiscono ai fenomeni di acidificazione ed eutrofizzazione (SO_x , NO_x , COVNM, NH_3), che inducono i cambiamenti climatici, primo fra tutti l'effetto serra (CO_2 , CH_4 , N_2O , e gas fluorurati); la normativa europea prevede poi il controllo delle emissioni di benzene, delle polveri sottili come il PM10, dei principali metalli pesanti (Pb, Cd, Hg) e delle sostanze organiche persistenti come le diossine e gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA).

Lo schema riportato in Figura 5.2 evidenzia la necessità di un approccio integrato per i fenomeni che contribuiscono all'inquinamento atmosferico, in quanto ogni singolo inquinante è considerato un fattore causale in molteplici fenomeni di inquinamento atmosferico.

Oltre agli evidenti fenomeni dovuti all'emissione di sostanze inquinanti in atmosfera attraverso la combustione dei fossili, le tecnologie utilizzate e le varie forme di produzione dell'energia possono interagire e modificare altri comparti ambientali quali il suolo, il sottosuolo ed i bacini idrici intesi come fonte di approvvigionamento ma anche come corpi recettori di sostanze inquinanti e di calore.

Figura 5.2 - Schema Multi-inquinante, Multi-effetto" (Credit:RSA 2001)^{xv}



6. L'OZONO STRATOSFERICO ED IL PROTOCOLLO DI MONTREAL

L'ozono (O_3) è un composto naturale presente in piccola percentuale nella composizione chimica dell'atmosfera; la sua presenza nello strato superiore dell'atmosfera – denominata stratosfera – ad una quota compresa tra 10 e 50 km è fondamentale per la salute dell'uomo e la protezione sanitaria della popolazione; influisce inoltre sui recenti fenomeni di variabilità climatica.

L'ozono stratosferico svolge, infatti, l'importante funzione di protezione dalle radiazioni ultraviolette, in particolare da quella UVB emessa dal sole. La diminuzione dell'ozono stratosferico comporta una riduzione dell'azione filtrante svolta nei confronti delle radiazioni solari ultraviolette; l'esposizione alle radiazioni UVB è ritenuta causa di insorgenza di tumori alla pelle, di danni acuti o a lungo termine a carico degli occhi, del sistema immunitario e della cute; può provocare effetti nocivi sugli organismi acquatici e sulla vegetazione ed alterare i naturali cicli biogeochimici.

Le concentrazioni di ozono nella stratosfera variano in funzione della latitudine e dei fenomeni naturali quali i cicli stagionali e le eruzioni solari; tuttavia, a partire dagli anni 70, sono state registrate importanti diminuzioni nella concentrazione di ozono nell'alta atmosfera che non possono essere spiegate solamente attraverso i meccanismi naturali.

Le cause di questo recente fenomeno, noto come assottigliamento dell'ozono stratosferico (più comunemente “buco nell'ozono”) sono da ricercarsi nelle attività dell'uomo che producono una serie di sostanze, le cosiddette ODS “Ozone Depleting Substances”, ritenute responsabili di circa l'85% della distruzione dell'ozono stratosferico. Le ODS più pericolose sono le sostanze che contengono atomi di cloro e bromo come i clorofluorocarburi, gli *halons*, il tetracloruro di carbonio, i bromocarburi e gli idroclorofluorocarburi (oltre agli ossidi di azoto emessi dagli aerei).

Il processo che conduce alla distruzione dell'ozono stratosferico inizia con l'emissione nella troposfera di sostanze contenenti cloro o bromo le quali, a causa della loro elevata stabilità permangono per molti anni inalterate fino a raggiungere la stratosfera, dove sono fotolizzate dalla radiazione ultravioletta solare.

A seguito della fotolisi ed a causa della particolare struttura molecolare della ODS, viene rilasciato un radicale libero alogeno caratterizzato da elevata reattività; questo partecipa a una serie di reazioni a catena che trasformano molecole di ozono in ossigeno rigenerando ogni volta un radicale libero che catalizza una nuova reazione; si stima che un atomo di cloro può distruggere fino a 100.000 molecole di ozono.

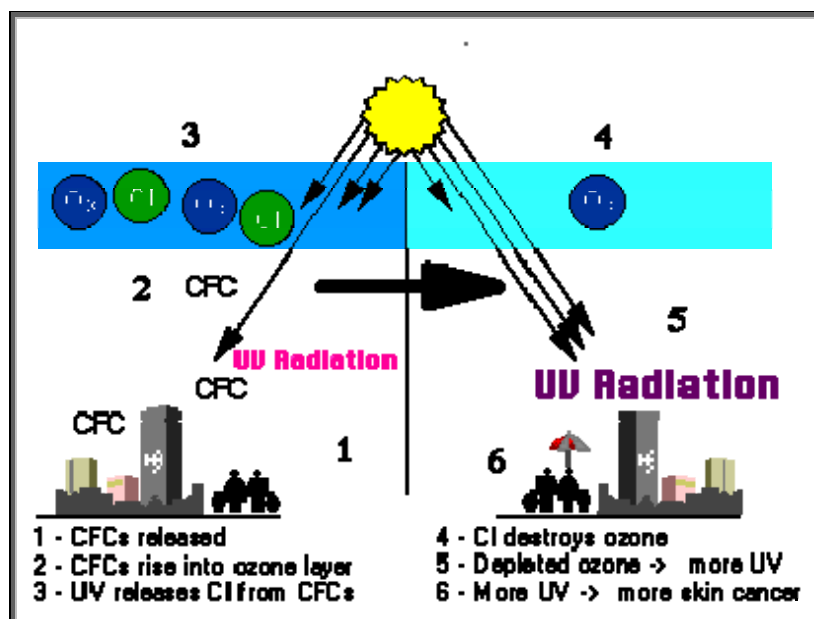
La Figura 6.1, tratta dall'Agenzia americana per la Protezione dell'Ambiente (EPA), descrive sinteticamente il processo.

La misura della capacità relativa di ciascuna ODS di distruggere l'ozono viene espressa attraverso un particolare indice, l'ODP (Ozone Depletion Potential).

L'ODP di una sostanza dipende dal numero di atomi di cloro o di bromo nella molecola, dalla vita atmosferica del composto e dal particolare meccanismo di reazione innescato dalla radiazione UV che distrugge la molecola.

L'unità di misura di riferimento dell'Ozone Depletion Potential è quella del CFC-11 e CFC-12, cui è assegnato il valore 1.

Figura 6.1 - Meccanismo di distruzione dello strato di ozono stratosferico (Credit: U.S. EPA^{xvi})



6.1 Considerazioni sul Protocollo di Montreal

Il Protocollo di Montreal sulle sostanze che impoveriscono lo strato di ozono stratosferico è stato ratificato, nel gennaio 2004, da 186 paesi. Il costo totale delle misure da attuare per l'eliminazione delle sostanze pericolose, tra il 1987 ed il 2060, ammonta a 235 miliardi di dollari; di questi, una cifra superiore al 35% è già stata utilizzata dai paesi maggiormente sviluppati per la riconversione di processi industriale e di prodotti.

I benefici si stimano invece in 459 miliardi di dollari e si riferiscono principalmente agli effetti positivi sulla salute dell'uomo e sugli ecosistemi: la riduzione di oltre 20 milioni di casi di tumori della pelle e di oltre 12 milioni di casi di cataratta, la riduzione di danni economici legati ad attività produttive ed agricole-forestali, quali la diminuzione di fitoplancton per la pesca e l'inibizione dell'attività di fotosintesi [APAT, Protocollo di Montreal^{xvii}].

A causa della loro elevata persistenza in atmosfera, l'azione distruttiva delle sostanze pericolose proseguirà però ancora per un lungo periodo: solamente a partire dal 2005 ha avuto inizio il processo di ripristino della fascia di ozono, il quale non si concluderà prima del 2060.

Il raggiungimento degli obiettivi prefissati dal Protocollo di Montreal è insidiato da una serie di problematiche ambientali, sociali ed economiche che evidenziano la natura complessa del fenomeno.

In particolare: (a) i paesi in fase di sviluppo industriale sono stati assoggettati agli obblighi del Protocollo di Montreal solo dal 2004; (b) la Russia, pur assoggettata al Protocollo, continua a produrre ed utilizzare le sostanze dannose vietate; (c) è denunciato a livello internazionale un mercato nero delle sostanze pericolose tra Cina, India e Russia; (d) l'aumento della temperatura dell'atmosfera dovuto alle emissioni di gas serra, induce un raffreddamento della stratosfera che a sua volta provoca la formazione di nubi stratosferiche polari che favoriscono un ambiente idoneo all'azione aggressiva di cloro e bromo sull'ozono.

Risulta quindi evidente la necessità di rendere effettiva l'applicazione del Protocollo, anticipando eventualmente alcune scadenze, attraverso l'utilizzo di sistemi di monitoraggio e trasferimenti tecnologici in grado di creare le condizioni idonee di sviluppo e crescita economica, compatibilmente con la tutela della salute dell'uomo e della qualità dell'ambiente.

L'Unione Europea, in attuazione del Protocollo di Montreal, ha adottato i Regolamenti n. 594/91, n. 3952/92, n. 3093/94 e n. 2037/00, che hanno progressivamente adeguato le norme europee agli emendamenti al Protocollo: i Regolamenti europei hanno immediato valore nelle legislazioni negoziali assumendo un grande rilievo nelle politiche e negli ordinamenti nazionali. Il Regolamento europeo 2037/00 anticipa i termini per l'eliminazione degli HCFC in base al settore d'utilizzo; rende più stringenti gli obiettivi intermedi per la riduzione nell'uso del bromuro di metile (bandito al 31.12.2005); proibisce l'uso e la fornitura delle sostanze delle quali siano state già bandite la produzione e l'importazione.

L'Italia ha recepito la disciplina riguardante il recupero delle sostanze controllate dalle apparecchiature che le contengono e il controllo annuale di queste ultime, stabilita negli articoli 16 e 17 del Regolamento europeo 2037/2000, emanando due appositi decreti.

- Decreto 3 ottobre 2001 su "recupero, riciclo, rigenerazione e distribuzione degli halon" che regola le modalità di recupero, riciclo, rigenerazione e distruzione di halon e clorofluorocarburi contenuti rispettivamente negli impianti ad uso antincendio e nelle apparecchiature di refrigerazione e condizionamento ed ha anticipato al 9/11/2002 il termine ultimo per la dismissione degli impianti ad halon ad uso non critico. Per quanto riguarda i clorofluorocarburi (CFC) è previsto il recupero degli stessi dagli impianti di refrigerazione e condizionamento a fine vita e/o durante le fasi di manutenzione nonché la successiva distruzione da parte dei "centri autorizzati di raccolta". È inoltre previsto il divieto d'uso di clorofluorocarburi per la manutenzione e la ricarica di apparecchiature ed impianti di refrigerazione e condizionamento a partire dal 31/12/2000.
- Decreto 20 settembre 2002 "Attuazione dell'art. 5 della Legge n. 549 del 28 dicembre 1993, recante misure a tutela dell'ozono stratosferico" che riguarda il recupero di sostanze controllate dai cosiddetti "beni durevoli", ovvero frigoriferi o condizionatori destinati ad uso domestico e/o commerciale. Entrato in vigore il 1 ottobre 2002, stabilisce le norme tecniche e le modalità per la prevenzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze lesive dell'ozono stratosferico che potrebbero fuoriuscire dagli impianti che effettuano il trattamento e la dismissione di frigoriferi, congelatori, surgelatori, condizionatori d'aria e pompe di calore.

Infine, con la legge n. 185 del 30 giugno 2004 l'Italia ha ratificato e reso esecutivo l'emendamento al Protocollo di Montreal sulle sostanze che impoveriscono lo strato di ozono stratosferico, adottato durante la XI Conferenza delle Parti del 3 dicembre 1999 a Pechino.

6.2 Regolamento Europeo n. 2037/2000. Tutela dell'ozono stratosferico

La protezione dell'ozono stratosferico è attualmente perseguita in ambito europeo attraverso il rispetto del Regolamento CE n. 2037/00 del 29 giugno 2000 che regola la produzione e l'uso delle sostanze individuate come responsabili dell'assottigliamento dello strato di ozono.

Il Regolamento n. 2037/00 è stato recentemente modificato dal Regolamento (Ce) n. 1804/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 settembre 2003, per quanto concerne il controllo dell'halon esportato per usi critici, l'esportazione di prodotti e apparecchiature contenenti clorofluorocarburi e i controlli sul bromoclorometano.

Il Regolamento CE 2037/00 si applica a produzione, importazione, esportazione, immissione sul mercato, uso, recupero, riciclo, rigenerazione e distruzione delle seguenti sostanze:

- clorofluorocarburi (CFC_s elencate nel gruppo I dell'allegato I);
- altri clorofluorocarburi completamente alogenati (gruppo II dell'allegato I);
- halon (gruppo III dell'allegato I);
- tetracloruro di carbonio (gruppo IV dell'allegato I);
- 1,1,1-tricloroetano (gruppo V dell'allegato I);

- bromuro di metile (gruppo VI dell'allegato I);
- idrobromofluorocarburi (HCFC_s gruppo VII dell'allegato I);
- idroclorofluorocarburi (gruppo VIII dell'allegato I);
- bromoclorometano (gruppo IX dell'allegato I).

Le sostanze sopra elencate, utilizzate sole o in miscela, vergini, recuperate, riciclate o rigenerate, sono definite "sostanze controllate" dal Regolamento n. 2037/00. In Tabella 6.1 si riporta la misura dell'effetto potenziale di distruzione di ciascuna sostanza controllata sullo strato d'ozono (potenziale di riduzione dell'ozono – ODP).

Tabella 6.1 - Regolamento CE 2037/2000 - Allegato I. Sostanze controllate disciplinate

Gruppo	Sostanza		Potenziale di riduzione dell'ozono ⁽¹⁾
Gruppo I	CFCl ₃	(CFC-11)	1,0
	CF ₂ Cl ₂	(CFC-12)	1,0
	C ₂ F ₃ Cl ₃	(CFC-113)	0,8
	C ₂ F ₄ Cl ₂	(CFC-114)	1,0
	C ₂ F ₅ Cl	(CFC-115)	0,6
Gruppo II	CF ₃ Cl	(CFC-13)	1,0
	C ₂ FCl ₅	(CFC-111)	1,0
	C ₂ F ₂ Cl ₄	(CFC-112)	1,0
	C ₃ FCl ₇	(CFC-211)	1,0
	C ₃ F ₂ Cl ₆	(CFC-212)	1,0
	C ₃ F ₃ Cl ₅	(CFC-213)	1,0
	C ₃ F ₄ Cl ₄	(CFC-214)	1,0
	C ₃ F ₅ Cl ₃	(CFC-215)	1,0
	C ₃ F ₆ Cl ₂	(CFC-216)	1,0
C ₃ F ₇ Cl	(CFC-217)	1,0	
Gruppo III	CF ₂ BrCl	(halon-1211)	3,0
	CF ₃ Br	(halon-1301)	10,0
	C ₂ F ₄ Br ₂	(halon-2402)	6,0
Gruppo IV	CCl ₄	(tetracloruro di carbonio)	1,1
Gruppo V	C ₂ H ₃ Cl ₃ ⁽²⁾	(1,1,1-tricloroetano)	0,1
Gruppo VI	CH ₃ Br	(bromuro di metile)	0,6
Gruppo VII	CHFBr ₂		1,00
	CHF ₂ Br		0,74
	CH ₂ FBr		0,73
	C ₂ HFBr ₄		0,8
	C ₂ HF ₂ Br ₃		1,8
	C ₂ HF ₃ Br ₂		1,6
	C ₂ HF ₄ Br		1,2
	C ₂ H ₂ FBr ₃		1,1
	C ₂ H ₂ F ₂ Br ₂		1,5
	C ₂ H ₂ F ₃ Br		1,6
	C ₂ H ₃ FBr ₂		1,7
	C ₂ H ₃ F ₂ Br		1,1
	C ₂ H ₄ FBr		0,1
	C ₃ HFBr ₆		1,5
	C ₃ HF ₂ Br ₅		1,9
	C ₃ HF ₃ Br ₄		1,8
	C ₃ HF ₄ Br ₃		2,2
	C ₃ HF ₅ Br ₂		2,0
C ₃ HF ₆ Br		3,3	

⁽¹⁾ I potenziali di riduzione dell'ozono qui indicati sono stime basate sulle attuali conoscenze e saranno riesaminati e modificati periodicamente in base alle decisioni adottate dalle parti sulle sostanze che riducono lo strato di ozono.

⁽²⁾ La formula non si riferisce all'1,1,2-tricloroetano.

	C3H2FBr5		1,9
	C3H2F2Br4		2,1
	C3H2F3Br3		5,6
	C3H2F4Br2		7,5
	C3H2F5Br		1,4
	C3H3FBr4		1,9
	C3H3F2Br3		3,1
	C3H3F3Br2		2,5
	C3H3F4Br		4,4
	C3H4FBr3		0,3
	C3H4F2Br2		1,0
	C3H4F3Br		0,8
	C3H5FBr2		0,4
	C3H5F2Br		0,8
	C3H6FBr		0,7
Gruppo VIII	CHFCl2	(HCFC-21) ⁽³⁾	0,040
	CHF2Cl	(HCFC-22) ⁽³⁾	0,055
	CH2FCl	(HCFC-31)	0,020
	C2HFCl4	(HCFC-121)	0,040
	C2HF2Cl3	(HCFC-122)	0,080
	C2HF3Cl2	(HCFC-123) ⁽³⁾	0,020
	C2HF4Cl	(HCFC-124) ⁽³⁾	0,022
	C2H2FCl3	(HCFC-131)	0,050
	C2H2F2Cl2	(HCFC-132)	0,050
	C2H2F3Cl	(HCFC-133)	0,060
	C2H3FCl2	(HCFC-141)	0,070
	CH3CFCl2	(HCFC-141b) ⁽³⁾	0,110
	C2H3F2Cl	(HCFC-142)	0,070
	CH3CF2Cl	(HCFC-142b) ⁽³⁾	0,065
	C2H4FCl	(HCFC-151)	0,005
	C3HFCl6	(HCFC-221)	0,070
	C3HF2Cl5	(HCFC-222)	0,090
	C3HF3Cl4	(HCFC-223)	0,080
	C3HF4Cl3	(HCFC-224)	0,090
	C3HF5Cl2	(HCFC-225)	0,070
	CF3CF2CHCl2	(HCFC-225ca) ⁽³⁾	0,025
	CF2ClCF2CHClF	(HCFC-225cb) ⁽³⁾	0,033
	C3HF6Cl	(HCFC-226)	0,100
	C3H2FCl5	(HCFC-231)	0,090
	C3H2F2Cl4	(HCFC-232)	0,100
	C3H2F3Cl3	(HCFC-233)	0,230
	C3H2F4Cl2	(HCFC-234)	0,280
	C3H2F5Cl	(HCFC-235)	0,520
	C3H3FCl4	(HCFC-241)	0,090
	C3H3F2Cl3	(HCFC-242)	0,130
	C3H3F3Cl2	(HCFC-243)	0,120
	C3H3F4Cl	(HCFC-244)	0,140
	C3H4FCl3	(HCFC-251)	0,010
C3H4F2Cl2	(HCFC-252)	0,040	
C3H4F3Cl	(HCFC-253)	0,030	
C3H5FCl2	(HCFC-261)	0,020	
C3H5F2Cl	(HCFC-262)	0,020	
C3H6FCl	(HCFC-271)	0,030	
Gruppo IX	CH2BrCl	(halon 1011 bromoclorometano)	0,12

⁽³⁾ Identifica la sostanza più valida da un punto di vista commerciale, come prescritto dal Protocollo.

Le principali definizioni riportate nel Regolamento che interessano la materia disciplinata sono di seguito riportate:

- produzione: quantitativo di sostanze controllate prodotte, meno il quantitativo distrutto con tecnologie approvate dalle parti e meno il quantitativo interamente utilizzato come materia prima o come agente di fabbricazione nella fabbricazione di altri prodotti chimici;
- uso: impiego di sostanze controllate nella produzione o manutenzione (in particolare nella ricarica) di prodotti o apparecchiature o in altri processi, salvo quelli che ne prevedono l'utilizzazione come materia prima o come agente di fabbricazione;
- sistema reversibile di condizionamento d'aria/pompa di calore: combinazione di parti intercollegate contenenti refrigerante che costituiscono un circuito chiuso di refrigerazione, nel quale il refrigerante circola per estrarre ed eliminare il calore (ad esempio raffreddamento, riscaldamento) e che è reversibile, in quanto i dispositivi di evaporazione e condensazione sono destinati ad essere intercambiabili nelle loro funzioni;
- recupero: raccolta e magazzinaggio di sostanze controllate provenienti, per esempio, da macchine, apparecchiature, vasche di contenimento, effettuati nel corso delle operazioni di manutenzione o prima dello smaltimento;
- riciclo: riutilizzazione di sostanze controllate recuperate previa effettuazione di un processo di pulitura di base quale la filtrazione e l'essiccazione; per i refrigeranti, il riciclo prevede normalmente la ricarica delle apparecchiature spesso effettuata in loco,
- rigenerazione: ritrattamento e valorizzazione delle sostanze controllate recuperate attraverso operazioni quali filtrazione, essiccazione, distillazione e trattamento chimico, allo scopo di riportare la sostanza a determinate caratteristiche di funzionalità; ciò spesso prevede un trattamento non in loco in un impianto centralizzato.

Gli articoli 4 e 5 del Regolamento n. 2037/00 vietano generalmente l'immissione sul mercato e l'uso delle seguenti sostanze: clorofluorocarburi; altri clorofluorocarburi completamente alogenati; halon; tetracloruro di carbonio; 1,1,1-tricloroetano; idrobromofluorocarburi; bromoclorometano.

Inoltre è vietato (art. 4, comma 6) in via generale l'importazione e l'immissione sul mercato di prodotti e apparecchiature contenenti clorofluorocarburi, altri clorofluorocarburi completamente alogenati, halon, tetracloruro di carbonio, 1,1,1-tricloroetano, idrobromofluorocarburi e bromoclorometano, ad esclusione dei prodotti o delle apparecchiature per i quali l'uso della rispettiva sostanza controllata è stata espressamente autorizzata ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 1, secondo comma oppure è elencato nell'allegato VII del Regolamento CE 2037/00. I prodotti e le apparecchiature per i quali è dimostrato che la data di fabbricazione è precedente al 1.10.2000, entrata in vigore del Regolamento, non sono soggetti a questo divieto.

L'articolo 5 disciplina l'uso degli idroclorofluorocarburi; il loro uso come sostanze refrigeranti è vietato nei seguenti casi:

- in apparecchiature fabbricate dopo il 31 dicembre 1995 ed utilizzati in sistemi non confinati ad evaporazione diretta; in frigoriferi e congelatori domestici; nei sistemi di condizionamento d'aria di autovetture, trattori, fuoristrada o rimorchi, funzionanti con qualsiasi fonte energetica, tranne che per usi militari, per i quali il divieto entra in vigore il 31 dicembre 2008; nel condizionamento d'aria di mezzi di trasporto pubblico su strada;
- nel condizionamento d'aria di mezzi di trasporto su rotaia, in apparecchiature fabbricate dopo il 31 dicembre 1997;
- dal 1.1.2000, in apparecchiature fabbricate dopo il 31 dicembre 1999 per i seguenti usi: depositi e magazzini frigoriferi pubblici e adibiti alla distribuzione; per apparecchiature di potenza misurata all'albero motore pari o superiore a 150 kW;

- dal 1.1.2001, in tutte le altre apparecchiature di refrigerazione e condizionamento d'aria fabbricate dopo il 31.12.2000, ad eccezione delle apparecchiature di condizionamento fisse con capacità di raffreddamento inferiore a 100 kW, per le quali l'uso di idroclorofluorocarburi è vietato dal 1.7.2002 nelle apparecchiature prodotte dopo il 30.6.2002, e dei sistemi reversibili di condizionamento d'aria/pompe di calore, per i quali l'uso di idroclorofluorocarburi è vietato dal 1.1.2004 in tutte le apparecchiature fabbricate dopo il 31.12.2003;
- dal 1.1.2010, l'uso di idroclorofluorocarburi vergini è vietato nella manutenzione e assistenza delle apparecchiature di refrigerazione e condizionamento d'aria esistenti a tale data;
- dal 1.1.2015, tutti gli idrofluorocarburi sono vietati.

L'articolo 16 del Regolamento CE 2037/00 disciplina le attività di recupero. Le sostanze controllate contenute negli apparecchi di refrigerazione e di condizionamento d'aria, nelle pompe di calore (ad esclusione di frigoriferi e congelatori domestici), nelle apparecchiature contenenti solventi, nei sistemi di protezione antincendio e negli estintori sono recuperate per essere avviate a:

- distruzione con tecnologie approvate dalle parti od altra tecnologia di distruzione accettabile dal punto di vista ambientale;
- riciclo o rigenerazione nel corso delle operazioni di manutenzione e riparazione delle apparecchiature o prima che tali apparecchiature siano smantellate o eliminate.

Le sostanze controllate contenute in frigoriferi e congelatori domestici sono recuperate e trattate come le precedenti a partire dal 31.12.2001.

Le sostanze controllate contenute in prodotti, impianti e apparecchiature diversi da quelli indicati precedentemente sono recuperate, quando possibile, e trattate come indicato sopra.

6.3 Decreto Ministero Ambiente 3.10.2001: recupero degli halon

In relazione al Regolamento Europeo 2037/2000 sulle sostanze che riducono lo strato di ozono stratosferico, l'Italia ha ritenuto necessario adeguare la normativa nazionale in materia attraverso l'emanazione del Decreto del Ministero dell'ambiente del 3.10.2001 su "Recupero, riciclo, rigenerazione e distribuzione degli halon", pubblicato sulla Gazzetta ufficiale del 25 ottobre 2001 n. 249.

Il DM 3.10.2001 rappresenta una sorta di Testo Unico in materia di tutela dello strato di ozono stratosferico in quanto disciplina l'utilizzo, il recupero, la distruzione e la commercializzazione degli halon e dei clorofluorocarburi.

La disciplina relativamente agli Halon è descritta al capo I del Decreto (articoli 2-6) e viene sintetizzata in Tabella 6.2, tenendo conto delle successive modifiche ed integrazioni apportate tramite il Decreto Ministero Ambiente 2.9.2003 sulle "Modalità per il recupero di alcune sostanze ritenute dannose per l'ozono stratosferico".

La disciplina relativa all'utilizzo ed al recupero dei clorofluorocarburi (CFC), è descritta al capo II del Decreto e sintetizzata in Tabella 6.3.

Si riportano inoltre i moduli per la denuncia degli utenti finali secondo le indicazioni dell'art. 8, comma 1 (Tabella 6.4, Tabella 6.5, Tabella 6.6).

Tabella 6.2 - Regolamentazione per l'uso degli Halon (DM 3.10.2001)

UTILIZZO DEGLI HALON	L'uso di halon vergine, recuperato, riciclato, rigenerato, è vietato
	L'utilizzo di halon riciclati o rigenerati e di sistemi di protezione antincendio ed estintori è consentito unicamente a condizione che siano destinati alla protezione dei vani motori, dell'avionautica, dei compartimenti di carico e della cabina degli aerei civili e militari.
	Gli utilizzatori devono comunque dare comunicazione: a) entro il 24.12.2001 ai ministeri competenti sulla natura, quantità, ubicazione delle sostanze e tipologia dell'uso; b) annualmente sulle quantità riciclate o rigenerate nell'anno precedente per la ricarica o manutenzione.
RECUPERO DEGLI HALON	Entro il 25.10.2002, salvo le eccezioni riportate all'art. 3-bis, tutti gli halon contenuti nei sistemi di protezione antincendio e negli estintori devono essere obbligatoriamente recuperati.
	Il recupero, il riciclo, la rigenerazione e la distruzione degli halon è affidata ai "Centri autorizzati di raccolta dell'halon", che operano secondo le disposizioni dell'articolo 4 del DM.
USO SOSTITUTIVO DEGLI HALON	L'uso di idroclorofluorocarburi nei sistemi antincendio in sostituzione di halon è consentito a condizione che ci si riferisca a: applicazioni indicate nell'Allegato I del DM; disposizioni dell'art. 5, comma 3 del Reg. CE n. 2037/2000; non siano superati i valori massimi di GMP=4000; ALT= 42 anni e ODP= 0,0065 per gli idroclorofluorocarburi.
	L'uso di idroclorofluorocarburi insistemi antincendio diversi da quelli indicati nell'Allegato I al DM 3.10.01 è vietato dal 31.12.2008.
	Gli halon sostituiti devono essere recuperati e avviati a distruzione dai "Centri autorizzati di raccolta dell'halon" Almeno il 70% dei costi della distruzione deve essere sostenuto dal fornitore degli idroclorofluorocarburi sostitutivi.

Tabella 6.3 - Regolamentazione per l'uso dei CFC (DM 3.10.2001)

UTILIZZO DEI CLOROFUOROCARBURI	L'uso di CFC per la manutenzione e ricarica di impianti di refrigerazione e condizionamento è vietato dal 31.12.2000.
	L'uso di CFC riciclato o rigenerato è consentito unicamente nei casi previsti dall'articolo 4 comma 1 del regolamento CE n. 2037/2000 e previa autorizzazione della Commissione UE.
	La detenzione di CFC in quantità uguale o superiore a 20 kg deve essere comunicata entro il 22 gennaio 2002 ai Ministeri competenti, indicando ubicazione e tipologia dell'impianto che lo contiene, natura e quantità della sostanza.(articolo 8).
RECUPERO DI CLOROFUOROCARBURI	I CFC derivanti da impianti svuotati o smantellati devono essere recuperati secondo le modalità previste dall'articolo 9 del Dm.(articolo 7, comma 3).
	Il recupero e la distruzione è affidata a "Centri autorizzati di raccolta dei CFC", che operano secondo le disposizioni dell'articolo 9 del DM 3.10.2001.

Tabella 6.4 - Denuncia degli utenti finali. Dati generali

Denominazione	
Indirizzo	
CAP	
Comune	
Provincia	
Telefono - Fax	
Cod. Attività Economiche ISTAT	
Partita IVA	

Tabella 6.5 - Denuncia degli utenti finali. Tipologia delle sostanze controllate

CFC	Quantità di refrigerante
CFC-11 (R11)	
CFC-12 (R12)	
CFC-13 (R13)	
CFC-114 (R114)	
CFC-115 (R502)	

Tabella 6.6 - Denuncia degli utenti finali. Tipologie impianti di refrigerazione e condizionamento

Numero	Tipo di impianto detenuto	Quantità	Potenza (kw termici)
1	Refrigerazione celle		
2	Linea di banchi refrigerati aperti di vendita		
3	Linea di banchi o armadi chiusi di vendita		
4	Abbattitore rapido di temperatura per alimenti cucinati		
5	Abbattitore rapido di temperatura per alimenti da surgelare		
6	Armadio o tunnel di congelamento		
7	Armadio o tunnel di surgelamento		
8	Carto-freezer per grossi pacchi		
9	Tunnel a spirale		
10	Tunnel a vassoi		
11	Tunnel a letto fluido		
12	Congelatore a piastre		
13	Impianti industriali di processo alimentare		
14	Impianti industriali di processo a fluido intermedio		
15	Impianti industriali di processo a solido (ghiaccio)		
16	Impianti di condizionamento aria per luoghi civili		
17	Impianti di condizionamento aria per luoghi industriali		
18	Impianti di condizionamento aria per luoghi industriali		
19	Impianti di condizionamento aria per tunnel e miniere		
20	Altro		

7. TUTELA DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

Le principali fonti di rilascio di sostanze inquinanti in atmosfera sono notevolmente cambiate nel corso degli ultimi decenni: non sono più solo i grandi impianti industriali e di produzione di energia i principali responsabili delle concentrazioni in atmosfera di biossido di zolfo, ossidi di azoto, particolato e monossido di carbonio derivanti dalla combustione del carbone e dei derivati del petrolio. Attualmente le emissioni di particolato ed ossidi di azoto, seppur in quantità minore, derivano principalmente dalla combustione di gas naturale, mentre il monossido di carbonio è dovuto dalla circolazione dei veicoli su strada. L'inquinamento atmosferico interessa quindi anche le aree urbane, le grandi infrastrutture stradali, oltre ai poli industriali. La principale causa di inquinamento atmosferico nelle aree urbane è il traffico veicolare, che è all'origine di elevate concentrazioni di inquinanti ed il cui accumulo è aggravato da condizioni atmosferiche sfavorevoli alla dispersione.

Gli inquinanti più critici per i centri urbani sono il particolato (PM10, particulate matter con diametro inferiore a 10 micrometri), l'ozono e lo smog fotochimico; si è mediamente ridotto l'impatto delle emissioni di monossido di carbonio e di benzene; anche la concentrazione di biossido di zolfo si è ridotta grazie all'introduzione sul mercato di combustibili con concentrazioni sempre minori di zolfo (BTZ); permangono invece criticità per quanto riguarda il biossido di azoto. [APAT – Aria ^{xviii}].

L'attenzione rivolta all'inquinamento atmosferico deriva ovviamente dai rischi per la salute che esso comporta, associati sia all'inalazione di gas e particolato sia ai danni osservati sugli ecosistemi e sui materiali, in particolare i monumenti. I rischi per la salute sono stati osservati in cambiamenti nella mortalità e morbilità (frequenza delle malattie) sia a breve che a lungo termine.

Il quadro normativo comunitario, e quindi nazionale, è rivolto ad acquisire informazioni sulla concentrazione in aria delle varie specie inquinanti attraverso una serie di misurazioni e reti di rilevamento finalizzate alla valutazione della qualità dell'aria.

La Direttiva Quadro 96/62/CE sulla qualità dell'aria ambiente, recepita in Italia dal Decreto Legge n. 351 del 4.8.1999, fornisce un quadro di riferimento per il monitoraggio delle sostanze inquinanti da parte degli Stati membri, per lo scambio di dati e la diffusione delle informazioni ai cittadini. Dalla direttiva Quadro 96/62/CE discendono le cosiddette "direttive figlie" (Direttiva 99/30/CE, Direttiva 2000/69/CE, Direttiva 2002/3/CE) che stabiliscono sia gli standard di qualità dell'aria per le diverse sostanze inquinanti (in relazione alla protezione della salute, della vegetazione e degli ecosistemi) sia i criteri e le tecniche che gli Stati membri devono adottare nelle misure di concentrazione per gli inquinanti, compresi l'ubicazione e il numero minimo di stazioni e le tecniche di campionamento e misura da adottare di caso in caso. L'Italia, attraverso il DM n. 60 del 2 aprile 2002, ha recepito le Direttive 99/30/CE e 2000/69/CE modificando la normativa nazionale in materia di emissioni in atmosfera e standard di qualità dell'aria.

7.1 Standard di emissione e qualità dell'aria

La legislazione in materia di tutela della qualità dell'aria si articola su linee d'azione complementari:

- standard di qualità dell'aria, quali limiti massimi accettabili di concentrazione dei principali inquinanti nell'aria, e relativa verifica del rispetto dei limiti di legge attraverso reti di rilevamento per il controllo della qualità dell'aria;
- standard di emissione, quali limiti di emissione riferiti alle sorgenti di inquinamento atmosferico, e linee guida per il contenimento delle stesse, definizione di metodi e frequenze di campionamento e di analisi;
- caratteristiche merceologiche dei combustibili e dei carburanti quali limitazione della concentrazione di componenti di particolare rilevanza agli effetti dell'inquinamento atmosferico.

7.2 Standard di qualità

La normativa riguardante la definizione degli standard di qualità dell'aria è in continua evoluzione: dopo il DLgs n. 351/99, quale strumento di attuazione della Direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente, il legislatore italiano ha emesso il DM 2 aprile 2002 n. 60 sulle "Sostanze inquinanti dell'aria - valori limite di qualità dell'aria ambiente". Tale decreto recepisce la Direttiva 1999/30/CE in materia di valori limite di qualità dell'aria ambiente per il biossido di zolfo, il biossido di azoto, gli ossidi di azoto, le particelle e il piombo e la Direttiva 2000/69/CE in materia di valori limite di qualità dell'aria ambiente per il benzene ed il monossido di carbonio.

Entrambe le norme modificano, anche sostanzialmente, il DPR 24 maggio 1988, n. 203 sulle emissioni in atmosfera, che resta comunque il testo vigente di riferimento della normativa nazionale, che definisce norme in materia di qualità dell'aria sia in base a specifici agenti inquinanti sia in relazione alle tipologie di impianti industriali.

La Direttiva Quadro 96/62/CE ed il DLgs di riferimento n. 351/99, definiscono criteri armonizzati per la valutazione della qualità dell'aria e la gestione dei relativi dati ed informazioni, per evitare, prevenire o ridurre gli effetti dannosi sulla salute umana e sull'ambiente, affidando a successive disposizioni la definizione di criteri e parametri specifici per ciascun agente inquinante.

Il successivo Decreto Ministeriale n. 60/2002 stabilisce, per gli inquinanti biossido di zolfo, biossido di azoto, ossidi di azoto, materiale particolato, piombo, benzene e monossido di carbonio, i valori limite e le soglie di allarme, il margine di tolleranza e le modalità secondo cui tale margine deve essere ridotto nel tempo, il termine entro cui deve essere raggiunto il valore limite, i criteri per la raccolta dei dati inerenti la qualità dell'aria ambiente, i criteri e le tecniche di misurazione, la soglia di valutazione superiore, la soglia di valutazione inferiore [ARPA Lombardia ^{xix}].

Per le definizioni relative agli indicatori di qualità dell'aria il DM n. 60/2002 si riferisce a quanto stabilito nel DLgs n. 351/99 e nella Direttiva 96/62/CE:

- valore limite: livello fissato in base alle conoscenze scientifiche al fine di evitare, prevenire o ridurre gli effetti dannosi sulla salute umana o per l'ambiente nel suo complesso, tale livello deve essere raggiunto entro un dato termine ed in seguito non superato;
- valore obiettivo: livello fissato al fine di evitare, a lungo termine, ulteriori effetti dannosi per la salute umana o per l'ambiente nel suo complesso; tale livello deve essere raggiunto per quanto possibile nel corso di un dato periodo;
- soglia di allarme: livello oltre il quale vi è un rischio per la salute umana in caso di esposizione di breve durata e raggiunto il quale si deve immediatamente intervenire secondo quanto indicato nel DM n. 60/02;
- margine di tolleranza: la percentuale del valore limite nella cui misura tale valore può essere superato alle condizioni stabilite dal DM n. 60/02;
- soglia di valutazione superiore: il livello al di sotto del quale le misurazioni possono essere combinate con le tecniche di modellizzazione al fine di valutare la qualità dell'aria ambiente;
- soglia di valutazione inferiore: il livello al di sotto del quale è consentito ricorrere soltanto alle tecniche di modellizzazione o di stima oggettiva al fine di valutare la qualità dell'aria ambiente.

Di seguito si riportano i valori limite ed i relativi riferimenti temporali per il biossido di zolfo (Tabella 7.1), biossido di azoto e ossidi di azoto (Tabella 7.2), materiale particolato (Tabella 7.3), piombo (Tabella 7.4), benzene (Tabella 7.5), monossido di carbonio (Tabella 7.6).

Tabella 7.1 - Valori limite e soglia di allarme per il biossido di zolfo (Allegato I, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Margine di tolleranza	Limite temporale
Valore limite orario per la protezione della salute umana	1 ora	350 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ SO ₂ , da non superare più di 24 volte per anno civile	150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, (49,2% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto ogni 12 mesi, a partire dal 01.01.2001 secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 01/01/2005.	1° gennaio 2005
Valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana	24 ore	125 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ SO ₂ , da non superare più di 3 volte per anno civile	nessuno	1° gennaio 2005
Valore limite per la protezione degli ecosistemi	Anno civile (1 ottobre - 31 marzo)	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	nessuno	19 luglio 2001
Soglia di allarme	3 ore consecutive (1)	500 $\mu\text{g}/\text{m}^3$		

(1) in sito rappresentativo per la qualità dell'aria di almeno 100 km² o in una intera zona o agglomerato se meno estesi

Tabella 7.2 - Valori limite per il biossido di azoto (NO₂) e per gli ossidi di azoto (NO_x) e soglia di allarme per il biossido di azoto (Allegato II, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Margine di tolleranza	Limite temporale
Valore limite orario per la protezione della salute umana	1 ora	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO ₂ da non superare più di 18 volte per anno civile	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (50% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto ogni 12 mesi, a partire dal 01.01.2001 secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010.	1° gennaio 2010
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO ₂	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto ogni 12 mesi, secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010	1° gennaio 2010
Valore limite annuale per la protezione della vegetazione	Anno civile	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ NO _x	nessuno	19 luglio 2001
Soglia di allarme	3 ore consecutive (1)	400 $\mu\text{g}/\text{m}^3$		

(1) in sito rappresentativo per la qualità dell'aria di almeno 100 km² o in una intera zona o agglomerato, se meno estesi

Tabella 7.3 - Valori limite per il materiale particolato PM10 (Allegato III, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Margine di tolleranza	Limite temporale
FASE 1				
Valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana	24 ore	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ PM10 da non superare più di 35 volte per anno civile	25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (50% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto ogni 12 mesi, a partire dal 01.01.2001 con una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010	1° gennaio 2005
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ PM10	8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (20% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto ogni 12 mesi, a partire dal 01.01.2001 con una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010	1° gennaio 2005
FASE 2 (1)				
Valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana	24 ore	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ PM10 da non superare più di 7 volte per anno civile	Da stabilire in base ai dati, in modo che sia equivalente al valore limite della fase 1	1° gennaio 2010
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ PM10	10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ al 1° gennaio 2005 con riduzione ogni 12 mesi successivi con una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010.	1° gennaio 2010
(1) Valori limiti indicativi da rivedere con successivo decreto sulla base della futura normativa comunitaria				

Tabella 7.4 - Valori limite per il piombo (Allegato IV, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Margine di tolleranza	Limite temporale
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	0,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	0,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (100% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 99/30/CE). Tale valore è ridotto il 1° gennaio 2001 e successivamente ogni 12 mesi, secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2005	1° gennaio 2005

Tabella 7.5 - Valore limite per il benzene (Allegato V, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Margine di tolleranza	Limite temporale
Valore limite per la protezione della salute umana	Anno civile	5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (100% del valore limite all'entrata in vigore della Direttiva 2000/69). Tale valore è ridotto il 1° gennaio 2006, e successivamente ogni 12 mesi, secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2010	1° gennaio 2010 (1)
(1) Ad eccezione delle zone e degli agglomerati nei quali è stata approvata una proroga limitata nel tempo a norma dell'articolo 32.				

Tabella 7.6 - Valore limite per il monossido di carbonio (Allegato VI, DM 02-04-2002 n. 60)

Parametro indicatore	Periodo di mediazione	Concentrazione mg/m ³	Margine di tolleranza	Limite temporale
Valore limite per la protezione della salute umana	Media massima giornaliera su 8 ore	10 mg/m ³	6 mg/m ³ (all'entrata in vigore della Direttiva 2000/69). Tale valore è ridotto il 1° gennaio 2003 e successivamente ogni 12 mesi, secondo una percentuale annua costante, per raggiungere il valore limite al 1° gennaio 2005	1° gennaio 2005

Il Decreto Ministeriale n. 60/2002 individua inoltre, all'allegato VII, i criteri per la determinazione dei requisiti necessari a valutare le concentrazioni di biossido di zolfo, di biossido di azoto (NO₂), di ossidi di azoto (NO_x), materiale particolato (PM10), piombo, benzene e monossido di carbonio nell'aria ambiente entro una zona o un agglomerato.

La normativa determina cioè la soglia di valutazione superiore quale livello al di sotto del quale le misurazioni possono essere combinate con le tecniche di modellizzazione al fine di valutare la qualità dell'aria ambiente; nonché la soglia di valutazione inferiore quale livello al di sotto del quale è consentito ricorrere soltanto alle tecniche di modellizzazione, o di stima oggettiva, per valutare la qualità dell'aria ambiente.

Nelle tabelle seguenti (da Tabella 7.7 a Tabella 7.12) si riportano le soglie di valutazione superiore ed inferiore relative alle sostanze inquinanti trattate dal Decreto Ministeriale n. 60/2002.

Tabella 7.7 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il biossido di zolfo
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Protezione della salute umana: media su 24 ore	Protezione dell'ecosistema: media invernale
Soglia di valutazione superiore	60% del valore limite sulle 24 ore (75 µg/m ³ da non superare più di 3 volte per anno civile)	60% del valore limite invernale (12 µg/m ³)
Soglia di valutazione inferiore	40% del valore limite sulle 24 ore (50 µg/m ³ da non superare più di 3 volte per anno civile)	40% del valore limite invernale (8 µg/m ³)

Tabella 7.8 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il biossido di azoto e ossidi di azoto
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Protezione della salute umana (NO ₂): media oraria	Protezione della salute umana (NO ₂): media annuale	Valore limite annuale per la protezione della vegetazione (NO _x): media annuale
Soglia di valutazione superiore	70% del valore limite (140 µg/m ³ da non superare più di 18 volte per anno civile)	80% del valore limite (32 µg/m ³)	80% del valore limite (24 µg/m ³)
Soglia di valutazione inferiore	50% del valore limite (100 µg/m ³ da non superare più di 18 volte per anno civile)	65% del valore limite (26 µg/m ³)	65% del valore limite (19,5 µg/m ³)

Tabella 7.9 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il particolato PM10
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Media su 24 ore	Media annuale
Soglia di valutazione superiore	60% del valore limite (30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ da non superare più di 7 volte per anno civile)	70% del valore limite invernale (14 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Soglia di valutazione inferiore	40% del valore limite (20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ da non superare più di 7 volte per anno civile)	50% del valore limite (10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Tabella 7.10 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il piombo
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Media annuale
Soglia di valutazione superiore	70% del valore limite (0,35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Soglia di valutazione inferiore	50% del valore limite (0,25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Tabella 7.11 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il benzene
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Media annuale
Soglia di valutazione superiore	70% del valore limite (3,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Soglia di valutazione inferiore	40% del valore limite (2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Tabella 7.12 - Soglie di valutazione superiore ed inferiore per il monossido di carbonio
(Allegato VII, DM n. 60/2002)

Parametro	Media su 8 ore
Soglia di valutazione superiore	70% del valore limite (7 mg/m^3)
Soglia di valutazione inferiore	50% del valore limite (5 mg/m^3)

7.3 Standard di emissione

Il rispetto degli standard di qualità dell'aria è perseguito attraverso il contenimento delle emissioni in atmosfera, diversificati in base alle diverse tipologie di sorgenti inquinanti: impianti termici, impianti industriali e veicoli a motore.

7.3.1 Impianti industriali

Il DPR n. 203/88 disciplina le emissioni in atmosfera provenienti da impianti industriali (emissioni convogliate ed inserite in un ciclo produttivo) sottoponendo a regime autorizzatorio tutti gli impianti fissi capaci di produrre inquinamento atmosferico. La norma, e le relative disposizioni di tipo attuativo ed integrativo, si applica al settore industriale, artigianale ed agli impianti di pubblica utilità quali gli inceneritori, gli impianti di depurazione delle acque, le centrali di teleriscaldamento; non rientrano invece nel campo di applicazione del DPR n. 203/88, oltre agli impianti domestici, quelli relativi ai sistemi di sicurezza e di emergenza.

Ai sensi del DPR n. 203/88 l'inquinamento atmosferico è infatti definito come "ogni modificazione della normale composizione o stato fisico dell'aria atmosferica, dovute alla presenza di sostanze in quantità e con caratteristiche qualitative tali da: alterare le normali condizioni ambientali e di salubrità dell'aria; da costituire pericolo per la tutela dell'uomo; compromettere le attività ricreative e gli altri legittimi usi dell'ambiente; alterare le risorse biologiche e gli ecosistemi, i beni materiali pubblici e privati".

Il DPR 203/88 assegna alle Regioni la competenza per fissare i valori delle emissioni dagli impianti, considerando le linee guida definite dal Dm 12 luglio 1990. Elemento caratterizzante della normativa in materia di standard di emissioni è proprio il DM 12 luglio 1990 concernente l'introduzione di "Linee guida per il contenimento delle emissioni degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione" che consistono nella definizione di criteri tecnici relativi al settore industriale basati su i cicli tecnologici, la migliore tecnologia disponibile, i fattori di emissione.

A livello regionale, inoltre, possono essere fissati limiti più restrittivi rispetto a quelli nazionali indicati dal DM 12 luglio 1990, e la stessa autorizzazione rilasciata può contenere specifiche prescrizioni sul rispetto di determinati limiti. I valori dei limiti di emissione devono essere misurati rispettando la periodicità annuale indicata dall'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione, ed i risultati devono essere comunicati alla stessa. I metodi per il campionamento e per effettuare le analisi devono essere realizzati secondo quanto previsto dal DM 12 luglio 1990, art. 4 (l'allegato 4 cui l'art. 4 si riferisce è stato integrato e sostituito dal DM 25 agosto 2000). I metodi per il rilevamento in continuo devono invece essere condotti secondo quanto specificato dal DM 21 dicembre 1995. Gli allegati 5, 6 e 7 del DM 12 luglio 1990 prevedono una serie di prescrizioni tecniche per l'abbattimento delle emissioni inquinanti riconducibili alle fasi di interruzione, emissione diffusa, periodi di avviamento ed arresto degli impianti.

Il procedimento autorizzatorio di differenza a seconda che l'oggetto sia un nuovo impianto o un impianto già esistente, stabilendo anche disposizioni per interventi di trasformazione e delocalizzazione degli impianti già funzionanti. Si distinguono poi le emissioni poco significative e le attività a ridotto inquinamento atmosferico, sottoposte a regolamentazione attraverso il DPCM 21 luglio 1989 e il DPR 25 luglio 1991.

Il DPCM 21 luglio 1989 individua le attività produttive che possono provocare inquinamento atmosferico poco significativo e che, a causa della limitata incidenza sull'ambiente delle loro emissioni, possono essere sottoposte ad una regolamentazione meno rigida. Sono definite imprese con emissioni poco significative quelle che producono emissioni inquinanti inferiori ai limiti nazionali indicati nelle linee guida ma anche scarsamente rilevanti dal punto di vista qualitativo; tali attività, elencate nell'Allegato I del DPR 25 luglio 1991, non sono soggette al regime autorizzatorio indicato nel DPR n. 203/88. Le Regioni possono però richiedere che sia rilasciata una comunicazione all'autorità competente circa la sussistenza delle condizioni di poca significatività dell'inquinamento atmosferico prodotto dall'impianto.

È poi individuata la categoria delle attività a ridotto inquinamento atmosferico attraverso i criteri definiti dal DPR 25 luglio 1991 che considerano i flussi di massa degli inquinanti prodotti dagli impianti (calcolati a monte di eventuali sistemi di abbattimento) o la quantità di materie prime ed ausiliare utilizzate nel ciclo di produzione. Gli impianti che rientrano nella categoria di attività a ridotto inquinamento atmosferico possono essere soggette a procedura semplificata di autorizzazione da parte della Regione.

Ulteriori approfondimenti sui limiti generali delle emissioni e sulle tipologie di impianti definiti dal DM 12 luglio 1990, possono essere realizzati consultando anche il volume "Energia e tutela ambientale - Aspetti tecnici e normativi" curato da L. Bruzzi et A. Soloni, ed. ENEA 2002.

7.3.2 DLgs 21 maggio 2004, n. 171, sui limiti per alcuni inquinanti atmosferici

Il Decreto Legislativo 21 maggio 2004, n. 171, è il riferimento normativo nazionale per l'attuazione della Direttiva 2001/81/Ce relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici. Il decreto salvaguarda l'ambiente e la salute dell'uomo dagli effetti nocivi prodotti dai fenomeni di acidificazione, di eutrofizzazione del suolo e dalla presenza di ozono nella troposfera individuando gli strumenti idonei affinché le emissioni nazionali annue di biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili ed ammoniaci, rispettino, entro il 2010 e negli anni successivi, i limiti nazionali di emissione stabiliti nell'allegato I (Tabella 7.13).

Tabella 7.13 - Limiti nazionali di emissione per biossido di zolfo SO₂, ossidi di azoto NO_x, composti organici volatili COV, e ammoniaca NH₃ da raggiungere entro il 2010

SO₂ kt	NO_x kt	COV, kt	NH₃, kt
475	990	1159	419

La normativa prevede che, entro il 15 marzo 2005, sia presentato e sottoposto al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE), il programma nazionale di riduzione delle emissioni, quale aggiornamento del “Programma nazionale per la progressiva riduzione delle emissioni nazionali annue di biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili ed ammoniaca”.

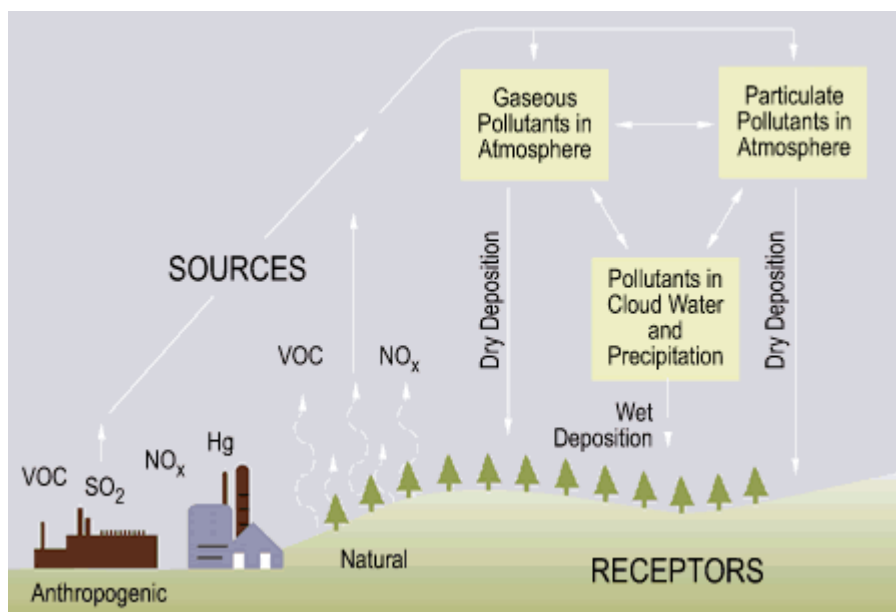
Il programma deve contenere in particolare:

- le misure per la riduzione delle emissioni derivanti da impianti termici per uso civile, attività agricole e zootecniche, trasporto stradale e da attività industriali, in attuazione degli impegni sottoscritti dall'Italia nel Protocollo della Convenzione di Ginevra sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza;
- gli incentivi finanziari nazionali e comunitari, le misure economiche, gli strumenti volontari e di mercato atti a promuovere e agevolare le misure ed i programmi per la riduzione delle emissioni;
- i programmi pilota per la riduzione delle emissioni volti a definire i modelli di intervento più efficaci anche sotto il profilo di un'analisi costi-benefici.

8. INQUINAMENTO ATMOSFERICO TRANSFRONTALIERO

I processi industriali, i processi di combustione per la produzione energetica, il riscaldamento domestico, il traffico veicolare ma anche attività vulcaniche e particolari attività microbiche, determinano emissioni di sostanze inquinanti nell'atmosfera, quali composti dello zolfo, dell'azoto, metalli pesanti, composti organici volatili e composti organici persistenti i quali, anche a seguito di trasformazioni chimiche, sono trasferiti dall'atmosfera al suolo e nei corpi idrici, attraverso fenomeni di deposizione che provocano effetti dannosi sull'ambiente, comunemente chiamati "piogge acide". Il terreno, la vegetazione, le acque superficiali e sotterranee, i manufatti, localizzati anche a centinaia e migliaia di chilometri di distanza dalla fonte di emissione ed in Paesi differenti da quelli in cui le sostanze sono state prodotte, possono risentire delle sostanze inquinanti trasportate in atmosfera. In particolare il 75% dello zolfo, il 70% degli ossidi di azoto e il 10% dell'ammoniaca emessi in Italia, si spostano oltre i confini nazionali, mentre il 60% dello zolfo, il 30% degli ossidi di azoto e il 10% dell'ammoniaca che si depositano sul territorio nazionale provengono da altri paesi. Il problema dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero non può quindi essere risolto su scala nazionale ma deve essere affrontato a scala nazionale. La Figura 8.1, tratta dall'Agenzia Americana per la Protezione Ambientale, descrive il fenomeno di formazione delle "piogge acide".

Figura 8.1 - Schema delle deposizioni acide (Credit: U.S. Environmental Protection Agency ^{xx})



Il problema dell'inquinamento transfrontaliero è divenuto rilevante quando, nei primi anni 60, la comunità scientifica internazionale ha individuato alcune correlazioni tra i danni causati dal fenomeno dell'acidificazione, accertati in alcuni laghi scandinavi, e le emissioni di ossidi di zolfo che provenivano dall'Europa continentale.

Nel 1979, a Ginevra, è stata firmata dai paesi membri dell'UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) la Convenzione sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza; la Convenzione di Ginevra ha favorito lo sviluppo di impegni a livello internazionale per la riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici attraverso l'adozione di una serie di Protocolli finalizzati a tutelare la salute dell'uomo e degli ecosistemi.

8.1 Convenzione di Ginevra

La Convenzione di Ginevra sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza è stato il primo accordo internazionale che ha stabilito valori limite di emissione per gli inquinanti atmosferici pericolosi per l'ambiente. In Italia la ratifica della Convenzione di Ginevra è avvenuta nel 1982 con la Legge n. 289 del 27 aprile 1982.

Tramite 8 successivi protocolli, è stato ampliato il campo d'azione della Convenzione di Ginevra del 1979 includendo altre sostanze che minacciano in modo diretto la salute dell'uomo e gli ecosistemi:

- Protocollo di Ginevra (1984): finanziamento a lungo termine per il programma di sorveglianza continua e valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero, ratificato dall'Italia con legge n. 488/88;
- Protocollo di Helsinki (1985): riduzione delle emissioni di zolfo, ratificato dall'Italia con legge n. 487/88;
- Protocollo di Sofia (1988): riduzione delle emissioni di ossidi di azoto, ratificato dall'Italia con legge n. 39/92;
- Protocollo di Ginevra (1991): riduzione delle emissioni di composti organici volatili, ratificato dall'Italia con legge 146/95;
- Protocollo di Oslo (1994): ulteriori riduzioni delle emissioni di zolfo, ratificato dall'Italia con legge n. 207/98;
- Protocollo di Aarhus (1998): riduzione delle emissioni di metalli pesanti, firmato dall'Italia;
- Protocollo di Aarhus (1998): riduzione delle emissioni di composti organici persistenti, firmato dall'Italia;
- Protocollo di Göteborg (1999): abbattimento dei processi di acidificazione ed eutrofizzazione, firmato dall'Italia.

A seguito delle azioni definite dagli accordi a livello internazionale, dal 1980 le emissioni di zolfo sono diminuite del 70% e, tra il 1990 e il 2000, anche quelle di ossidi di azoto sono calate del 25%, contribuendo a migliorare la qualità dell'aria in Europa e in America del Nord.

Entro il 2010, nei Paesi europei si prevede una riduzione delle emissioni globali di circa il 40%. [APAT, Inquinamento atmosferico transfrontaliero^{xxi}].

8.2 Inquinamento da ozono troposferico

Elevate concentrazioni di ozono nella troposfera, la parte dell'atmosfera compresa tra la superficie terrestre e i primi 10-15 km dal suolo, possono risultare nocive per la salute dell'uomo, per la vita degli ecosistemi e per la conservazione dei materiali.

L'ozono troposferico, di origine sia antropica sia naturale, è un inquinante secondario che si forma per effetto della radiazione solare in presenza di inquinanti primari quali gli ossidi d'azoto – NO_x – emessi attraverso i motori a combustione ed i composti organici volatili – COV – derivanti dall'uso di solventi organici.

L'insieme dei fenomeni che provocano elevate concentrazioni di ozono viene denominato "smog fotochimico" ed il ruolo della radiazione solare spiega l'andamento temporale, sia stagionale sia giornaliero, che si osserva nella variazione di concentrazione di ozono. L'inquinamento fotochimico è un fenomeno transfrontaliero: in particolari condizioni meteorologiche e di emissione, è possibile la formazione di inquinanti fotochimici che vengono poi trasportati a centinaia o migliaia di chilometri di distanza.

Per controllare questo tipo di inquinamento sono stati messi a punto alcuni protocolli internazionali (Sofia 1988, Ginevra 1991, Göteborg 1999). Il Consiglio dell'Unione Europea ed il governo italiano hanno inoltre adottato una normativa specifica che indica le modalità di monitoraggio dell'ozono e fissa i limiti alle concentrazioni e gli standard di qualità dell'aria, la Direttiva 2002/3/CE ed il DLgs n. 183/94.

8.2.1 *Direttiva 2002/3/CE sull'inquinamento da ozono troposferico*

Il Parlamento europeo, considerata la natura transfrontaliera dell'inquinamento atmosferico da elevate concentrazioni di ozono nella troposfera e tenuto conto delle prescrizioni della Direttiva 96/62/CE sull'individuazione di valori limiti e valori obiettivo per i livelli di ozono, ha emanato una specifica direttiva per la tutela della qualità dell'aria dalle concentrazioni di ozono: la Direttiva 2002/3/CE.

La Direttiva 2002/3/CE del 12 febbraio 2002 prevede infatti, tra le sue finalità:

- l'individuazione di obiettivi a lungo termine, di valori bersaglio, di una soglia di allarme e di una soglia di informazione per le concentrazioni di ozono nell'aria;
- l'utilizzo di strumenti e criteri uniformi ed idonei per valutare le concentrazioni di ozono e dei suoi precursori, negli Stati membri;
- la predisposizione di una corretta rete di informazione sui livelli di ozono e la salvaguardia della qualità dell'aria.

Si ritiene utile pertanto riportare le seguenti definizioni, riportate all'art. 2 della stessa Direttiva 2002/3/CE:

- Valore bersaglio: livello fissato per evitare effetti nocivi a lungo termine sulla salute umana e/o sull'ambiente, da conseguirsi entro un prefissato periodo di tempo.
- Obiettivo a lungo termine: concentrazione di ozono nell'aria al di sotto della quale si ritengono improbabili, in base alle conoscenze scientifiche attuali, effetti nocivi diretti sulla salute dell'uomo e/o sull'ambiente. Tale obiettivo deve essere conseguito nel lungo periodo, salvo quando ciò non sia realizzabile tramite misure proporzionate, per fornire un'efficace protezione della salute umana e dell'ambiente.
- Soglia di allarme: livello oltre il quale vi è un rischio di esposizione di breve durata per la popolazione, raggiunto il quale gli Stati membri devono immediatamente intervenire secondo quanto indicato dalla stessa Direttiva;
- Soglia di informazione: livello oltre il quale vi è un rischio per la salute umana in caso di esposizione di breve durata per alcuni gruppi particolarmente sensibili della popolazione e raggiunto il quale sono necessarie informazioni aggiornate.

Gli Stati membri sono inoltre responsabili dell'aggiornamento continuo e della corretta diffusione delle informazioni circa le concentrazioni di ozono nell'aria, relativamente ai valori bersaglio previsti per il 2010 ed agli obiettivi a lungo termine, riportati in Tabella 8.1 e Tabella 8.2.

Nel caso in cui le misurazioni effettuate nei siti, secondo le modalità previste dalla stessa Direttiva (art. 9), superino i valori fissati, gli Stati membri interessati devono predisporre piani e programmi concertati per il conseguimento dei valori bersaglio o degli obiettivi a lungo termine.

Tabella 8.1 - Direttiva 2002/3/CE - Allegato I, parte II. Ozono Valori Bersaglio

VALORE BERSAGLIO	PARAMETRO	VALORE BERSAGLIO AL 2010 ^(a)
Protezione della salute umana	Media massima giornaliera su 8 ore ^(b)	120 µg/m ³ da non superare per più di 25 giorni per anno civile come media su 3 anni ^(c)
Protezione della vegetazione	AOT40* calcolato sulla base dei valori di 1 ora da maggio a luglio	18.000 µg/m ³ h come media su 5 anni ^(c)

Tabella 8.2 - Direttiva 2002/3/CE - Allegato I, parte III. Obiettivi a lungo termine

OBIETTIVO LUNGO TERMINE	PARAMETRO	OBIETTIVI A LUNGO (riferimento al 2020)
Protezione della salute umana	Media massima giornaliera su 8 ore nell'arco di un anno civile	120 µg/m ³
Protezione della vegetazione	AOT40* calcolato sulla base dei valori di 1 ora da maggio a luglio	6.000 µg/m ³ h

8.2.2 DLgs 21.05.2004, n. 183, "Ozono nell'aria - Attuazione Direttiva 2002/3/CE"

L'Italia applica la Direttiva comunitaria 2002/3/CE attraverso il Decreto legislativo n. 183 del 21.05.04 in materia di protezione della salute umana e dell'ambiente dagli effetti legati alla presenza di ozono nell'aria.

La norma si rivolge a Regioni e Province quali autorità competenti per conseguire i livelli di ozono nell'aria relativamente ai valori bersaglio ed agli obiettivi a lungo termine stabiliti dalla Direttiva 2002/3/CE e riportati in allegato I del DLgs n. 183/04.

Il Ministero Ambiente, l'APAT, le Regioni e le Province autonome saranno impegnate fino al 2010 nel rilevamento dei livelli di inquinamento, nell'elaborazione di piani nazionali e locali e nell'adozione delle misure per il rispetto dei nuovi valori limite.

Il Decreto Legislativo n. 183/2004 stabilisce pertanto i parametri di valutazione della qualità dell'aria per le concentrazioni di ozono relativamente ai valori bersaglio, agli obiettivi a lungo termine ed alle soglie di informazione, riportati nelle successive Tabella 8.3, Tabella 8.4 e Tabella 8.5.

^(a) Data a partire dalla quale si verifica la rispondenza ai valori bersaglio. Ciò significa che i valori del 2010 saranno utilizzati per verificare la concordanza con gli obiettivi nei successivi 3 o 5 anni

^(b) La massima concentrazione media giornaliera su 8 ore sarà determinata esaminando le medie consecutive su 8 ore, calcolate in base a dati orari e aggiornate ogni ora. Ogni media su 8 ore così calcolata sarà assegnata al giorno nel quale finisce; in pratica, la prima fascia di calcolo per ogni singolo giorno sarà quella compresa tra le ore 17.00 del giorno precedente e le ore 01.00 del giorno stesso; l'ultima fascia di calcolo per ogni giorno sarà quella compresa tra le ore 16.00 e le ore 24.00 del giorno stesso

^(c) Se non è possibile calcolare la media i 3 o 5 anni poiché non si ha un insieme completo di dati relativi a più anni consecutivi, i dati annuali minimi necessari per la verifica della rispondenza con i valori bersaglio sono i seguenti:

- valore bersaglio per la protezione della salute umana: dati validi relativi ad 1 anno,
- valore bersaglio per la protezione della vegetazione: dati relativi a 3 anni.

* AOT40: espresso in µg/m³ h rappresenta la somma della differenza tra le concentrazioni orarie superiori a 80 µg/m³ (pari a 40 parti per miliardo) e 80 µg/m³ in un dato periodo di tempo, utilizzando solo i valori orari rilevati ogni giorno tra le 8:00 e le 20:00, ora dell'Europa centrale.

Tabella 8.3 - Valori bersaglio per l'ozono per il 2010 (DLgs n. 183/04)

	Parametro	Valore bersaglio per il 2010
Valore bersaglio per la protezione della salute umana	Media su otto massima giornaliera	120 µg/m ³ da non superare per più di 25 giorni per anno civile, come media su 3 anni
Valore bersaglio per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori di un'ora da maggio a luglio	18000 µg/m ³ h come media su 5 anni

Tabella 8.4 - Obiettivi a lungo termine per l'ozono (DLgs n. 183/04)

	Parametro	Valore bersaglio per il 2010
Obiettivo a lungo termine per la protezione della salute umana	Media su otto massima giornaliera nell'arco di un anno civile	120 µg/m ³
Obiettivo a lungo termine per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori di un'ora da maggio a luglio	6000 µg/m ³ h

Tabella 8.5 -Soglie di informazione e di allarme per l'ozono (DLgs n. 183/04)

	Parametro	Soglia
Soglia di informazione	Media 1 ora	180 µg/m ³
Soglia di allarme	Media 1 ora	240 µg/m ³

Regioni e Province sono incaricate di raggiungere e rispettare i “valori bersaglio” per il 2010, gli “obiettivi a lungo termine” e le “soglie di allarme e di informazione” relativamente ai valori di concentrazione di ozono. Dovrà quindi essere redatto un elenco delle zone in cui i valori bersaglio sono superiori ai parametri di legge per permettere l'elaborazione dei conseguenti piani d'azione per il controllo e la riduzione dei valori.

Il rispetto degli “obiettivi a lungo termine” è volto al contenimento delle concentrazioni di ozono al di sotto dei livelli con effetti nocivi improbabili; gli Enti locali individueranno le zone a rischio e predisporranno le misure per contenere l'inquinamento.

Le “Soglie di allarme e di informazione” rappresentano, infine, livelli oltre i quali vi è un rischio per la salute umana in caso di esposizione di breve durata e raggiunti i quali gli Enti locali dovranno sospendere le attività produttive inquinanti, bloccare il traffico locale ed informare la popolazione sulle precauzioni da adottare.

Devono pertanto essere definiti, sulla base di apposite misurazioni da effettuarsi in maniera continua su siti fissi e con un numero prestabilito di punti di campionamento (come indicato nell'art. 6), un elenco delle zone e degli agglomerati in cui i livelli di ozono dell'aria superano i valori bersaglio ed un elenco in cui tali livelli superano gli obiettivi a lungo termine.

Al 21 maggio 2005 Regioni e Province effettuano una valutazione preliminare della qualità dell'aria per l'ozono, svolgendo anche apposite campagne di misurazioni rappresentative di zone ed agglomerati in cui sono superati i valori bersaglio e/o gli obiettivi a lungo termine.

La valutazione della qualità dell'aria con riferimento all'ozono viene approfondita nelle zone e negli agglomerati individuati attraverso misurazioni continue in siti fissi, se i dati preliminari con evidenza di superamento delle soglie si riferiscono ad almeno 5 anni, e con campagne di misurazioni in periodi e siti rappresentativi se i dati disponibili si riferiscono ad un periodo inferiore ai 5 anni.

Il numero minimo di punti di campionamento per la misurazione continua dell'ozono è definito dall'Allegato V, che tiene conto anche di eventuali informazioni provenienti da tecniche di modellizzazione.

Al 21 maggio 2006 Regioni e Province adottano, nelle zone e negli agglomerati nei quali i livelli di ozono superano i valori bersaglio un piano coerente con il piano nazionale delle emissioni predisposto in attuazione della Direttiva 2001/81/CE.

Nelle zone in cui sussiste invece un rischio di superamento della soglia di allarme (riportata in Allegato II), le Regioni e le Province adottano un piano d'azione con indicazione delle misure specifiche da adottare a breve termine, che siano gradualmente ed economicamente perseguibili.

Inoltre devono essere fornite al pubblico informazioni su scala sufficientemente ampia e nei tempi più rapidi possibili qualora si sia verificato o sia previsto un superamento della soglie di informazione o di allarme.

8.3 Altri inquinanti dell'aria

8.3.1 Direttiva 2004/107/CE: arsenico, cadmio, mercurio, nickel, IPA

La Direttiva 2004/107/CE concernente l'arsenico, il cadmio, il mercurio, il nickel e gli idrocarburi policiclici aromatici nell'aria, rafforza la disciplina di tutela della qualità dell'aria e fissa, per gli inquinanti specificati, i valori limite da raggiungere entro la fine del 2012 (Tabella 8.6); è indicato inoltre l'anno 2007 come riferimento per l'attuazione delle nuove prescrizioni da parte degli Stati membri.

Tabella 8.6 - Valori obiettivo per arsenico, cadmio, nickel e IPA (Allegato I, Direttiva 2004/107/CE)

INQUINANTE	VALORE OBIETTIVO (1)	LIMITE TEMPORALE
Arsenico	6 ng/m ³	31 dicembre 2012
Cadmio	5 ng/m ³	31 dicembre 2012
Nickel	20 ng/m ³	31 dicembre 2012
Benzo(a)pirene	1 ng/m ³	31 dicembre 2012
(1) Per il tenore totale della frazione PM10 calcolata in media su un anno di calendario		

Arsenico, cadmio, nickel e gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) sono agenti cancerogeni umani genotossici e non esiste una soglia identificabile al di sotto della quale queste sostanze non comportano rischio per la salute dell'uomo. Nell'Allegato II della Direttiva 2004/107/CE sono indicate le soglie di valutazione inferiore e superiore per tali sostanze cancerogene, riportate nel documento in Tabella 8.7.

Tabella 8.7 - Soglie di valutazione inferiore e superiore (Allegato II, Direttiva 2004/107/CE)

Parametro	Arsenico	Cadmio	Nickel	Benzo(a)pirene
Soglia di valutazione superiore in % del valore limite	60% 3,6 ng/m ³	60% 3 ng/m ³	70% 14 ng/m ³	60 % 0,6 ng/m ³
Soglia di valutazione inferiore in % del valore limite	40% 2,4 ng/m ³	40% 2 ng/m ³	50% 10 ng/m ³	40% 0,4 ng/m ³

8.3.2 Decreto Ministero Ambiente 16 gennaio 2004, n. 44, "Inquinamento da COV"

La Direttiva del Consiglio 1999/13/CE sulla limitazione delle emissioni di composti organici volatili dovute all'uso di solventi organici in determinate attività e determinati impianti, è stata recepita con il Decreto ministeriale 16 gennaio 2004 n. 44, nel rispetto anche di quanto indicato dal DPR n. 203/1988.

Il decreto fornisce l'esatta definizione di Composto Organico Volatile (COV) quale un qualsiasi composto organico che abbia, ad una temperatura di 293,15 K, una pressione di vapore di 0,01 kPa o superiore, oppure che abbia una volatilità corrispondente in condizioni particolari di uso. Sono inoltre definiti i limiti di emissione (o soglie minime di consumo) per 15 tipologie di attività che utilizzano solventi organici volatili [DM n. 44/04 – Inquinamento da COV, Allegato I^{xxii}], indicati nella Tabella 8.8.

Tabella 8.8 - Categorie di attività per le quali il DM 16.01.04 individua valori limite di emissione

n.	Ambito di applicazione del DM 16 gennaio 2004: categorie di attività
1	Rivestimento adesivo con una soglia di consumo di solvente superiore a 5 t/a
2	Attività di rivestimento
3	Verniciatura in continuo di metalli con una soglia di consumo di solvente superiore a 25 t/a
4	Pulitura a secco
5	Fabbricazione di calzature con una soglia di consumo di solvente superiore a 5 t/a
6	Fabbricazione di preparati per rivestimenti, vernici, inchiostri ed adesivi con una soglia di consumo di solvente superiore a 100 t/a
7	Fabbricazione di prodotti farmaceutici con una soglia di consumo di solvente superiore a 50 t/a
8	Stampa
9	Conversione di gomma con una soglia di consumo di solvente superiore a 5 t/a
10	Pulizia di superficie con una soglia di consumo di solvente superiore a 1 t/a nel caso si utilizzino i COV di cui all'art. 3, commi 9 e 11 (Cov cancerogeni, mutageni o tossici e alogenati), e 2 t/a negli altri casi
11	Estrazione di olio vegetale e grasso animale ed attività di raffinazione di olio vegetale con una soglia di consumo di solvente superiore a 10 t/a
12	Finitura di autoveicoli con una soglia di consumo di solvente superiore a 0,5 t/a
13	Rivestimento di filo per avvolgimento con una soglia di consumo di solvente superiore a 5 t/a
14	Impregnazione del legno con una soglia di consumo di solvente superiore a 25 t/a
15	Stratificazione di legno e plastica con una soglia di consumo di solvente superiore a 5 t/a

Le limitazioni di emissioni prescritte dal DM n. 44/2004 devono essere onorate dagli operatori industriali o rispettando i valori limite di emissione e di emissione diffusa, o rispettando i valori limite di emissione totale (somma delle emissioni diffuse e delle emissioni negli scarichi gassosi); entrambi i risultati possono essere ottenuti anche attraverso l'installazione di appropriati dispositivi di abbattimento delle emissioni.

9. CAMBIAMENTI CLIMATICI

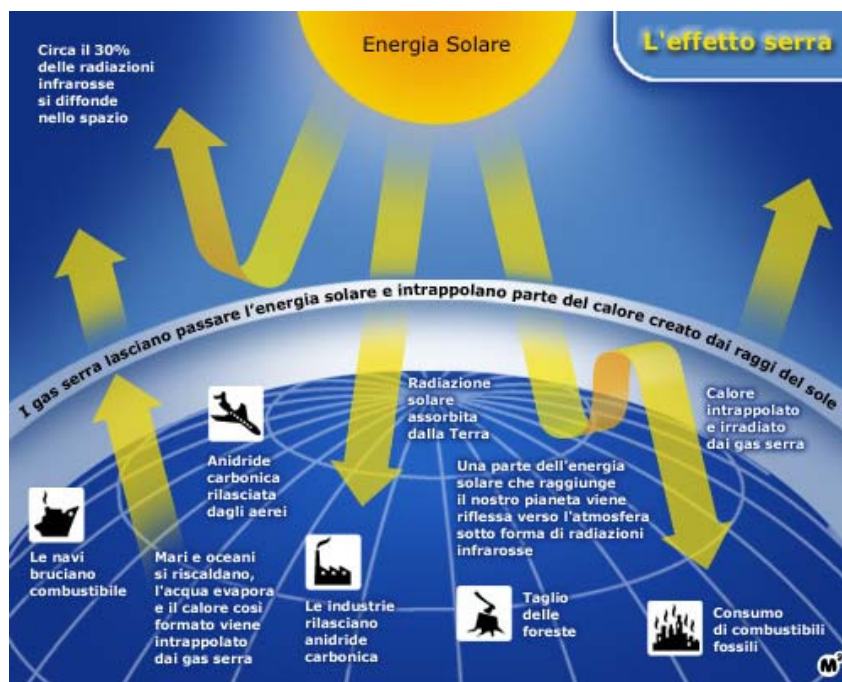
Le attività antropiche e le catastrofi naturali contribuiscono ad aumentare la concentrazione di sostanze nell'atmosfera, causando cambiamenti e variabilità climatica, impoverimento della fascia di ozono stratosferico ed inquinamento atmosferico, in particolare transfrontaliero, urbano e indoor.

La natura globale di questi fenomeni esige che gli interventi di protezione e di risanamento dell'atmosfera siano decisi e condotti a livello internazionale; le due convenzioni delle Nazioni Unite, sulla protezione della fascia dell'ozono stratosferico e sui cambiamenti climatici, sono l'esempio concreto di questa cooperazione internazionale. In questo contesto, i Paesi industrializzati, quali principali responsabili dell'accumulo di inquinanti in atmosfera, sono chiamati anche a fornire un adeguato supporto, in termini di risorse e tecnologie, ai Paesi in via di sviluppo ed a quelli ad economia in transizione.

Nel 1988 il World Meteorological Organization (WMO, Organizzazione meteorologica mondiale) e l'United Nations Environment Program (UNEP, Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente) hanno costituito l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento del Clima) quale consesso mondiale di esperti sul clima per la valutazione delle informazioni disponibili in campo scientifico, tecnico e socio-economico relative ai cambiamenti climatici ed ai possibili impatti sulla salute dell'uomo e la qualità dell'ambiente.

Il riscaldamento della terra per effetto serra è uno dei più importanti cambiamenti climatici che le attività antropiche possono influenzare agendo sia sui meccanismi che regolano gli equilibri naturali del flusso solare sia emettendo sostanze con particolari proprietà. Parte del flusso solare viene assorbito negli strati dell'atmosfera e riflesso o riemesso verso gli spazi cosmici; l'energia ricevuta complessivamente dalla superficie terrestre e dalla troposfera viene poi riemessa sottoforma di energia termica come raggi infrarossi. I gas serra presenti in atmosfera assorbono gran parte di questa radiazione per poi reirradiarla in tutte le direzioni. Circa il 6% di questa energia si perde nello spazio, parte viene riassorbita nuovamente dai composti atmosferici, mentre la quantità maggiore dell'energia viene reirradiata verso la terra, riscaldandola. Nella Figura 9.1 è schematizzato il bilancio energetico della terra ed il fenomeno dell'effetto serra.

Figura 9.1 - Bilancio energetico terrestre ed effetto serra



9.1 Le politiche italiane sul clima

A partire dagli anni 90 l'Italia promuove una politica di protezione dell'atmosfera che può essere documentata attraverso i seguenti strumenti:

- Legge 15.01.1994 n. 65, ratifica della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici;
- delibere CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) per l'approvazione e l'attuazione di provvedimenti e linee strategiche in materia di rispetto degli impegni della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici.
- Legge 01.06.2002 n. 120, ratifica del Protocollo di Kyoto.
- Approvazione CIPE del 9.12.2002 delle "Linee Guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra" e del relativo Piano di Azione Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra (PAN).

Il PAN indica i programmi e le misure da attuare per rispettare l'obiettivo di riduzione del 6,5% attribuito all'Italia; le emissioni dei gas serra dovranno quindi attestarsi a 487 Mt CO₂ equivalente; la tendenza alle emissioni prevista per il 2010 corrisponde a 580 Mt di CO₂ equivalenti, per cui il "gap" da colmare a quella data sarà pari a 93 Mt di CO₂ equivalenti. Partendo da queste premesse, il PAN è stato elaborato individuando: a) le misure incluse già nello scenario di riferimento; b) le misure specifiche del settore agricolo e forestale per aumentare la capacità di assorbimento del carbonio; c) ulteriori misure di riduzione quali i meccanismi di cooperazione internazionale introdotti dal Protocollo di Kyoto: Clean Development Mechanism (CDM) e Joint Implementation (JI).

La serie di misure già adottate, anche se non ancora attuate, finalizzate a promuovere lo sviluppo economico dell'Italia, hanno come effetto collaterale la riduzione delle emissioni: tali misure concorrono a definire lo scenario di riferimento e consentono una riduzione delle emissioni di circa 52 Mt di CO₂ equivalenti rispetto allo scenario tendenziale, riducendo il "gap" a 41 Mt di CO₂ equivalenti.

L'elenco delle misure incluse nello scenario di riferimento è riportato in Tabella 9.1. Sulla base dello scenario di riferimento la delibera CIPE definisce i livelli massimi di emissione per i diversi settori, ovvero gli obblighi di riduzione che i settori dovranno rispettare nel periodo 2008-2012.

Tabella 9.1 - Misure incluse nello scenario di riferimento per la riduzione delle emissioni
(Credit: Ministero Ambiente^{xxiii})

Tipologia delle misure	Riduzione (Mt CO ₂ /anno)
Industria elettrica	26,0
Espansione cicli combinati per 3200 MW	8,9
Espansione capacità import per 2300 MW	10,6
Ulteriore crescita fonti rinnovabili per 2800 MW	6,5
Civile - Decreti efficienza usi finali	6,3
Trasporti	7,5
Autobus e veicoli privati con carburanti a minor densità di carbonio (GPL, metano)	1,5
Sistemi di ottimizzazione e collettivizzazione del trasporto privato. Rimodulazione dell'imposizione. Attivazione sistemi informatico-telematici	2,1
Sviluppo infrastrutture nazionali e incentivazione trasporto combinato su rotaia	3,9
Totale misure nazionali	39,8
Crediti di carbonio da CDM e JI	12,0
TOTALE MISURE	51,8

Tabella 9.2 - Opzioni per ulteriori misure di riduzione delle emissioni (Credit: Ministero Ambiente^{xxiv})

TIPOLOGIA DELLE OPZIONI PER SETTORI	Riduzione potenziale (MtCO ₂ eq/anno)
A) OPZIONI PER ULTERIORI MISURE NAZIONALI DI RIDUZIONE	
Fonti di energia	
Settore industriale	6,9 – 13,0
Settore civile	3,8 - 6,5
Settore agricoltura	0,28 - 0,34
Settore trasporti	13,3 – 19,1
Altre fonti	
Settore industriale	6,20
Settore agricoltura	0,61 – 1,29
Settore rifiuti	0,64
Altro (solventi, fluorurati)	0,76
B) OPZIONI PER L'IMPIEGO DEI MECCANISMI JOINT IMPLEMENTATION (JI) E CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM)	
Assorbimento di carbonio	5 - 10
Progetti nel settore dell'energia	15,5 - 38

Il secondo gruppo di misure previsto dal PAN prevede un'ulteriore riduzione delle emissioni mediante interventi di afforestazione e riforestazione, attività di gestione forestale, gestione dei suoli agricoli e dei pascoli, rivegetazione. A tali misure, basate sulla capacità delle piante di assorbire CO₂ dall'atmosfera e di fissarla per periodi più o meno lunghi nei diversi pool degli ecosistemi agricoli e forestali, è riconosciuto un potenziale di fissazione di 10,2 Mt di CO₂ equivalenti. Si prevede inoltre la realizzazione dell'Inventario Forestale Nazionale e degli altri Serbatoi di Carbonio, per stimare il potenziale nazionale di fissazione di carbonio derivante dalla gestione forestale, e del Registro Nazionale dei Serbatoi di Carbonio, al fine di certificare i flussi di carbonio nel periodo 2008-2012 derivanti da attività di afforestazione, riforestazione, deforestazione, gestione forestale, gestione di suoli agricoli, pascoli e rivegetazione.

Per colmare il gap residuale di circa 30 Mt di CO₂ equivalenti sono state individuate ulteriori misure di riduzione, sia a livello nazionale sia mediante i meccanismi di cooperazione internazionale. Le opzioni indicate consentono una riduzione delle emissioni compresa tra 55 e 99 Mt CO₂ equivalente. Tra queste opzioni saranno individuate quelle misure che, al minor costo, consentiranno di colmare il "gap" di 30 Mt di CO₂ equivalenti. Per l'individuazione delle ulteriori misure di riduzione delle emissioni, è stato definito un "set" aperto di possibili programmi e iniziative nei settori dell'energia, dei trasporti, dell'industria, dell'agricoltura, della cooperazione economica e tecnologica internazionale, riportate nella Tabella 9.2.

A livello globale, il contributo dell'Italia alle emissioni totali di gas-serra si aggira intorno al 2%. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, le emissioni di CO₂ provenienti dai processi di combustione nel nostro Paese rappresentavano l'1,94% del totale delle emissioni mondiali nel 1990 e l'1,80 % nel 2001. L'elaborazione degli inventari sulle emissioni di gas-serra, secondo le direttive della Convenzione-Quadro, ha assunto un ruolo molto importante con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, in quanto gli inventari costituiscono lo strumento utilizzato per valutare se i vari paesi (le Parti) stiano osservando gli impegni di riduzione.

L'APAT è l'organismo competente individuato in Italia per la predisposizione e la trasmissione annuale al Segretariato della Convenzione ed alla Commissione Europea dell'inventario delle emissioni e degli assorbimenti di tutti i gas-serra considerati dal Protocollo (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆). Questi dati mettono in evidenza che in Italia:

- le emissioni totali dei gas-serra nel 2002 sono risultate superiori del 9,0% rispetto a quelle del 1990 (a fronte di un impegno nazionale di riduzione pari al 6,5%);
- le emissioni di CO₂ nel 2002 sono risultate superiori dell'8,8% rispetto a quelle del 1990.

9.2 Prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento – IPPC

I rapporti emessi dall'IPPC, evidenziando la correlazione tra le emissioni di gas serra di natura antropica ed un probabile cambiamento climatico, hanno portato alla predisposizione della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, entrata in vigore nel 1994. La convenzione definisce un obiettivo primario per la protezione del clima: la stabilizzazione delle concentrazioni di gas- serra attraverso interventi a livello nazionale ed internazionale ed un impegno per i Paesi industrializzati a riportare entro il 2000 le proprie emissioni di gas serra ai livelli misurati nel 1990.

Nel 1997 a Kyoto, durante la terza Conferenza delle Parti sulla IPPC è stato adottato il Protocollo di Kyoto che prevede la riduzione del 5% delle emissioni mondiali di gas serra rispetto ai valori del 1990, da realizzarsi da parte dei paesi industrializzati nel periodo compreso tra il 2008 ed il 2012.

Negli ultimi anni le politiche energetiche nei Paesi europei si sono focalizzate su due temi principali:

1. rispondere alle sfide poste dai problemi ambientali legati all'uso di fonti energetiche di origine fossile e raggiungere l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas-serra;
2. incrementare l'efficienza delle industrie energetiche e rendere più competitivi i mercati elettrici e del gas, salvaguardando la sicurezza degli approvvigionamenti e/o lo stato di salute dell'ambiente.

Per quanto riguarda il primo punto, sono stati stabiliti gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri per raggiungere l'obiettivo comune dell'8% fissato dal Protocollo di Kyoto. L'Unione Europea ha adottato volontariamente l'obiettivo della stabilizzazione al 2000 delle emissioni di CO₂ sui valori del 1990 ed ha stabilito gli obiettivi di riduzione delle emissioni di ciascun stato membro per raggiungere l'obiettivo comunitario previsto da Kyoto dell'8%.

Per lo sviluppo del secondo punto è possibile citare alcune delle diverse norme che la commissione europea ha emanato in materia di riduzione delle emissioni e gli strumenti messi a disposizione dalla stessa Unione Europea per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. Si riportano di seguito i principali:

- Direttiva IPPC 96/61/CE sull'impiego delle migliori tecniche disponibili nei processi industriali a partire dal 2000 nei nuovi impianti e dal 2006 negli impianti esistenti;
- Direttiva 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato e l'uso efficiente dell'energia;
- il Libro Bianco della Commissione Europea sullo sviluppo delle fonti rinnovabili del 1997;
- le conclusioni del Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'UE del 25 giugno 1996 per la riduzione dei consumi di carburante degli autoveicoli entro il 2005, e gli accordi volontari dei costruttori europei di autoveicoli;
- i documenti dei Consigli dei Ministri dell'Energia dell'UE (1997 e 1998), sulla promozione, tecnica e fiscale, in tutti gli Stati membri delle fonti rinnovabili, dei cicli combinati a gas naturale e dell'efficienza energetica;
- la comunicazione della Commissione europea su trasporti ed emissioni di CO₂ (COM 98/204) che individua le misure tecnologiche, organizzative e fiscali per la riduzione delle emissioni;

- le misure fiscali indicate dal Consiglio e dalla Commissione UE per incentivare le energie rinnovabili e le fonti a basse emissioni;
- la promozione nell'ambito della Politica Agricola Comune (PAC), della coltivazione delle biomasse energetiche;
- l'adeguamento delle politiche dei rifiuti agli obiettivi di riduzione delle emissioni dei gas serra, con particolare riferimento alle emissioni di metano dalle discariche;
- gli usi del suolo e la coltivazione delle foreste per l'assorbimento delle emissioni di CO₂.
- il Programma Europeo per i Cambiamenti Climatici (European Climate Change Program - ECCP);
- la Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas-serra (emissions trading) nella Comunità;
- la proposta di Direttiva COM(2003) n. 403 del 23.7.2003 destinata a consentire l'utilizzo dei crediti di emissione derivanti dai meccanismi di progetto definiti dal Protocollo di Kyoto (Joint Implementation e Clean Development Mechanism) all'interno del sistema europeo di Emissions Trading;
- il meccanismo di monitoraggio delle emissioni comunitarie dei gas-serra, istituito dalla Decisione del Consiglio 93/389/CEE, emendata dalla Decisione 99/296/CE e dalla Decisione 2004/280/CE.

La Direttiva 96/61/CE denominata IPPC (Integrated Prevention Pollution Control) impone l'impiego delle migliori tecniche disponibili nei processi industriali, a partire dal 2000 nei nuovi impianti ed a partire dal 2006 negli impianti già esistenti. La Direttiva IPPC rappresenta quindi il nuovo approccio alla tutela dell'ambiente riferendosi al principio di precauzione, alla valutazione integrata (analisi dell'impatto che un processo produttivo provoca sull'ambiente), alla procedura di autorizzazione integrata, all'uso delle migliori tecnologie disponibili (Best Available Technologies – BAT), all'accesso alle informazioni, al procedimento pubblico. La Direttiva 96/61/CE ha infatti come finalità principale la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente da definite attività industriali, riportate nell'allegato 1 della stessa Direttiva. La norma europea prevede misure atte ad evitare, oppure ridurre, le emissioni delle suddette attività nell'aria, nell'acqua e nel terreno, comprese le misure relative ai rifiuti, per conseguire un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso. Il DLgs n. 372/1999 ha dato attuazione alla direttiva europea riferendosi però ai soli impianti esistenti. Il DLgs n. 372 è stato recentemente abrogato dal DLgs n. 59 del 18.02.2005 che attua integralmente la Direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento introducendo sostanziali modifiche:

- applicazione di misure definite per evitare e ridurre le emissioni da impianti nuovi ed esistenti;
- identificazione delle autorizzazioni ambientali sostituite dall'Autorizzazione Ambientale Integrata (AIA);
- rinnovo consueto dell'AIA ogni 5 anni; ogni 6 anni per gli impianti certificati UNI EN ISO 14001; ogni 8 anni per gli impianti registrati EMAS.

9.3 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto, strumento attuativo della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, vincola i paesi industrializzati e quelli dell'est europeo definiti ad economia in via di transizione, a ridurre complessivamente, tra l'anno 2008 ed il 2012, le principali emissioni antropiche di gas in grado di alterare l'effetto serra naturale di una quota pari al 5,2%. I gas individuati come maggiori responsabili dell'alterazione del clima terrestre sono:

- anidride carbonica (CO₂) derivante dall'uso dei combustibili fossili nelle attività energetiche, industriali e nei trasporti;
- metano (CH₄) derivante dalla coltivazione delle discariche di rifiuti, dagli allevamenti zootecnici e dalle coltivazioni di riso;
- protossido di azoto (N₂O), prodotto nel settore agricolo e nelle industrie chimiche;
- idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoruro di zolfo (SF₆) impiegati nelle industrie chimiche e manifatturiere.

La riduzione globale del 5,2 % dei gas sopra citati, è ripartita in maniera differente tra i vari Paesi:

- i Paesi dell'Unione Europea devono effettuare una riduzione complessiva dell'8%;
- gli Stati Uniti devono ridurre le loro emissioni del 7%;
- il Giappone del 6%;
- la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina sono tenuti a conseguire solamente una stabilizzazione delle loro emissioni;
- la Norvegia, l'Australia e l'Islanda possono aumentare le loro emissioni rispettivamente fino all'1%, all'8% ed al 10%;
- i Paesi in via di sviluppo non sono soggetti ad alcuna limitazione.

All'interno dell'Unione Europea, ogni stato membro ha un proprio obiettivo da raggiungere: l'Italia deve ridurre, entro il periodo 2008-2012, le proprie emissioni del 6,5% rispetto ai livelli registrati nel 1990.

Per il conseguimento degli obiettivi previsti dal Protocollo di Kyoto, i Paesi industrializzati e ad economia in transizione possono “contabilizzare”, nella riduzione delle emissioni (secondo quanto stabilito dalla settima Conferenza mondiale sul Clima svoltasi a Marrakesh nel 2001), il carbonio assorbito dalle nuove piantagioni forestali e dalle attività agroforestali (carbon sink) unitamente ai risultati ottenuti attraverso l'applicazione dei meccanismi introdotti direttamente dal Protocollo di Kyoto: Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI) ed Emissions Trading (ET).

In particolare i tre “meccanismi flessibili” introdotti dal Protocollo di Kyoto prevedono:

- **Clean Development Mechanism (CDM)** consente ai Paesi industrializzati ed a quelli con economia definita in transizione di realizzare progetti, nei Paesi in via di sviluppo, che producano benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas-serra e di sviluppo economico e sociale nei Paesi ospiti e nello stesso tempo generino crediti di emissione per i Paesi che promuovono gli interventi;
- **Joint Implementation (JI)** consente ai Paesi industrializzati ed a quelli caratterizzati da un'economia di transizione di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas-serra in un Paese appartenente al proprio gruppo e di poter utilizzare, congiuntamente con il Paese ospite, i crediti che ne derivano;
- **Emissions Trading (ET)** consente lo scambio di crediti di emissione tra Paesi industrializzati e ad economia in transizione: un Paese che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiore al proprio obiettivo può cedere tali “crediti” a un Paese che, al contrario, non sia stato in grado di rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni di gas-serra.

Per adempiere agli impegni di limitazione delle emissioni, ogni Paese firmatario dovrà elaborare politiche d'intervento e misure di mitigazione come indicate nell'art. 2 del Protocollo di Kyoto che tengano conto di:

- miglioramento dell'efficienza energetica nei settori rilevanti dell'economia nazionale;
- protezione e miglioramento dei meccanismi di rimozione e di raccolta dei gas ad effetto serra;
- promozione di metodi sostenibili di gestione forestale, di imboscamento e rimboscamento;
- promozione di forme sostenibili di agricoltura;
- ricerca, promozione, sviluppo e maggiore utilizzo di energia rinnovabile, di tecnologie per la cattura e l'isolamento del biossido di carbonio, di tecnologie avanzate, innovative e compatibili;
- riduzione progressiva, o eliminazione graduale, delle imperfezioni di mercato, degli incentivi fiscali, delle esenzioni tributarie e dei sussidi in tutti quei settori responsabili di emissioni di gas ad effetto serra;
- applicazione di strumenti di mercato;
- adozione di misure per limitare e/o ridurre le emissioni di gas serra nel settore dei trasporti;
- limitazione e/o riduzione delle emissioni di metano attraverso il recupero e l'utilizzo del gas nel settore della gestione dei rifiuti, nonché nella produzione, nel trasporto e nella distribuzione di energia.

Il Protocollo di Kyoto riconosce un ruolo fondamentale alle foreste ed ai suoli agricoli per la definizione di strategie di mitigazione dei fenomeni che inducono alterazioni nel clima. Le categorie di attività che il Protocollo di Kyoto intende promuovere sono la creazione di nuove foreste; un'appropriata gestione delle foreste esistenti e dei suoli agricoli; l'uso delle biomasse per la produzione di energia in sostituzione delle fonti fossili e di altri materiali.

Nel 2001, la 7° Conferenza delle Parti di Marrakech, raggiunge un accordo conclusivo che identifica le quattro "attività aggiuntive" che possono essere utilizzate per mantenere gli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra assunti a livello nazionale:

- la gestione delle superfici forestali;
- la gestione dei suoli agricoli;
- la gestione dei prati e dei pascoli;
- la rivegetazione.

Gli accordi previsti dalla Conferenza di Marrakech prevedono che ciascun paese indichi entro il 31 dicembre 2007 quali sono le attività che intende utilizzare per il conteggio delle emissioni e degli assorbimenti di gas serra. Inoltre gli accordi prevedono che, per il periodo 2008-2012, le uniche attività agro-forestali ammesse nel meccanismo Clean Development Mechanism (CDM) possano essere l'afforestazione (utilizzo di terreni non forestali) e la riforestazione (utilizzo di terreni già forestali in precedenza).

Il Protocollo di Kyoto è entrato in vigore il 16 febbraio 2005; l'effetto più importante non interessa direttamente le prospettive di riduzione delle emissioni mondiali di gas-serra a breve termine (la mancata adesione degli Stati Uniti e le concessioni richieste dalla Russia hanno contratto notevolmente la percentuale di riduzione delle emissioni) quanto la ripresa della cooperazione internazionale per la tutela del clima a livello globale.

Entro la fine del 2005, infatti, la Conferenza delle Parti del Protocollo dovrà cominciare a ragionare sugli obiettivi di riduzione da stabilirsi per la fase successiva al quinquennio 2008-2012; tali obiettivi dovranno prevedere impegni di riduzione più stringenti da parte dei paesi industrializzati e la partecipazione di tutte le maggiori economie alla salvaguardia del clima terrestre.

9.3.1 Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading" e sua attuazione in Italia

La Direttiva 2003/87/CE denominata "Emission Trading - ET" che istituisce un sistema di scambio per le quote di emissioni dei gas ad effetto serra nell'Unione Europea è stata approvata il 13 ottobre 2003. La Direttiva prevede che, dal 1° gennaio 2005, nessuno degli impianti elencati nell'Allegato I della Direttiva possa emettere gas serra, ovvero possa continuare ad operare in assenza di apposita autorizzazione.

Inoltre, la direttiva stabilisce che entro il 28 febbraio 2005 siano rilasciate quote di emissione di CO₂ a tutti gli impianti ricadenti nel campo applicativo della direttiva, in modo tale da poter partecipare allo scambio sul mercato comunitario. La Direttiva Emission Trading si applica alle emissioni provenienti dalle attività riportate in Tabella 9.3.

I gas ad effetto serra riportati nell'Allegato II della Direttiva sono gli stessi individuati dal Protocollo di Kyoto e di seguito elencati: biossido di carbonio (CO₂); metano (CH₄); protossido di azoto (N₂O); idrofluorocarburi (HFC); perfluorocarburi (PFC); esafluoro di zolfo (SF₆).

Tabella 9.3 - Categorie di attività cui si applica la Direttiva 2003/87/CE, Allegato I ^{xxv}

ATTIVITÀ	GAS SERRA
Attività energetiche	
Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per rifiuti pericolosi o urbani)	CO ₂
Raffinerie di petrolio	CO ₂
Cokerie	CO ₂
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	
Impianti di arrostimento o sinterizzazione di minerali metallici compresi i minerali solforati	CO ₂
Impianti di produzione di ghisa o acciaio (fusione primaria o secondaria), compresa la relativa colata continua di capacità superiore a 2,5 tonnellate all'ora	CO ₂
Industria dei prodotti minerali	
Impianti destinati alla produzione di clinker (cemento) in forni rotativi la cui capacità di produzione supera 500 tonnellate al giorno oppure di calce viva in forni rotativi la cui capacità di produzione supera 50 tonnellate al giorno, o in altri tipi di forni aventi una capacità di produzione di oltre 50 tonnellate al giorno	CO ₂
Impianti per la fabbricazione del vetro compresi quelli destinati alla produzione di fibre di vetro, con capacità di fusione di oltre 20 tonnellate al giorno	CO ₂
Impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici mediante cottura, in particolare tegole, mattoni, mattoni refrattari, piastrelle, gres, porcellane, con una capacità di produzione di oltre 75 tonnellate al giorno e/o con una capacità di forno superiore a 4 m ³ e con una densità di colata per forno superiore a 300 kg/m ³	CO ₂
Altre attività	
Impianti industriali destinati alla fabbricazione:	
a) di pasta per carta a partire dal legno o da altre materie fibrose	CO ₂
b) di carta e cartoni con capacità di produzione superiore a 20 tonnellate al giorno	CO ₂
Gli impianti o le parti di impianti utilizzati per la ricerca, lo sviluppo e la sperimentazione di nuovi prodotti e processi non rientrano nella Direttiva.	
I valori limite riportati in appresso si riferiscono generalmente alla capacità di produzione o alla resa, qualora uno stesso gestore svolga varie attività elencate nella medesima voce in uno stesso impianto o sito, le capacità di tali attività si sommano.	

Ai fini di una migliore comprensione della materia trattata si riportano alcune tra le principali definizioni tratte dalla stessa direttiva:

- quota di emissioni: diritto ad emettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente per un periodo determinato, valido unicamente per rispettare le disposizioni della presente direttiva e cedibile conformemente alla medesima;
- emissioni: il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto;
- autorizzazione ad emettere gas a effetto serra: l'autorizzazione rilasciata a norma degli articoli 5 e 6;
- tonnellata di biossido di carbonio equivalente: una tonnellata metrica di biossido di carbonio (CO₂) o una quantità di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato II che abbia un equivalente potenziale di riscaldamento planetario.
- impianto: unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività previste nell'Allegato I e altre attività direttamente associate che potrebbero incidere sulle emissioni e sull'inquinamento.
- nuovo entrante: impianto che esercita una o più attività dell'Allegato I, che ha ottenuto un'autorizzazione ad emettere gas serra o un aggiornamento della sua autorizzazione per modifiche avvenute sull'impianto a seguito di notifica della Commissione del Piano di Assegnazione Nazionale (PAN).

Il sistema di scambio delle quote di emissione di gas ad effetto serra, istituito dalla Direttiva 2003/87/CE ha come scopo la riduzione delle emissioni sulla base di criteri di efficacia ed economicità. Il sistema può essere sintetizzato negli elementi seguenti ^{xxvi}:

- Campo d'applicazione della direttiva: attività e gas elencati nell'allegato I della direttiva; in particolare le emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerari, produzione di pasta per carta, carta e cartoni.
- Duplici obblighi per gli impianti da controllati: a) necessità di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra per poter svolgere le proprie attività; b) obbligo di rendere annualmente un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno.
- Permesso all'emissione di gas serra: rilasciato dalle autorità competenti previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra.
- Piano di Assegnazione Nazionale PAN: redatto in conformità ai criteri previsti dall'allegato III della direttiva stessa; devono essere coerenti con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza; il piano prevede l'assegnazione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati.
- Mercato delle quote: le quote possono essere vendute o acquistate; a tali transazioni possono partecipare sia gli operatori degli impianti compresi nella direttiva, sia soggetti terzi (intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini); il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale.
- Resa delle quote d'emissione: effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi.
- Emissioni reali: utilizzate nell'ambito della resa delle quote da parte degli operatori, costituiscono il risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato dalle autorità competenti.
- Mancata resa di una quota d'emissione: prevista una sanzione pecuniaria di 40 Euro nel periodo 2005-2007 e di 100 Euro nei periodi successivi; le emissioni oggetto di sanzione non sono esonerate dall'obbligo di resa di quote.

Tenuto conto dei vincoli temporali richiesti dalla Direttiva, è stato approvato il Decreto Legge n. 273/04 contenente “Disposizioni urgenti per l’applicazione della direttiva 2003/87/Ce in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea”, convertito nella legge n. 316 del 30.12.2004.

La legge contiene le disposizioni necessarie per attivare le procedure di rilascio di autorizzazione agli impianti ad emettere gas serra e per acquisire le informazioni necessarie al rilascio delle quote di emissioni. La legge italiana definisce, inoltre, l’obbligo per i gestori degli impianti che rientrano nel campo applicativo della Direttiva europea di:

- presentare la richiesta di autorizzazione ad emettere gas serra entro il 6 dicembre 2004;
- presentare le informazioni necessarie per procedere all’assegnazione delle quote di emissione di CO₂ entro il 30 dicembre 2004.

La direttiva 2003/87/CE prevede infatti che ciascuno Stato Membro provveda affinché le emissioni di gas ad effetto serra generate dagli impianti che ricadono nel campo di applicazione della direttiva siano monitorate e comunicate. I gestori degli impianti hanno a disposizione il manuale denominato “Linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE”, contenuto nella Decisione 2004/156/CE, per comunicare alle autorità nazionali competenti il livello di inquinamento da loro prodotto annualmente.

Il rilascio delle autorizzazioni ad emettere CO₂ spetta di concerto al Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio ed al Ministero delle attività produttive; sono stati emessi decreti congiunti di autorizzazione che contengono disposizioni per il monitoraggio delle emissioni di CO₂ e l’obbligo per i gestori degli impianti individuati di restituire le quote di emissione ad essi rilasciate dall’autorità nazionale competente. I riferimenti per i tre decreti sono i seguenti:

- decreto DEC/RAS/2179/2004 del 28 dicembre 2004;
- decreto DEC/RAS/2215/04 del 31 dicembre 2004;
- decreto DEC/RAS/013/05 del 3 gennaio 2005.

L’integrazione al Piano Nazionale di Assegnazione (PAN), presentato nello scorso 2005 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE individua le quote di emissioni che l’Italia intende assegnare agli impianti regolati dalla Direttiva per il periodo 2005-2007.

Secondo quanto stabilito dall’art. 11, paragrafo 1 della Direttiva, l’assegnazione definitiva delle quote avviene tramite una decisione di assegnazione a seguito dell’approvazione del Piano Nazionale di Assegnazione da parte della Commissione Europea.

Il “Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra”, presentato nell’ottobre 2002 dal Ministero dell’Ambiente individuava le modalità di intervento affinché l’Italia potesse rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra attribuitigli dal Protocollo di Kyoto, pari alla quota del 6,5%.

L’integrazione al Piano indica, per il triennio 2005-2007, un’assegnazione di quote di emissione annue mediamente pari a circa 234 milioni di tonnellate di CO₂, che corrispondono a poco meno della metà delle emissioni consentite all’Italia dal Protocollo di Kyoto.

Inoltre, è stata prevista una “riserva” di quote pari a 64 milioni di tonnellate di CO₂ per gli impianti definiti “nuovi entranti” secondo quanto definito nel Piano stesso.

Il nuovo “Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra” individua in particolare i 1210 impianti italiani ai quali saranno assegnate le quote di emissione ed il loro ammontare per gli anni 2005, 2006 e 2007.

Il complesso degli impianti destinatari di quote di emissione è suddiviso in elenchi in funzione dello specifico settore di attività/lavorazione dell’impianto:

- Impianti termoelettrici cogenerativi e non cogenerativi
- Altri impianti di combustione, ulteriormente suddivisi in:
 - Impianti per la compressione dei metanodotti
 - Teleriscaldamento
 - Altro
- Impianti di raffinazione
- Impianti di produzione di acciaio, ulteriormente suddivisi in:
 - Impianti a ciclo integrale
 - Impianti a forno elettrico
- Impianti di sinterizzazione
- Impianti di produzione della calce
- Impianti di produzione del cemento
- Impianti di produzione del vetro
- Impianti di produzione di ceramica
- Impianti di produzione di laterizi
- Impianti per la produzione di pasta per carta/carta e cartoni.

Il settore “Termoelettrico cogenerativo e non cogenerativo” assorbirà circa il 54% delle quote di emissione a disposizione; seguiranno il settore “Cemento” e “Raffinazione” con quote rispettivamente pari a circa il 10%. Da rilevare che alcuni settori fortemente coinvolti nell’emissione di biossido di carbonio, come ad esempio il ramo dei trasporti, non rientra nel campo di applicazione della Direttiva Emission Trading 2003/87/CE.

10. PROBLEMATICHE LEGATE A PRESENZA E RIMOZIONE DI AMIANTO

Con il termine amianto, o asbesto, si intende un minerale a struttura fibrosa di origine naturale e molto diffuso, riconducibile alla classe dei silicati, alle serie mineralogiche del serpentino (silicato di Mg) e degli anfiboli (silicato di Ca e Mg). L'amianto di serpentino più utilizzato è il crisotilo (amianto bianco che si presta alla tessitura); l'amianto di anfiboli comprende la crocidolite (amianto blu, fibre fragili ma resistenti al calore), l'amosite (amianto bruno), l'actinolite (verde) e la tremolite.

Le caratteristiche fisiche e chimiche dell'amianto, che lo hanno reso un materiale estremamente diffuso, versatile, a basso costo, applicato comunemente al settore industriale, edilizio e nei prodotti di consumo, sono la resistenza meccanica, la flessibilità, la filabilità, la capacità fonoassorbente e termoisolante. Quando le fibre di amianto si presentano in forma libera o debolmente legata, si tratta di amianto friabile; se sono fortemente legate in una matrice stabile e solida, come nel caso del cemento-amianto e del vinil-amianto, si tratta di amianto compatto.

La pericolosità dell'amianto è sicuramente legata alla dispersione delle sue fibre, di ridotte dimensioni, nell'ambiente circostante per effetto di un qualsiasi tipo di sollecitazione: meccanica, eolica, termica, dilavamento. Per questa ragione l'amianto friabile, che può essere ridotto in polvere attraverso una semplice azione manuale è considerato più pericoloso rispetto all'amianto compatto che, per sua natura, ha una più scarsa tendenza a rilasciare fibre.

La Tabella 10.1 riporta le caratteristiche chimico-fisiche e mineralogiche delle tipologie di amianto più comunemente utilizzate e diffuse, ai sensi dell'art. 6, comma I della Legge n. 275/92.

Tabella 10.1 - Caratteristiche chimico-fisiche dei minerali costituenti le principali tipologie di amianto

Tipo amianto	N. CAS Chemical Abstract Service	Colore	Durezza (Mohs)	Resistenza agli acidi	Punto di fusione	Flessibilità	Filabilità
Actinolite	77536-66-4	Verdastro	6	Molto buona	1390	Fragile	Scarsa
Amosite	12172-73-5	Bruno/giallo-grigio	6,5/6	Buona	1400	Discreta	Discreta
Antofillite	77536-67-5	Giallo/bruno, verdastro, bianco	5,5/6	Discreta	1470	Discreta	Scarsa
Crocidolite	12001-28-4	Blu	5-6	Buona	1190	Buona	Buona
Crisotilo	12001-29-5	Verdastro, grigio, bianco	2,5/4	Scarsa	1520	Molto buona	Molto buona
Tremolite	77536-78-6	Giallo/bruno, verdastro, giallastro	5,5/6	Buona	1360	Fragile	Scarsa

L'amianto può agire sulle diverse categorie di popolazione; ma i suoi effetti nocivi si manifestano infatti sia nei confronti dei lavoratori professionalmente esposti, sia sulla popolazione in generale. Tra gli usi prevalenti che hanno interessato l'amianto nel passato si ricorda:

- armatura per le lastre ondulate o piane di cemento amianto (Eternit);
- tubi, canalizzazioni e contenitori per il trasporto e la stoccaggio di fluidi (tubature acquedotti);
- canne fumarie;
- pavimentazioni in linoleum (vinil-amianto);
- cordami e rivestimenti coibenti o ignifughi nell'edilizia, nell'industria navale, aeronautica, ferroviaria e petrolchimica (isolamenti termici e acustici), in particolare in centrali termiche ed elettriche;
- materiale di frizione;
- filtri industriali e mezzi ausiliari di filtraggio (produzione bevande);
- filtri industriali ultrafini (sterilizzazione e produzione bevande e medicinali);
- diaframmi per processi di elettrolisi;
- guarnizioni di attrito;
- guarnizioni di testate per motori di vecchio tipo;
- giunti, piatti statici e guarnizioni dinamiche per elementi sottoposti a forti sollecitazioni.

I principali settori dove sono state emanate norme specifiche in materia di amianto sono la sicurezza sul lavoro, la dismissione dell'amianto ed lo smaltimento dei rifiuti contenenti amianto. Sono stati emanati tre atti normativi, con i relativi provvedimenti attuativi:

- DLgs n. 277 del 15 agosto 1991 recante norme per la "Protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione ad agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro";
- Legge n. 257 del 27 marzo 1992 recante "Norme relative alla cessazione dell'impiego dell'amianto"; stabilisce la generale dismissione (dalla produzione alla commercializzazione) dell'amianto, dei loro prodotti e dei prodotti che lo contengono a decorrere dal 28 aprile 1993;
- DLgs n. 22 del 5 febbraio 1997, il cosiddetto "Decreto Ronchi" che ha recepito le direttive europee in tema di rifiuti considerando tra l'altro lo smaltimento dell'amianto, considerato come un rifiuto.

Nella bonifica di un sito con presenza di amianto intervengono poi diverse leggi e disciplinari tecnici quali il DM 6 settembre 1994 sulla valutazione del rischio da esposizione, il DM 471/99 che ha definitivamente regolamentato la bonifica di suolo, sottosuolo e acque sotterranee, e il DM 14 maggio 1996 sulla contaminazione del terreno da amianto.

10.1 Legge n. 257/92: cessazione dell'impiego dell'amianto

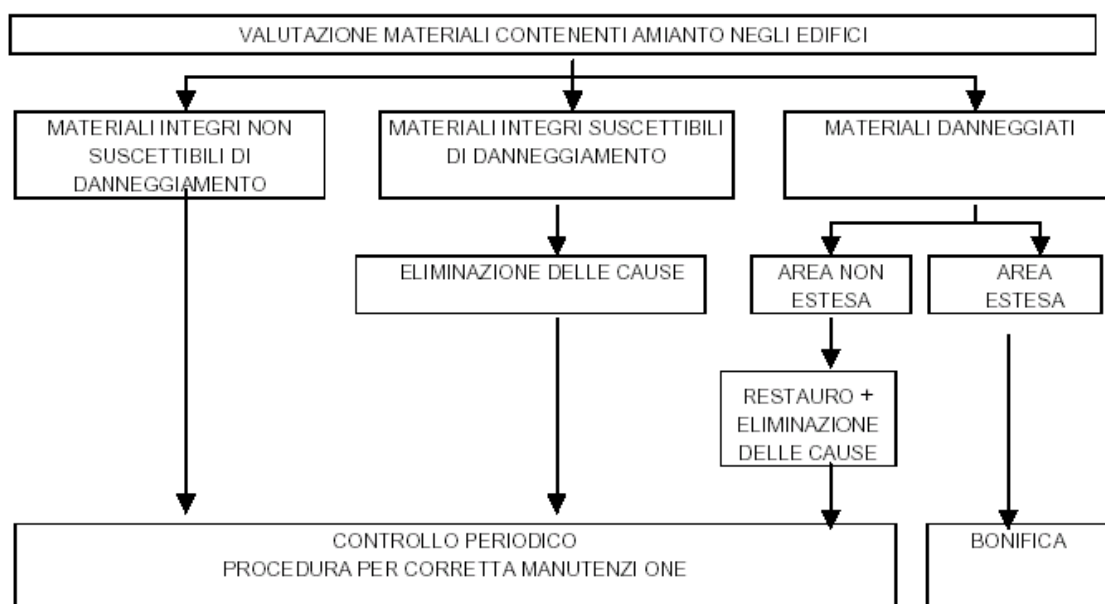
In funzione della pericolosità dell'amianto per la salute dell'uomo e dell'ambiente è stata emanata la Legge n. 257/92 che detta le norme per la cessazione dell'impiego dell'amianto e per il suo smaltimento controllato; la legge prevede inoltre il divieto di estrazione, importazione ed esportazione, commercializzazione e produzione di amianto.

La legge n. 257 del 1992 detta le norme per le misure di decontaminazione e bonifica delle aree contaminate, per i materiali sostitutivi, per la riconversione produttiva e per il controllo dell'inquinamento; l'art. 9 introduce l'obbligo di una relazione annuale a carico delle imprese che svolgono attività di smaltimento e bonifica da inviare alle ASL. I proprietari degli immobili sono obbligati a comunicare alle ASL i dati relativi alla presenza di amianto floccato (dato a spruzzo;) o in matrice friabile per consentire alle imprese di manutenzione di acquisire le informazioni necessarie per la protezione dei propri lavoratori. Le ASL effettuano poi i controlli e le analisi (sia del rivestimento edilizio, sia degli impianti tecnici) negli edifici indicati. Le attività di smaltimento, rimozione e bonifica devono essere effettuate da imprese iscritte nell'apposita sezione speciale (categoria 10) dell'Albo nazionale delle imprese che effettuano la gestione dei rifiuti. I criteri ed i requisiti per l'iscrizione all'Albo nella categoria 10 – Bonifica dei beni contenenti amianto –, nonché la modulistica necessaria, sono riportati nella Deliberazione 30 marzo 2004 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio.

10.2 Decreto Ministeriale 6/9/94

Il Decreto del Ministero della Sanità 6.9.94 definisce norme tecniche e metodologie per la valutazione del rischio, il controllo, la manutenzione e la bonifica dei materiali contenenti amianto presenti nelle strutture edilizie. Il Decreto si applica alle strutture edilizie ad uso civile, commerciale o industriale ed agli impianti tecnici ivi contenuti; sono esclusi i siti industriali dismessi, quelli riconvertiti in cui si utilizzava amianto nelle linee produttive, i siti destinati allo stoccaggio. Nello schema riportato in Figura 10.1 viene individuato il comportamento da tenere secondo quanto descritto del Decreto Ministeriale 6.9.1994 che distingue tra indicazioni prescrittive, evidenziate in grassetto, e norme indicative o linee guida.

Figura 10.1 - Procedure per attività di controllo e manutenzione dei materiali contenenti amianto (DM 6.9.94)



Una volta accertata la presenza di amianto, il proprietario e/o il responsabile dell'attività dovrà:

- designare un responsabile con compiti di controllo e coordinamento delle attività di manutenzione;
- documentare la presenza di amianto nell'edificio e predisporre idonea segnaletica;
- predisporre le misure di sicurezza;
- fornire informazioni agli occupanti dell'edificio sulla presenza dell'amianto, sui rischi potenziali e sui comportamenti da adottare;
- nel caso in cui i materiali siano di natura friabile, far ispezionare annualmente l'edificio da personale competente per valutare le condizioni dei materiali da riportare in una dettagliata relazione da trasmettersi all'ASL competente.

A seconda dei risultati dell'accertamento è possibile procedere attraverso: a) un programma di controllo periodico delle condizioni ed adozione di procedure per la manutenzione, qualora i materiali risultassero integri e non suscettibili di danneggiamento; b) un programmi di controllo e manutenzione con eventuale intervento di bonifica mirato, qualora i materiali risultassero integri ma suscettibili di danneggiamento; c) interventi specifici, qualora i materiali risultassero friabili o danneggiati o limitrofi a sistemi di ventilazione.

Nella Tabella 10.2 si indicano alcuni dei principali materiali che si possono trovare negli edifici, con le loro caratteristiche di contenuto in amianto e di friabilità.

Tabella 10.2 - Esempi di materiali compatti e friabili (art. 1 DM 6.9.94)

MATERIALE	NOTE	FRIABILITÀ
Ricoprimenti a spruzzo e rivestimenti isolanti	Fino all'85% circa di amianto. Spesso anfiboli (amosite, crocidolite) prevalentemente amosite spruzzata su strutture portanti di acciaio o su altre superfici come isolanti termo-acustico	Elevata
Rivestimenti isolanti di tubazioni o caldaie	Per rivestimenti di tubazioni tutti i tipi di amianto, talvolta in miscela al 6-10% con silicati di calcio. In tele, feltri, imbottiture in genere al 100%	Elevato potenziale di rilascio di fibre se i rivestimenti non sono ricoperti con strato sigillante uniforme e intatto
Funi, corde, tessuti	In passato sono stati usati tutti i tipi di amianto. In seguito solo crisotilo al 100%	Possibilità di rilascio di fibre quando grandi quantità di materiali vengono immagazzinati
Cartoni, carte e prodotti affini	Generalmente solo crisotilo al 100%	Sciolti e maneggiati, carte e cartoni, non avendo una struttura molto compatta, sono soggetti a facili abrasioni ed a usura
Prodotti in amianto-cemento	Attualmente il 10-15% di amianto in genere crisotilo. Crocidolite e amosite si ritrovano in alcuni tipi di tubi e di lastre	Possono rilasciare fibre se abrasati, segati, perforati o spazzolati, oppure se deteriorati
Prodotti bituminosi, mattonelle di vinile con intercapedini di carta di amianto, mattonelle e pavimenti vinilici, PVC e plastiche rinforzate ricoprimenti e vernici, mastici, sigillanti, stucchi adesivi contenenti amianto	Dallo 0,5 al 2% per mastici, sigillanti, adesivi, al 10-25% per pavimenti e mattonelle vinilici	Improbabile rilascio di fibre durante l'uso normale. Possibilità di rilascio di fibre se tagliati, abrasati o perforati

10.3 Recupero beni contenenti amianto

Con il Decreto 29 luglio 2004 n. 248, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio ha regolamentato le attività di recupero dei prodotti e beni in amianto, secondo quanto indicato già nella Legge 27 marzo 1992, n. 257. I disciplinari tecnici allegati definiscono le modalità di trasporto e deposito dei rifiuti di amianto, il trattamento, l'imballaggio e la ricopertura dei rifiuti medesimi nelle discariche. In particolare viene integrato l'allegato 1 del Decreto 13 marzo 2003 n. 67 in materia di criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, inserendo i rifiuti di amianto o contenenti amianto. Il Codice CER per i materiali isolanti contenenti amianto è 17 06 01.

10.4 Amianto friabile ed isolamento termico

L'amianto friabile è stato utilizzato nei rivestimenti isolanti di tubazioni e caldaie, nei ricoprimenti a spruzzo e nei rivestimenti termoisolanti degli edifici. Il potere di rilascio delle fibre è elevato se i rivestimenti non sono ricoperti con uno strato sigillante uniforme ed intatto. Nei rivestimenti di tubazioni possono essere presenti tutti i tipi di amianto, talvolta in miscela al 6÷10% con silicati di calcio; nel caso di tele, feltri o imbottiture, la percentuale di amianto può raggiungere anche il 100 %. Le tubazioni possono presentarsi con un unico strato di materiale omogeneo (amianto miscelato con carbonato di magnesio o silicato di calcio) oppure possono presentare strati di materiali diversi, ad es. lana di roccia o sughero, rivestiti di uno strato più o meno sottile di cemento con amianto, piuttosto friabile. Si possono trovare anche tubazioni, o altre parti in temperatura, coibentate con corde o tessuti di amianto, come mostrato in Figura 10.2.

Figura 10.2 - Tubazioni coibentate con amianto in cui il coibente si presenta danneggiato
(Credit: Arpa Torino)



Le caldaie possono essere coibentate con amianto sotto forma di pannelli o anche in forma sfusa, localizzato generalmente sotto l'involucro in lamiera.
Da ricordare anche che molte guarnizioni contengono amianto.

11. CAMPI ELETTROMAGNETICI

L'inquinamento elettromagnetico è un fenomeno comune associato alla generazione di campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici artificiali, vale a dire generati da impianti realizzati appositamente per trasmettere informazioni attraverso la propagazione di onde elettromagnetiche (impianti radio-TV e telefonia mobile), da impianti utilizzati per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica (elettrodotti), da apparati per applicazioni bio-mediche, da impianti per lavorazioni industriali, nonché da tutti quei dispositivi il cui funzionamento è subordinato ad un'alimentazione attraverso la rete elettrica, quali i comuni elettrodomestici.

I sistemi di tele-radio-comunicazione (impianti radio-TV, telefonia mobile) sono definiti irradiatorii intenzionali perché appositamente progettati e costruiti per emettere onde elettromagnetiche, il mezzo fisico con cui avviene la trasmissione delle informazioni (audio, video ecc.); gli impianti di trasporto, di trasformazione (elettrodotti) e gli utilizzatori finali di energia elettrica emettono invece nell'ambiente circostante campi elettrici e magnetici in maniera non intenzionale, ma come conseguenza diretta ed inevitabile del loro funzionamento, basato sul trasporto e quindi sulla presenza e sul movimento delle cariche elettriche [APAT^{xxvii}].

L'unità di misura del campo elettrico riconosciuta nel Sistema Internazionale è il Volt su metro (V/m), mentre quella del campo magnetico è l'Ampere su metro (A/m). I valori di campo sono spesso espressi in microtesla (μT), e si riferiscono al campo di induzione magnetica.

I campi elettromagnetici si propagano sotto forma di onde elettromagnetiche.

La frequenza è il parametro definito per indicare il numero di oscillazioni che l'onda elettromagnetica compie in un secondo. L'unità di misura della frequenza è l'Hertz (1 Hz equivale a una oscillazione al secondo).

Le radiazioni non ionizzanti (NIR – Non Ionizing Radiation) sono generate da campi elettromagnetici con una frequenza compresa tra 0 e 300 GHz; si distinguono nei seguenti intervalli di frequenza in funzione della loro importanza applicativa:

- frequenze estremamente basse (ELF – Extremely Low Frequency) pari a 50-60 Hz, generate principalmente dagli elettrodotti;
- radiofrequenze (RF – Radio Frequency) comprese tra 300 kHz e 300 MHz, le cui principali sorgenti sono costituite da impianti di rice-trasmissione radio e TV (Stazioni Radio Base, SRB);
- microonde con frequenze comprese tra 300 MHz e 300 GHz, le cui principali sorgenti sono rappresentate dagli impianti di telefonia mobile e dai ponti radio.

Si distingue quindi tra un inquinamento elettromagnetico generato da campi a bassa frequenza, compresi tra 0 Hz e 10 kHz, e quello generato da campi ad alta frequenza, compresi tra 10 kHz e 300 GHz.

La distinzione tra campi ad alta e bassa frequenza è necessaria in quanto le caratteristiche dei campi, in prossimità delle sorgenti, variano al variare della frequenza di emissione, influenzando i meccanismi di interazione con i tessuti biologici e gli effetti sulla salute dell'uomo.

In risposta alla forte sensibilità della popolazione sull'argomento e considerando la necessità di realizzare un censimento delle sorgenti inquinanti ai sensi della legge quadro n. 36/2001 in materia di "Protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", sono in fase di realizzazione inventari delle sorgenti di campo elettromagnetico.

Sia nel settore delle radiofrequenze sia in quello delle frequenze estremamente basse, l'entità delle attività di controllo è in continua crescita, a causa della forte pressione sul territorio di elettrodotti, antenne radio e telefonia, e della forte sensibilità della popolazione.

Attualmente, infatti, l'attività di controllo sull'inquinamento elettromagnetico rappresenta una delle principali emergenze cui è necessario intervenire sia con una corretta diffusione delle informazioni alla popolazione sia con controlli e verifiche del superamento dei limiti di

esposizione per i valori di attenzione e per gli obiettivi di qualità, cui dovranno seguire le opportune azioni di risanamento.

11.1 Tutela dall'inquinamento elettromagnetico

La Legge n. 36 del 22.02.2001, legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, ed il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, DPCM 8 luglio 2003, sono gli atti normativi di riferimento in materia di protezione della salute umana e dell'ambiente dall'inquinamento elettromagnetico.

La legge quadro n. 36/2001, risponde a tre obiettivi principali:

1. assicurare la tutela della salute dei lavoratori, delle lavoratrici e della popolazione dagli effetti dell'esposizione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici con frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz;
2. promuovere la ricerca scientifica per la valutazione degli effetti a lungo termine ed attivare misure di cautela da adottare in applicazione del principio di precauzione di cui all'articolo 174, paragrafo 2, del trattato istitutivo dell'Unione Europea;
3. assicurare la tutela dell'ambiente e del paesaggio e promuovere l'innovazione tecnologica e le azioni di risanamento volte a minimizzare l'intensità e gli effetti dei campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici secondo le migliori tecnologie disponibili (art. 1).

Il provvedimento nazionale individua le modalità di tutela della popolazione distinguendo tra effetti acuti (causati dal superamento dei limiti di esposizione) ed effetti cronici (causati dal superamento del valore di attenzione) sulla salute dei soggetti esposti; prescrive gli obblighi e le competenze di Stato, Regioni, Comuni, Province e gestori; introduce misure e forme sanzionatorie.

Si riportano di seguito le definizioni per i valori e limiti previsti dalla normativa:

- Limite di esposizione: valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, definito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori.
- Valore di attenzione: valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, che non deve essere superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate; costituisce misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine e deve essere raggiunto nei tempi e nei modi previsti dalla legge.
- Obiettivi di qualità: si distinguono in a) criteri localizzativi, standard urbanistici, prescrizioni e incentivazioni per l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, indicati dalle leggi regionali secondo le competenze definite dall'articolo 8 della Legge Quadro; b) valori di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, definiti dallo Stato secondo le previsioni di cui all'articolo 4, comma 1, lettera a), ai fini della progressiva mitigazione dell'esposizione ai campi medesimi.

In attuazione della legge quadro n. 36/2001, sono stati emanati due provvedimenti:

- DPCM 8 luglio 2003, recante "Limiti di esposizione della popolazione a campi elettromagnetici con frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz", pubblicato sulla Gazzetta ufficiale 28 agosto 2003 n. 199;
- DPCM 8 luglio 2003, recante "Limiti di esposizione della popolazione a campi magnetici dalla frequenza di rete - 50 Hz - generati da elettrodotti", pubblicato sulla Gazzetta ufficiale 29 agosto 2003 n. 200.

Il DPCM 8.7.2003 "Limiti di esposizione della popolazione a campi elettromagnetici con frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz" fissa i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione da esposizione a campi elettromagnetici - CEM - ad alta frequenza, a titolo di misura cautelativa da effetti a lungo termine.

Tabella 11.1 - Limiti di esposizione del DPCM 8/7/2003 (100 kHz-300 GHz)

FREQUENZA		E (V/m)	H (A/m)	D (W/m ²)	RIF. NORMATIVO
0,1 < f ≤ 3 MHz	LIMITI DI ESPOSIZIONE	60	0,2	-	DPCM 8 LUGLIO 2003
3 ≤ f ≤ 3000 MHz		20	0,05	1	
3 ≤ f ≤ 300 GHz		40	0,01	4	
0,1 MHz < f ≤ 300 GHz	VALORI DI ATTENZIONE	6	0,016	0,10 (3 MHz - 300 GHz)	
0,1 MHz < f ≤ 300 GHz	OBIETTIVI DI QUALITÀ	6	0,016	0,10 (3 MHz - 300 GHz)	

Sono riportati in Tabella 11.1 i limiti ed i valori cui fa riferimento il DPCM 8.7.2003 relativamente alle alte frequenze.

Il DPCM 8.7.2003 “Limiti di esposizione della popolazione a campi magnetici dalla frequenza di rete - 50 Hz - generati da elettrodotti” stabilisce limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettromagnetici alla frequenza di 50 Hz generati dagli elettrodotti.

Sono riportati in Tabella 11.2 i limiti ed i valori cui fa riferimento il DPCM 8.7.2003 relativamente alle basse frequenze.

A titolo di misura cautelativa per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μT, da intendersi come mediana dei valori nell'arco di 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, scolastici, adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettromagnetici generati dagli elettrodotti ai 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di 3 μT per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco di 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

Tabella 11.2 - Limiti di esposizione del DPCM 8/7/2003 (50 Hz)

FREQUENZA, Hz		E (V/m)	B (μT)	RIF. NORMATIVO
50	LIMITI DI ESPOSIZIONE	5	100	DPCM 8 LUGLIO 2003
	VALORI DI ATTENZIONE	-	10*	
	OBIETTIVI DI QUALITÀ	-	3	

*Calcolato come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio

12. RIFIUTI

La gestione dei rifiuti in Italia è regolamentata dal DLgs n. 22 del 5 febbraio 1997, il cosiddetto “Decreto Ronchi”, emanato in recepimento di direttive comunitarie in materia di rifiuti, rifiuti pericolosi, imballaggi e rifiuti di imballaggio.

Una strategia di prevenzione per essere efficace dovrebbero infatti essere affiancata da una altrettanto importante politica di recupero che includa strategie di prevenzione, riciclo, risparmio energetico e smaltimento. La prevenzione ed il riciclo dei materiali possono contribuire in due modi distinti alla riduzione degli impatti ambientali relativi all’uso delle risorse: a) evitando gli impatti ambientali provocati dall’estrazione di materie prime; b) evitando gli impatti ambientali provocati dalla trasformazione delle materie prime durante i processi di produzione.

La finalità della disciplina introdotta è di ridurre la produzione di rifiuti, promuovendo il recupero di materia ed energia e garantendo un elevato grado di protezione per la salute dell’uomo e dell’ambiente.

Il principio in base al quale è vietato abbandonare e depositare incontrollatamente rifiuti sul suolo e nel sottosuolo, oltre che immettere rifiuti nelle acque superficiali e sotterranee, diviene estremamente importante in questa nuova strategia.

Si tratta di un divieto importante che sta alla base di tutta la normativa ambientale in tema di rifiuti in quanto regola tutto il ciclo dei rifiuti che dovranno essere avviati, dai produttori o detentori, alle operazioni di recupero o di smaltimento indicate dal DLgs 22/1997.

La politica comunitaria in tema di gestione dei rifiuti si basa sui concetti di responsabilizzazione e cooperazione tra tutti i soggetti coinvolti nel “ciclo dei rifiuti” e disciplina le modalità di smaltimento dei rifiuti favorendo ed incentivando:

- il reimpiego ed il riutilizzo dei rifiuti,
- il recupero dei rifiuti per ottenere materia prima,
- l’impiego dei materiali recuperati,
- il mercato dei rifiuti,
- l’utilizzo dei rifiuti come combustibile o altra fonte di energia.

La legislazione orizzontale in materia di gestione dei rifiuti ha introdotto nell’Unione Europea un insieme di principi generali e di procedure di controllo che mirano a garantire un livello elevato di protezione dell’ambiente e della salute umana: gerarchia nella gestione dei rifiuti; principio “chi inquina paga”; obblighi di autorizzazione, di registrazione e di ispezione per i rifiuti ed i rifiuti pericolosi; regolamento sulle spedizioni di rifiuti.

La legislazione è poi integrata da norme riguardanti la gestione di flussi specifici di rifiuti e dalle più recenti Direttive che riguardano la prevenzione e la riduzione integrate dell’inquinamento (Direttiva 96/61/CE Integrated Prevention Pollution Control -IPPC), la gestione delle discariche (Direttiva 1999/31/CE) e l’incenerimento (Direttiva 2000/76/CE).

La Direttiva 99/31/CE prevede l’adozione dell’analisi di rischio alle discariche, in relazione alla valutazione dell’efficacia delle soluzioni progettuali e gestionali previste per le nuove discariche ed alla verifica della conformità delle vecchie discariche ai criteri prescritti ed alle prestazioni ambientali da raggiungere.

L’analisi del rischio vuole fornire un supporto decisionale ed una giustificazione per la progettazione e la gestione dei sistemi barriera, di fondo e finale, dei sistemi di monitoraggio ambientale e delle procedure operative. L’Agenzia per la Protezione dell’Ambiente ed i servizi tecnici (APAT) ha definito delle Linee Guida per l’applicazione della metodologia di analisi di rischio alle discariche, in quanto rappresentano un rischio potenziale per la salute e l’ambiente, in particolare per gli impatti derivanti dalle emissioni di biogas e percolato.

Il modello sviluppato per lo specifico sito, individua tre componenti fondamentali:

- la sorgente, identificata nella discarica e nei potenziali contaminanti, quali percolato e biogas;
- i percorsi, individuati nei comparti ambientali quali l'atmosfera, le acque sotterranee, il suolo ed il sottosuolo;
- i bersagli, individuati nei soggetti sensibili alla contaminazione da percolato (acque sotterranee e superficiali) e da biogas (uomo ed ecosistemi).

Il risultato dell'analisi di rischio porta alla determinazione del potenziale rischio presente, sulla base delle informazioni raccolte per le tre componenti del modello. L'obiettivo principale delle Linee Guida è quindi quello di fornire criteri di riferimento a coloro che prevencono, controllano e gestiscono il potenziale rischio indotto da un impianto di discarica, in modo tale da scegliere le migliori tecnologie attualmente disponibili per il controllo delle emissioni della discarica, per garantire la miglior gestione degli impianti.

12.1 Recupero energetico dai rifiuti

L'analisi dei dati relativi alla produzione e gestione di rifiuti urbani nel 2001 conferma un trend in diminuzione per lo smaltimento in discarica, anche se tale forma di gestione resta comunque sempre la più diffusa, ma evidenzia anche l'aumentato ricorso ad altre tipologie di trattamento e smaltimento dei rifiuti, quali il compostaggio e la termovalorizzazione.

La prevenzione nella gestione integrata dei rifiuti deve comprendere: a) l'adozione di tecnologie più pulite nei processi produttivi; b) una progettazione più ecologica dei prodotti; c) una politica mirata al recupero ed al riciclo dei materiali che sia improntata al rispetto dell'ambiente e che consideri i vantaggi del recupero energetico rispetto alla sempre più crescente domanda di energia.

Dal 1999, la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di incenerimento possono essere autorizzate solo nel caso in cui il relativo processo di combustione sia accompagnato da recupero energetico; contestualmente è stato vietato lo smaltimento di rifiuti urbani non pericolosi in Regioni diverse da quelle nelle quali gli stessi siano stati prodotti.

Per la corretta lettura del DLgs n. 22/1997, sulla base della nuova catalogazione europea dei rifiuti (introdotta dalla decisione europea 2000/532/CE ed in vigore dal 1° gennaio 2005) si fa riferimento alla direttiva MinAmbiente 9 aprile 2002, recante le prime istruzioni ufficiali per l'applicazione del nuovo Codice Europeo dei Rifiuti (CER).

Gli ultimi dati disponibili elaborati da APAT, riferiti ai rifiuti urbani prodotti e trattati nel 2001, riferiscono per l'Italia una situazione caratterizzata da una produzione totale di rifiuti urbani di quasi 30 milioni di t/a, di cui il 67% smaltito in discarica (circa 20 milioni di tonnellate); il 9% avviato ad impianti di incenerimento (con o senza recupero di energia); il 9% avviato ad impianti di selezione, recupero e riciclo per la produzione di compost; l'8% avviato ad impianti di compostaggio; il restante 7% ad altre forme di recupero.

L'utilizzazione dei rifiuti quale risorsa energetica ha interessato nel 2001 il 2,4% del totale dei rifiuti speciali gestiti con oltre 2,1 milioni di tonnellate di rifiuti utilizzate come combustibile sostitutivo (Tabella 12.1).

La maggior parte dei rifiuti utilizzati è costituita da "rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di pannelli, mobili, polpa, carta e cartone" (46%, macrocategoria 03), il 21% è rappresentato da biogas (macrocategoria 19) ed il 19% da rifiuti derivati dal settore agroalimentare (macrocategoria 02).

Tabella 12.1 - Recupero energetico da rifiuti per macrocategoria (Credit: APAT, 2001)

Macrocategoria rifiuto – CER	t	%
02 - Rifiuti da agricoltura ecc...	411.891	18,87
03 - Rifiuti lavorazione legno ecc...	996.855	45,67
04 - Rifiuti lavorazione pelle ecc...	1.669	0,08
05 - Rifiuti raffinazione del petrolio ecc...	1.778	0,08
06 - Rifiuti processi chimici inorganici	14	-
07- Rifiuti processi chimici organici	44.885	2,06
08 - Rifiuti produzione, fornitura, uso di rivestimenti ecc...	37	-
12 - Rifiuti lavorazione trattamento metalli plastica ecc...	24.087	1,10
13 - Oli esauriti e residui combustibili liquidi	71.340	3,27
14 - Solventi organici, refrigeranti e propellenti di scarto	10.414	0,48
15 - Rifiuti di imballaggio ecc...	42.136	1,93
16 - Rifiuti non specificati altrimenti	101.321	4,64
17 - Rifiuti operazioni di costruzione e demolizione ecc...	676	0,03
19 - rifiuti da impianti trattamento rifiuti ecc...	475.587	21,78
Totale	2.182.690	100,00

12.2 Direttiva 2000/76/CE sull'incenerimento dei rifiuti

La normativa in materia di incenerimento dei rifiuti è anch'essa in continua evoluzione a seguito delle recenti disposizioni europee introdotte dalla Direttiva 2000/76/CE che definisce regole estremamente rigorose per l'incenerimento ed il co-incenerimento di rifiuti pericolosi e non pericolosi. L'obiettivo della direttiva è individuare un quadro organico ed omogeneo per tutte le attività di incenerimento dei rifiuti, indipendentemente dal loro contenuto in sostanze pericolose, per evitare o limitare quanto più possibile gli effetti negativi sull'ambiente prodotti dalle attività di incenerimento dei rifiuti; in particolare l'inquinamento atmosferico, del suolo, delle acque superficiali e sotterranee ed i rischi per la salute umana. Viene fornita una precisa definizione degli impianti per garantire che l'incenerimento dei rifiuti, realizzato tramite impianti non destinati prioritariamente a tale scopo, non provochi emissioni inquinanti più elevate rispetto a quelle consentite per impianti specificatamente dedicati all'incenerimento:

- impianto di incenerimento: impianto destinato all'incenerimento dei rifiuti con o senza recupero di calore dalla loro combustione;
- impianto di co-incenerimento: impianto che trova la sua funzione primaria nella produzione di energia o che utilizza i rifiuti come combustibile.

L'aspetto di maggior rilievo riguarda i valori limiti alle emissioni che sono sostanzialmente uguali a quelli relativi all'incenerimento dei rifiuti pericolosi. Tale approccio chiarisce pertanto che la distinzione tra rifiuti pericolosi e non pericolosi, si basa sulle caratteristiche del rifiuto prima del trattamento di incenerimento e/o co-incenerimento e non sulle emissioni provocate dalla loro combustione. Alle attività ed agli impianti di incenerimento e co-incenerimento di rifiuti pericolosi e non pericolosi si applicano gli stessi valori limite di emissione, pur prevedendo diverse tecniche e condizioni di incenerimento, o co-incenerimento, e differenti misure di controllo per i rifiuti in entrata all'impianto.

13. DIRETTIVA 2001/77/CE: ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Il recupero energetico da rifiuti potrebbe ricoprire nel prossimo futuro un sempre maggiore interesse, soprattutto considerando la necessità di rispettare gli obiettivi di emissione dei gas serra previsti dal Protocollo di Kyoto ed il crescente fabbisogno energetico che necessita sia di politiche di risparmio sia di studi e ricerche per l'utilizzo e lo sfruttamento di fonti rinnovabili alternative ai combustibili fossili. Gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto pongono seri ed urgenti problemi in termini di utilizzo delle fonti rinnovabili quale mezzi per produrre energia.

L'obiettivo della Direttiva 2001/77/CE sulla "Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili" è garantire una maggiore penetrazione sul mercato nazionale dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili; i traguardi prefissati, da raggiungersi entro il 2010, richiedono che il 12% del consumo interno lordo di energia ed il 22% di quello dell'energia elettrica, provengano dall'uso di fonti rinnovabili. Nella direttiva europea si ritrova l'elenco delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) intese come le fonti non fossili ed in particolare l'eolica, la solare, la geotermica, quella del moto ondoso, la maremotrice, l'idraulica, le biomasse, i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione e il biogas. In particolare l'uso della biomassa, inserita tra le fonti energetiche rinnovabili, è definito a "bilancio zero" per le emissioni di CO₂.

Il DLgs 29 dicembre 2003 n. 387 recepisce la Direttiva 2001/77/CE ed introduce una serie di misure volte a superare i problemi connessi al mercato delle diverse Fonti di Energia Rinnovabile. Nel 2003 in Italia la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha raggiunto il valore di 47.971 GWh: il contributo maggiore è derivato dalla produzione idroelettrica, pari a 36.674 GWh, seguito dalla produzione geotermica (5.340 GWh), dalle biomasse (compresi i rifiuti, 4.493 GWh) e dall'eolico (1.458 GWh). Complessivamente la quota percentuale di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha raggiunto il 16,3% a fronte del valore obiettivo fissato al 22% entro il 2010.

Precedentemente il DLgs 79/1999 conosciuto come "decreto Bersani", recependo la normativa europea in materia di liberalizzazione del mercato dell'energia (Direttiva 96/92/CE) aveva affrontato la questione dell'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, ponendo l'obbligo, a produttori ed importatori di energia elettrica generata attraverso fonti convenzionali, di immettere in rete, a partire dal 1° gennaio 2002, una certa quota di energia prodotta attraverso impianti nuovi o ripotenziati alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Tale quota era stata fissata, attraverso l'art. n. 11 del DLgs 79/99, al 2% dell'energia prodotta eccedente i 100 GWh. Successivamente, il decreto n. 387/03 ha stabilito di incrementare annualmente la quota di un valore pari allo 0,35% fino al 2006.

13.1 Combustibili eco-compatibili e biomasse

La biomassa è definita dalla Direttiva 2001/77/CE come la parte biodegradabile di prodotti, rifiuti e residui derivanti dall'agricoltura (sostanze vegetali ed animali) e dalla silvicoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani. È quindi possibile distinguere nella biomassa vere e proprie materie prime (colture dedicate arboree ed erbacee ecc.) e prodotti di scarto derivati da molteplici attività che interessano sia il comparto agricolo-forestale (residui delle pratiche agricole-forestali e zootecniche) sia il comparto industriale (scarti industria del legno, scarti industria agroalimentare e industria della carta) ma anche il settore dei rifiuti solidi urbani.

I combustibili solidi, liquidi o gassosi derivati da questi materiali (direttamente o a seguito di processi di trasformazione) sono definiti biocombustibili mentre qualsiasi forma di energia ottenuta con processi di conversione dai bio-combustibili è definita bio-energia. La conversione energetica avviene principalmente attraverso processi termochimici e biochimici.

I processi termochimici sono:

- combustione: processo termochimico semplice che consiste nell'ossidazione completa del combustibile a H₂O e CO₂;
- gassificazione: consistente nella trasformazione di un combustibile solido o liquido (biomassa), in combustibile gassoso, attraverso una decomposizione termica (ossidazione parziale) ad alta temperatura. Il gas prodotto è una miscela di H₂, CO, CH₄, CO₂, H₂O (vapore acqueo) e N₂, accompagnati da ceneri in sospensione e tracce di idrocarburi (C₂H₆). La proporzione tra i vari componenti del gas varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatori, dei combustibili e del loro contenuto di umidità;
- pirolisi: processo di degradazione termica di un materiale (biomassa) in assenza di agenti ossidanti (aria o ossigeno) che porta alla produzione di componenti solide, liquide e gassose;
- attualmente si stanno sviluppando processi di co-combustione e di co-gassificazione volti ad utilizzare nello stesso impianto biomasse e combustibili tradizionali come il carbone.

I processi biochimici riguardano essenzialmente la Digestione Anaerobica, ossia la degradazione della sostanza organica in assenza di ossigeno ad opera di alcuni ceppi batterici. Questo processo interessa la biomassa con un alto grado di umidità (reflui zootecnici, parte organica dei rifiuti solidi urbani ecc.) portando alla produzione di biogas (CH₄ e CO₂) e può avvenire sia nelle discariche sia in reattori appositamente progettati chiamati digestori.

I bio-combustibili, liquidi e gassosi, sono prodotti sostanzialmente a partire dalle biomasse e possono essere utilizzati come combustibili per il trasporto e per il riscaldamento. Si distinguono in bio-combustibili di prima generazione, ottenuti con tecnologie di produzione ed utilizzo ormai consolidate, e bio-combustibili di seconda generazione che necessitano di ulteriori sviluppi tecnologici.

Si considerano bio-combustibili di prima generazione:

- il Biodiesel (MetilEtere): derivato dalla esterificazione degli oli vegetali di colza e girasole;
- il Bio-etanolo: prodotto da biomasse zuccherine (canna da zucchero, barbabietole, mais ecc.) attraverso fermentazione e successiva estrazione;
- il Biogas: costituito principalmente da metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂) e prodotto dalla fermentazione anaerobica della sostanza organica contenuta nei rifiuti urbani e nei reflui zootecnici.

Per quanto riguarda i bio-combustibili di seconda generazione le ricerche si stanno concentrando sull'utilizzo di DME (Dimetiletere), del FT-Diesel (diesel di sintesi derivato dal processo di Fischer-Tropsch) e del Bio-Etanolo derivato da biomasse legnocellulosiche.

Infine, tra le iniziative nel campo dei biocombustibili, una tra le più attraenti è sicuramente quella che riguarda lo sviluppo del vettore energetico Idrogeno (liquido e gassoso).

Nel maggio del 2003 l'Unione Europea ha pubblicato la Direttiva 2003/30/CE sulla "Promozione dell'uso dei bio-carburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti", dove sono proposti obiettivi di massima per favorire l'introduzione nel mercato dei carburanti di una quota minima di bio-combustibili.

Gli Stati membri sono tenuti ad utilizzare una quota minima di bio-combustibili pari al 2% dell'energia contenuta nella benzina e nel diesel immesso sul mercato entro il 31 dicembre 2005 e ad aumentare tale percentuale fino a raggiungere il 5,75% entro il 31 dicembre 2010. In Italia la materia è regolamentata dal Decreto Legislativo 30 maggio 2005, n. 128 "Attuazione della direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti" che promuove l'utilizzo di biocarburanti per contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di: a) riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra; b) sicurezza dell'approvvigionamento di fonti di energia nel rispetto dell'ambiente; c) promozione delle fonti di energia rinnovabili.

14. TUTELA DELLE ACQUE ED INQUINAMENTO TERMICO

Il DLgs n. 152/99 (così come modificato dal DLgs n. 258/00), concernente disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento, recepisce due Direttive comunitarie:

- Direttiva 91/271/CE concernente il trattamento delle acque reflue urbane;
- Direttiva 91/676/CE sulla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole).

Il DLgs n. 152/99 si inserisce nel contesto normativo nazionale in materia di tutela delle acque come una legge quadro:

- riordina la precedente normativa esistente nei vari settori dell'ambiente idrico, incluse la gestione delle risorse idriche (RD 1775/33, L. 183/89 e L. 36/94);
- promuove e suggerisce metodologie di ricerca per un coordinamento fra aspetti qualitativi e aspetti quantitativi;
- indica criteri di raccordo in materia di piani, di destinazioni d'uso dei corpi idrici, di concessioni di derivazione idrica, di gestione integrata delle risorse idriche, di ambiti territoriali di gestione e tutela.

Scopo principale del Decreto è assicurare una certa sostenibilità ambientale relativamente alle attività antropiche individuando, a seguito di una valutazione preliminare delle caratteristiche e dello stato di qualità dei diversi corpi idrici recettori, un carico massimo ammissibile di sostanze inquinanti negli stessi e garantendo al contempo, il "minimo deflusso costante vitale" dei corpi idrici, inteso come il livello di deflusso necessario alla vita negli alvei.

L'innovazione più importante del DLgs n. 152/99 consiste nell'aver collegato i limiti di emissione imposti a tutti gli scarichi con la determinazione di specifici obiettivi di qualità dei corpi idrici, che considerano il fenomeno dell'inquinamento idrico in tutte le sue forme e contributi. Il conseguimento degli obiettivi viene affidato ai piani di tutela delle acque che comprendono sia un aspetto qualitativo sia un aspetto quantitativo per la definizione delle misure da adottare per conseguire un consumo idrico sostenibile, privilegiando il risparmio idrico, il riutilizzo, la diversificazione funzionale, gli usi plurimi delle acque. Uno dei principi fondamentali stabiliti dall'attuale regime normativo vigente è la necessità di autorizzazione preventiva per tutti gli scarichi, a prescindere dalla potenzialità inquinante; fanno eccezione gli scarichi espressamente esentati da tale obbligo (acque reflue domestiche in reti fognarie, nell'osservanza dei regolamenti fissati dal gestore del servizio idrico integrato). L'autorizzazione deve essere "espressa" dall'autorità competente e deve essere specifica, indicare con precisione lo scarico o gli scarichi cui l'autorizzazione si riferisce.

I principali termini utilizzati dal decreto sono definiti come segue:

- *scarico*: qualsiasi immissione diretta tramite condotta (tubatura, fognatura, canalizzazione, ...) nelle acque superficiali, sul suolo, nel sottosuolo e in rete fognaria, di acque reflue liquide, semiliquide e comunque convogliabili indipendentemente dalla loro natura inquinante, anche sottoposte a preventivo trattamento di depurazione. Sono esclusi i rilasci di acque utilizzate per la produzione idroelettrica, per scopi irrigui e per gli impianti di potabilizzazione, nonché delle acque derivanti da sondaggi o perforazioni diversi da quelli relativi alla ricerca ed estrazione di idrocarburi;
- *inquinamento*: lo scarico effettuato direttamente o indirettamente dall'uomo nell'ambiente idrico di sostanze o di energia le cui conseguenze siano tali da mettere in pericolo la salute umana, nuocere alle risorse viventi e al sistema ecologico idrico, compromettere le attrattive o ostacolare altri usi legittimi delle acque;

- *acque reflue industriali*: qualsiasi tipo di acque reflue scaricate da edifici od installazioni in cui si svolgono attività commerciali o di produzione di beni, diverse dalle acque reflue domestiche (insediamenti di tipo residenziale, servizi e derivanti da attività domestiche) e dalle acque meteoriche di dilavamento.
- *acque meteoriche di dilavamento*: non rientrano in generale nella definizione di acque reflue (anche se si tratta di acque che abbiano raccolto sostanze inquinanti e provengano da insediamenti industriali), mentre rientrano nella nozione di scarico se convogliate in una rete fognaria in cui confluiscono acque reflue. È compito delle Regioni stabilire e disciplinare forme di controllo degli scarichi di acque meteoriche di dilavamento provenienti da reti fognarie separate (adibite esclusivamente alla raccolta di acque meteoriche) ed i casi in cui può essere richiesto che le immissioni di acque meteoriche di dilavamento effettuate mediante altre condotte separate (diverse dalle reti fognarie separate, ad es. convogliate sul suolo) siano sottoposte a particolari prescrizioni, ivi compresa l'eventuale autorizzazione;
- *acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne*: spetta alle Regioni disciplinare i casi in cui può essere richiesto che siano convogliate ed opportunamente trattate in impianti di depurazione qualora dall'attività possano originarsi le sostanze pericolose indicate nelle tabelle 3/A e 5 dell'allegato 5 in quantità o concentrazioni superiori ai limiti di rilevanza;
- *corpi recettori*: acque superficiali, reti fognarie, acque sotterranee (in generale scarico vietato), suolo (in generale scarico vietato), sottosuolo (in generale scarico vietato), aree sensibili;
- *limiti di emissione*: espressi in termini di concentrazione o di massa per unità di prodotto/materia prima o di portata in massa; sono differenziati sia in base all'origine sia in base ai corpi recettori e vengono disciplinati in funzione del rispetto degli obiettivi di qualità dei corpi recettori definiti dalle Regioni (fino ad allora devono essere conformi ai valori fissati dall'allegato 5).

14.1 Standard di qualità ed inquinamento termico

Per raggiungere o mantenere gli standard di qualità fissati attraverso l'Allegato A del DLgs n. 152/99 le imprese, i cui scarichi contengano le sostanze elencate nello stesso Allegato A, sono tenute ad adottare le migliori tecniche disponibili per ridurre od eliminare tali sostanze pericolose. La tabella 3 dell'Allegato V (limiti di emissione per gli scarichi idrici) definisce i limiti di emissione per le acque reflue industriali in acque superficiali relativamente a parametri fisici, chimici e biologici. Nella Tabella 14.1 si riportano i valori limite di emissione in acque superficiali ed in fognatura per alcuni dei parametri individuati dalla tabella 3 dell'Allegato V al DLgs n. 152/99.

Gli obiettivi di qualità dei corpi idrici introdotti dal DLgs n. 152/99 si suddividono in "ambientali" e per "specifica destinazione funzionale". I primi si applicano a tutti i corpi idrici significativi (superficiali e sotterranei), mentre i secondi si riferiscono ai corpi idrici cui sono state assegnate particolari funzioni o destinazioni d'uso (acque di balneazione, acque potabili, acque idonee alla vita dei salmonidi e ciprinidi o dei molluschi).

La prevenzione dall'inquinamento termico delle acque superficiali viene perseguita anch'essa attraverso il DLgs n. 152/99 sia attraverso la definizione della variazione massima di temperatura del corpo idrico a valle ed a monte dello scarico sia attraverso la richiesta di specifici parametri integrativi da dichiarare in fase di autorizzazione allo scarico.

Tabella 14.1 - Valori limite di emissione in acque superficiali, esempi

(Tab. 3- Allegato V del DLgs 152/99)

n.	Parametri	UdM	Scarico in acque superficiali	Scarico in rete fognaria
1	pH		5,5 – 9,5	5,5 – 9,5
2	Temperatura	°C	(*)	(*)
9	Alluminio	mg/l	≤ 1	≤ 2
37	Idrocarburi totali	mg/l	≤ 5	≤ 10
40	Solventi organici aromatici	mg/L	≤ 0,2	≤ 0,4
51	Saggio di tossicità acuta (**)		il campione non è accettabile quando, dopo 24 ore, il numero degli organismi immobili è uguale o maggiore del 50% del totale	il campione non è accettabile quando, dopo 24 ore, il numero degli organismi immobili è uguale o maggiore del 80% del totale

(*) Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1 °C. Per i laghi la temperatura dello scarico non deve superare i 30 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre 50 metri di distanza dal punto di immissione. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35 °C, la condizione suddetta è subordinata all'assenso del soggetto che gestisce il canale. Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.

(**) Il saggio di tossicità è obbligatorio.

La domanda di autorizzazione per lo scarico di acque calde in acque superficiali deve, infatti, contenere necessariamente le seguenti informazioni:

- caratteristiche quali-quantitative dello scarico;
- quantità di acqua prelevata nell'anno solare;
- fabbisogno orario di acqua;
- corpo recettore;
- descrizione sistema di scarico (presenza di diffusore, ...);
- punto previsto per i prelievi ai fini del controllo (ΔT_{\max} o T_{\max} in funzione dell'uso previsto delle acque del corpo recettore).

15. TUTELA DEL SUOLO

Il Decreto Ministeriale n. 471/99, in attuazione dell'art. 17 del DLgs n. 22/97 (Decreto Ronchi), ha definito per la prima volta un quadro normativo nazionale organico in materia di criteri per la valutazione dello stato di contaminazione del suolo e del sottosuolo (incluse le acque sotterranee) precisando gli adempimenti che spettano ai gestori delle attività che hanno determinato, sia nel tempo sia a seguito di eventi occasionali, uno stato di contaminazione sulla matrice ambientale.

Il campo di applicazione della normativa riguarda criteri, procedure e modalità per la messa in sicurezza, la bonifica e il ripristino ambientale di suolo, sottosuolo e, quando non in contrasto con il DLgs n. 152/99, di acque sotterranee e superficiali.

16. POLITICA INTEGRATA DI PRODOTTO

Il concetto di una Politica Integrata di Prodotto (Integrated Product Policy – IPP) è stata introdotto per la prima volta nel Libro Verde della Commissione Europea (febbraio 2001).

L'IPP deriva quindi sia dell'evoluzione di politiche ambientali sempre più attente al “sistema prodotto” che non alla regolamentazione settoriale dei processi produttivi, sia dell'affermarsi delle considerazioni sugli effetti del degrado ambientale quali conseguenza dell'attività produttiva e del comportamento del consumatore [APAT,^{xxviii}].

Una produzione rispettosa dell'ambiente ed un consumo consapevole rappresentano, nell'ottica di una Politica Integrata di Prodotto, i principali elementi sinergici volti alla creazione del cosiddetto “mercato verde”.

L'obiettivo della IPP è la riduzione dell'impatto ambientale di prodotti e servizi nel loro intero ciclo di vita, attraverso la diffusione, il rafforzamento e l'integrazione all'interno di processi economici ed attraverso lo sviluppo di metodologie e strumenti esistenti che, in un'ottica di miglioramento continuo, possano indirizzare la progettazione ecologica dei prodotti, stimolare la domanda e l'offerta, favorire la scelta informata dei consumatori e suggerire prezzi dei prodotti che rispecchiano la compatibilità ambientale.

Gli strumenti su cui si basa la IPP possono essere di tipo:

- volontario (ad es. la progettazione ecologica);
- informativo (ad es. schemi di etichettatura e di certificazione ambientale);
- economico (come la fiscalità e la gestione degli acquisti pubblici);
- normativo (come la responsabilità estesa del produttore).

Alla base della IPP si trova il concetto di integrazione tra le azioni di produttori e consumatori, tra gli strumenti di politica ambientale e tra le fasi del ciclo di vita del prodotto o del servizio. In linea con il principio dell'integrazione, il Sesto Programma di azione della UE invita gli Stati membri ad adottare idonee Politiche Integrate di Prodotto, ad accrescere la diffusione degli strumenti volontari esistenti (EMAS, Ecolabel, certificazione ISO 14001 ecc.), ed a promuovere lo sviluppo:

- del Green Public Procurement (GPP), per diffondere una politica degli acquisti “verdi”;
- delle etichette ecologiche, tra cui le Dichiarazioni Ambientali di Prodotto (DAP), per migliorare l'informazione ambientale tra le imprese e verso i consumatori;
- degli studi di Life Cycle Assessment (LCA), come base sistematica per conoscere l'impatto ambientale di prodotti e servizi durante il loro intero ciclo di vita.

16.1 Green Public Procurement

Il Green Procurement è un sistema di acquisti di prodotti e servizi ambientalmente preferibili, cioè prodotti e servizi che hanno un minore, o ridotto, effetto sulla salute dell'uomo e sull'ambiente rispetto ad altri prodotti e servizi con similare funzionalità.

Un settore specifico è rappresentato dal Green Public Procurement (GPP): gli acquisti effettuati dalla Pubblica Amministrazione, infatti, rappresentano in Italia e in Canada il 17% del Prodotto Interno Lordo (PIL), in Europa il 18%, negli USA il 14%.

In Figura 16.1 un'immagine di alcuni prodotti a ridotto impatto ambientale che rientrano nella categoria del Green Procurement.

La pratica del GPP consiste nella possibilità di inserire criteri di qualificazione ambientale nella domanda che le Pubbliche Amministrazioni esprimono in sede di acquisto di beni e servizi. Su questo tema la P.A. svolge, quindi, il duplice ruolo di “cliente” e di “consumatore”, ed esercitare un forte ruolo di “orientamento del mercato”.

Figura 16.1 - Esempi di prodotti ambientalmente preferibili



Il ricorso allo strumento GPP viene caldeggiato da tempo dall'Unione Europea che ne parla sia nel "Libro Verde sulla politica integrata dei prodotti", sia nel Sesto Programma d'Azione in campo ambientale. La COM (2001) 274 denominata "Il diritto comunitario degli appalti pubblici e le possibilità di integrare le considerazioni ambientali negli appalti" rappresenta, il riferimento della Commissione in materia di GPP, cui va ad aggiungersi l'adozione della direttiva 2004/18/CE del 31 marzo 2004, relativa al "coordinamento delle procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici di forniture, di servizi e di lavori" che introduce la variabile ambientale e tenta alcune semplificazioni nella normativa di settore.

In Italia un primo segnale in tal senso viene con l'approvazione da parte del CIPE della delibera n. 57 del 2.10.2002 "Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia", che stabilisce che "almeno il 30% dei beni acquistati debba rispondere anche a requisiti ecologici; il 30-40% del parco dei beni durevoli debba essere a ridotto consumo energetico, tenendo conto della sostituzione e facendo ricorso al meccanismo della rottamazione".

Con il decreto 8.5.2003 n. 203, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha individuato "regole e definizioni affinché le regioni adottino disposizioni, destinate agli enti pubblici e alle società a prevalente capitale pubblico, anche di gestione dei servizi, che garantiscano che manufatti e beni realizzati con materiale riciclato coprano almeno il 30% del fabbisogno annuale".

Il GPP potrà diventare un valido strumento per favorire la crescita di un "mercato verde", attraverso:

- l'inserimento di criteri di preferibilità ambientale nelle procedure di acquisto della Pubblica Amministrazione nell'ambito dell'offerta economicamente più vantaggiosa;
- la possibilità di considerare i sistemi di etichettatura ambientale come mezzi di prova per la verifica di requisiti ambientali richiesti;
- la possibilità di considerare le certificazioni dei sistemi di gestione ambientale (Regolamento EMAS e Norma ISO 14001) come mezzi di prova per la verifica delle capacità tecniche dei fornitori per la corretta esecuzione dell'appalto pubblico.

Le indicazioni operative per l'applicazione del Decreto 203/2003 sono contenute in diverse circolari del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio che considerano i seguenti aspetti: materiale riciclato; manufatto o bene ottenuto con materiale riciclato e categorie di prodotti; metodologia di calcolo; obbligo; congruità del prezzo; iscrizione nel Repertorio del Riciclaggio. In particolare le circolari finora emanate in Italia riguardano:

- Tessile e Abbigliamento, Circolare 8 giugno 2004.
- Plastica, Circolare 4 agosto 2004.
- Carta, Circolare 3 dicembre 2004.
- Legno e arredo, Circolare 3 dicembre 2004.
- Ammendanti, Circolare 22 marzo 2005.
- Settore edile e stradale, Circolare 15 luglio 2005.
- Articoli in gomma, Circolare 19 luglio 2005.

16.2 Eco-Management and Audit Scheme - EMAS

L'Eco Management and Audit Scheme (EMAS) rappresenta un approccio sistematico e pianificato che ha come prerequisito di accesso il rispetto della normativa ambientale. Il soggetto, organizzazione privata o ente pubblico, che intende ottenere la Registrazione EMAS, verificata la presenza del prerequisito normativo, identifica gli obiettivi di miglioramento delle prestazioni ambientali che volontariamente intende conseguire, definisce il relativo programma di attuazione e descrive il tutto nella dichiarazione ambientale.

Tale documento, completati i processi di convalida e di registrazione da parte di un ente terzo, che attestano tra l'attendibilità dei dati e delle informazioni contenute, viene reso pubblico riportando il logo EMAS (Figura 16.2), a garanzia di una pianificata e sistematica attenzione alle problematiche ambientali e di un oggettivo ed attendibile impegno verso la prevenzione ed il miglioramento continuo.

Figura 16.2 - Logo Europeo EMAS – Regolamento n. 196/06



Il Sistema di ecogestione ed audit (*Eco-Management and Audit Scheme* = **EMAS**) è un sistema ad adesione volontaria per le imprese e le organizzazioni che desiderano impegnarsi a valutare e migliorare la propria efficienza ambientale. EMAS è stato lanciato nel 1993 ed è stato sottoposto a revisione nel 2001 e nel 2006 (Regolamento EMAS n. 196/06). Le revisioni hanno introdotto in particolare:

- la possibilità di adesione allo schema per tutti i settori produttivi e le organizzazioni;
- la valutazione degli aspetti ambientali diretti ed indiretti;
- l'adozione di un nuovo logo EMAS;
- l'integrazione della norma UNI EN ISO 14001:2004, riferimento per il sistema di gestione ambientale EMAS;
- la partecipazione dei dipendenti.

EMAS è principalmente destinato a migliorare l'ambiente ed a fornire alle organizzazioni, alle autorità di controllo ed ai cittadini (ai portatori di interesse in senso generale) uno strumento di valutazione e gestione dell'impatto ambientale delle attività, dei prodotti e dei servizi di un'organizzazione.

EMAS può essere implementato da qualsiasi organizzazione del settore pubblico e privato che intenda migliorare la propria efficienza ambientale. Al sistema, definito dal Regolamento (CE) 196/2006, aderiscono gli Stati membri della Unione Europea, quelli dello spazio economico europeo e quelli candidati alla adesione alla UE.

Per ottenere la registrazione EMAS un'organizzazione deve:

1. *Effettuare un'Analisi Ambientale.* Esaminare tutti gli impatti ambientali delle attività svolte: processi produttivi, prodotti e servizi, metodi di valutazione, quadro normativo, prassi e procedure di gestione ambientale già in uso.

2. *Dotarsi di un sistema di gestione ambientale.* Sulla base dei risultati dell'Analisi Ambientale, creare un efficace sistema di gestione ambientale che punti a realizzare la politica ambientale dell'organizzazione ed a conseguire gli obiettivi di miglioramento definiti dal vertice aziendale. Il sistema deve specificare responsabilità, mezzi, procedure operative, esigenze di formazione, provvedimenti di monitoraggio e controllo, sistemi di comunicazione.
3. *Effettuare un audit ambientale.* Valutare periodicamente l'efficacia del sistema di gestione e le prestazioni ambientali a fronte della politica, degli obiettivi di miglioramento, dei programmi ambientali dell'organizzazione, e delle norme vigenti.
4. *Predisporre una dichiarazione ambientale.* La dichiarazione ambientale deve descrivere i risultati raggiunti rispetto agli obiettivi ambientali fissati ed indicare in che modo e con quali programmi l'organizzazione intende migliorare continuamente le proprie prestazioni ambientali.
5. *Ottenere la verifica indipendente da un verificatore EMAS.* Un verificatore accreditato da un organismo di accreditamento EMAS di uno Stato membro deve esaminare e verificare l'analisi ambientale, il Sistema di Gestione Ambientale, la procedura e le attività di audit, la Dichiarazione Ambientale.
6. *Registrare la dichiarazione presso l'organismo competente dello Stato membro.* La Dichiarazione Ambientale convalidata dal verificatore deve essere inviata all'Organismo competente dello Stato membro per la registrazione. Ottenuta la registrazione, l'organizzazione riceve un numero che la identifica nel registro europeo, ha diritto ad utilizzare il logo EMAS e mette a disposizione del pubblico la dichiarazione ambientale.

L'Unione Europea ha preso atto che la norma internazionale UNI EN ISO 14001 per i Sistemi di Gestione Ambientale può rappresentare il primo passo verso EMAS.

L'integrazione di un sistema di gestione ambientale sviluppato secondo la norma ISO 14001, all'interno dello schema EMAS, permette alle organizzazioni di passare dalla ISO 14001 ad EMAS senza dover duplicare i provvedimenti di attuazione e le procedure. Il Regolamento EMAS supera però la norma ISO14001: le organizzazioni che aderiscono ad EMAS devono infatti dimostrare anche la propria:

- *Efficienza*
 - impegnandosi a migliorare continuamente le proprie prestazioni ambientali;
 - dando evidenza della conformità alla normativa ambientale applicabile;
- *Trasparenza*
 - rendendo disponibili al pubblico le proprie politiche, gli obiettivi e i relativi programmi di miglioramento ambientale, il sistema di gestione ed il compendio dei dati significativi sulle prestazioni ambientali;
 - attivando un dialogo aperto con tutte le parti interessate (dipendenti, azionisti, autorità locali, fornitori ecc.);
- *Credibilità*
 - ottenendo la convalida da un verificatore indipendente accreditato;
 - registrandosi presso l'organismo competente nazionale.

I vantaggi che un'organizzazione Registrata EMAS può ottenere sono molteplici e si rispecchiano in differenti settori:

- gestione ambientale di qualità;
- garanzia e conformità alla normativa ambientale;
- minori rischi di sanzioni correlate alla applicazione della normativa ambientale;

- informazioni ambientali convalidate in modo indipendente;
- gestione dei rischi ambientali;
- risparmio di risorse e riduzione dei costi;
- maggiori opportunità sui mercati sensibili ad una produzione rispettosa dell'ambiente;
- migliori rapporti con i clienti, le comunità locali e le autorità di controllo;
- miglior ambiente di lavoro;
- maggiore soddisfazione dei dipendenti;
- procedimenti autorizzatori ambientali semplificati;
- impiego del logo EMAS come strumento di marketing.

16.3 Il marchio ecologico Ecolabel

Il simbolo dell'Ecolabel europeo è un fiore che contraddistingue prodotti e servizi a minor impatto ambientale (Figura 16.3).

L'Ecolabel europeo può essere per i produttori un'opportunità per dimostrare il loro impegno e la loro attenzione alle problematiche ambientali in un mercato sempre più sensibile a queste tematiche. Per i consumatori è invece la strada più semplice e corretta per identificare e scegliere prodotti progettati e realizzati nel rispetto dell'ambiente.

L'Ecolabel costituisce infatti per il produttore un vantaggio competitivo legato ad un aumento di visibilità sul mercato e all'allargamento del target clienti. Il marchio dà la possibilità di avvalersi di un elemento distintivo, sinonimo di qualità ambientale e prestazionale, che può evidenziare il prodotto/servizio su tutto il mercato europeo e attirare il consumatore attento alla salvaguardia ambientale.

Per il consumatore l'Ecolabel europeo garantisce che il prodotto: ha un minor impatto ambientale rispetto agli altri prodotti presenti sul mercato; è stato sottoposto a severissimi test per assicurarne le qualità ambientali e prestazionali. Scegliendo prodotti/servizi Ecolabel il consumatore è in grado di fornire un proprio contributo per migliorare l'ambiente, riceve un'informazione trasparente e credibile, acquista prodotti che non hanno componenti dannosi alla salute, e verificati da un Organismo indipendente.

L'Ecolabel è il marchio europeo di certificazione ambientale per prodotti e servizi; nato nel 1992 dal il Regolamento europeo n. 880/92, oggi aggiornato dal Regolamento n. 1980 del 17 luglio 2000, l'Ecolabel è uno strumento ad adesione volontaria che viene concesso a quei prodotti e servizi che rispettano criteri ecologici e di prestazioni ambientali stabiliti a livello europeo. L'ottenimento del marchio costituisce un attestato di eccellenza rilasciato solo a quei prodotti/servizi che dimostrano un ridotto impatto ambientale. I criteri attraverso cui viene rilasciato il marchio sono periodicamente revisionati e resi più restrittivi, in modo da favorire il miglioramento continuo della qualità ambientale dei prodotti e servizi.

Figura 16.3 - Il marchio europeo Ecolabel – Regolamento n. 1980/00



I criteri ambientali per l'attribuzione dell'Ecolabel europeo si applicano a tutti i beni di consumo (eccetto alimenti, bevande, e medicinali) ed ai servizi. I criteri sono definiti a livello europeo per gruppi di prodotto/servizio, usando l'approccio "dalla culla alla tomba" tipico dell'analisi LCA – Life Cycle Assessment, che rileva gli impatti dei prodotti sull'ambiente durante tutte le fasi del loro ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime, considerando aspetti rivolti a qualificare e selezionare i fornitori, attraverso i processi di lavorazione, dove sono controllati gli impatti dell'azienda produttrice, alla fase di imballaggio, distribuzione ed utilizzo, fino allo smaltimento del prodotto a fine vita.

Gli aspetti che sono analizzati, in particolare, sono il consumo di energia, l'inquinamento delle acque e dell'aria, la produzione di rifiuti, il risparmio di risorse naturali, la sicurezza ambientale e la protezione dei suoli. Tra gli elementi che hanno un maggior impatto negativo sull'ambiente vengono individuati i più rilevanti, e per ciascuno di essi sono stabiliti precisi limiti che non possono essere superati. I criteri così definiti sono sottoposti ad una ampia consultazione in seno al Comitato dell'UE (CUEME) che è composto dagli Organismi competenti degli Stati membri, da rappresentanti delle ONG ambientaliste, da associazioni dei consumatori e dell'industria, da sindacati nonché da rappresentanti delle PMI e del mondo del commercio. Infine, i criteri sono sottoposti per l'approvazione alla Commissione delle Comunità Europee. Una volta adottati i criteri restano validi fino alla successiva revisione, che potrebbe renderli più restrittivi, in relazione al mercato e ai progressi scientifici e tecnologici, sempre al fine di migliorare le prestazioni ambientali del prodotto etichettato e di mantenere la selettività del marchio.

Attualmente possono richiedere l'Ecolabel europeo 23 gruppi di prodotti/servizi: calzature, tessili, lampadine, materassi, frigoriferi, detersivi (per lavastoviglie, per bucato, per stoviglie, multiuso e per sanitari), lavastoviglie e lavatrici, carta per copie, ammendanti, personal computer, carta per uso domestico, pitture e vernici, piastrelle, lubrificanti e i servizi di ricettività turistica e di campeggio.

Le domande di assegnazione del marchio di qualità ecologica possono essere presentate da produttori, importatori, prestatori di servizi e distributori all'ingrosso ed al dettaglio. I distributori possono presentare domanda solo per i prodotti che immettono in commercio contrassegnandoli con il proprio marchio.

Per ottenere il marchio di qualità ecologica, un prodotto/servizio deve rispettare i requisiti previsti dai criteri adottati a livello europeo per quel gruppo di prodotti. Esistono manuali tecnici, per ogni gruppo di prodotto/servizio, concepito per accompagnare il richiedente nell'iter di attuazione dello schema: il manuale contiene tutte le informazioni sui criteri e sui rapporti di prova necessari per il rilascio del marchio per quel gruppo di prodotti. La domanda, insieme con il fascicolo tecnico, tutti i documenti necessari per la valutazione tecnica di conformità ai criteri, la ricevuta del versamento delle spese di istruttoria, il certificato di iscrizione alla Camera di commercio, deve essere presentata al Comitato Ecolabel-Ecoaudit, Sezione Ecolabel, che provvede ad inoltrarla ad APAT per l'esecuzione dell'istruttoria tecnico-amministrativa. APAT ha 60 giorni di tempo per verificare la conformità del prodotto/servizio ai criteri Ecolabel di riferimento e per comunicare il risultato al Comitato. Se l'istruttoria ha esito positivo il Comitato, entro 30 giorni, concede l'etichetta, informa la Commissione Europea, e sottoscrive con il richiedente un contratto relativo alle condizioni di uso del marchio stesso.

16.4 Norme della serie ISO 14000

Le norme ISO serie 14000 rispecchiano, a livello internazionale, il generale consenso circa le attuali buone pratiche rivolte alla protezione dell'ambiente, applicabili a qualunque organizzazione e in qualunque parte del globo. L'intera serie ISO 14000 fornisce strumenti manageriali per le organizzazioni che vogliano porre sotto controllo i propri aspetti ed impatti ambientali e migliorare le proprie prestazioni in tale campo. Gli standard sugli SGA non indicano livelli prescrittivi di miglioramento della prestazione, ma indicano le modalità per gestire le attività in modo da perseguire gli obiettivi di prestazione autonomamente determinati.

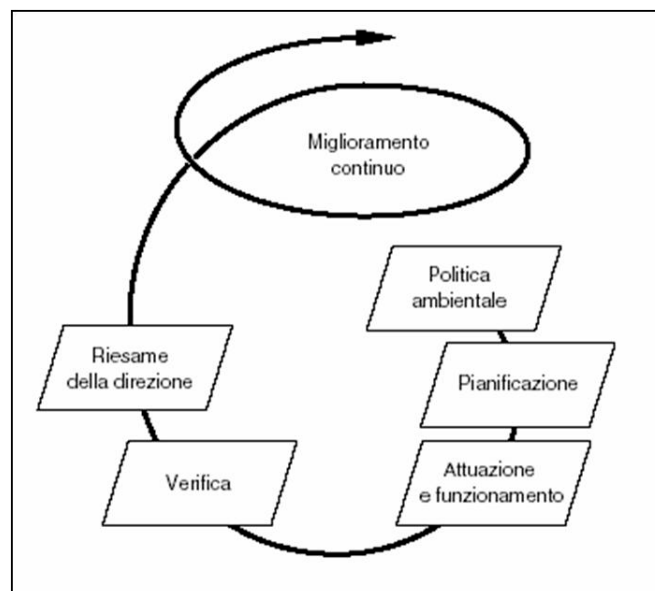
Una caratteristica chiave di tutti i requisiti delle norme ISO 14000 è la loro natura volontaria, da intendersi come l'assenza di qualsiasi costrizione legislativa al loro utilizzo. La decisione di applicare i requisiti ISO 14000 è pertanto una decisione di tipo strategico da prendersi a cura della direzione aziendale. Tale tipo di decisione prescinde dall'ottica di breve periodo: la motivazione può provenire dal bisogno di un maggiore controllo del rispetto dei regolamenti ambientali, dalla ricerca di efficienza nei processi, dalle richieste dei clienti, dalle pressioni della comunità, o anche, dal desiderio di un comportamento responsabile delle imprese.

Il gruppo di norme (certificabili e non certificabili) della serie 14000 comprende tematiche generali, quali i Sistemi di Gestione Ambientale (SGA), e strumenti specifici come il Life Cycle Assessment (LCA), l'Environmental Product Declaration (EDP) e Environmental Labelling (Etichettatura ecologica).

L'ISO 14001 è la norma che può essere attuata da qualsiasi tipo di organizzazione che intenda conseguire un miglioramento nell'esercizio delle proprie attività attraverso l'adozione di un sistema di gestione ambientale. Ad essa, in un progressivo avvicinamento del sistema internazionale agli schemi europei, si sono aggiunte le norme del sottoinsieme ISO 14030 per la valutazione delle prestazioni ambientali e si sta aggiungendo la norma ISO 14063 per la comunicazione ambientale.

Il sottoinsieme ISO 14020 disciplina, invece, diversi tipi di etichette e di dichiarazioni ambientali, standardizzando diversi livelli di informazione al pubblico sulle prestazioni ambientali di prodotti e servizi (Figura 16.4). Sotto questo punto di vista etichette e dichiarazioni svolgono un ruolo importante ai fini del consumo sostenibile, in quanto definiscono, in maniera credibile e trasparente, un limite che contraddistingue i prodotti più compatibili con l'ambiente. A queste si aggiunge il sottoinsieme ISO 14040 che norma la metodologia da applicare nello studio sul ciclo di vita dei prodotti.

**Figura 16.4 - Schema del principio di attuazione del Sistema di Gestione Ambientale
- ISO 14001:2004**



16.5 Dichiarazione Ambientale di Prodotto - EDP

La Dichiarazione Ambientale di Prodotto, meglio nota come EPD (Environmental Product Declaration) è uno strumento utile per migliorare la comunicazione ambientale fra produttori, distributori e consumatori. La EPD, prevista dalle politiche ambientali comunitarie, e derivante dalle norme della serie ISO 14020, si basa sull'uso della metodologia LCA, strumento cardine attorno a cui ruota la Dichiarazione e fondamento metodologico da cui scaturisce l'oggettività delle informazioni fornite. Pur mantenendo l'attenzione focalizzata sul prodotto (merce o servizio) le aziende possono comunicare le proprie strategie e l'impegno ad orientare la produzione nel rispetto dell'ambiente valorizzando il prodotto stesso.

Esistono tre diversi tipi di etichettature ambientali, secondo le norme ISO, serie 14020:

- TIPO I – ISO 14024: etichette ecologiche volontarie basate su un sistema “multicriteria” che considera l'intero ciclo di vita del prodotto; sono sottoposte a certificazione esterna da parte di un ente indipendente (tra queste rientra, ad esempio, il marchio europeo di qualità ecologica ECOLABEL);
- TIPO II – ISO 14021: etichette ecologiche di auto-dichiarazioni ambientali da parte di produttori, importatori o distributori di prodotti, senza l'intervento di un organismo indipendente di certificazione (ed esse le diciture: Riciclabile, Compostabile ecc.);
- TIPO III - ISO 14025: etichette ecologiche con dichiarazioni basate su parametri stabiliti e che contengono una quantificazione degli impatti ambientali associati al ciclo di vita del prodotto calcolato attraverso un sistema LCA. Sono sottoposte a un controllo indipendente e presentate in forma chiara e confrontabile. Tra di esse rientra la Dichiarazioni Ambientali di Prodotto

In particolare, la DAP, o etichettatura di tipo III, è un documento con il quale si comunicano informazioni oggettive, confrontabili e credibili relative alle prestazioni ambientali di prodotti e servizi. Tali informazioni hanno carattere esclusivamente informativo, non prevedendo modalità di valutazione, criteri di preferibilità o livelli minimi da rispettare.

Il meccanismo della Dichiarazione Ambientale di Prodotto: utilizza lo strumento della Valutazione del Ciclo di Vita (LCA - Life Cycle Assessment) come metodologia per l'identificazione e la quantificazione degli impatti ambientali. L'applicazione della LCA deve essere in accordo con quanto previsto dalle norme della serie ISO 14040, in modo da garantire l'oggettività delle informazioni contenute nella dichiarazione. La DAP è applicabile a tutti i prodotti o servizi, indipendentemente dal loro uso o posizionamento nella catena produttiva; è verificata e convalidata da un organismo indipendente che garantisce la credibilità e la veridicità delle informazioni contenute nello studio LCA e nella dichiarazione stessa.

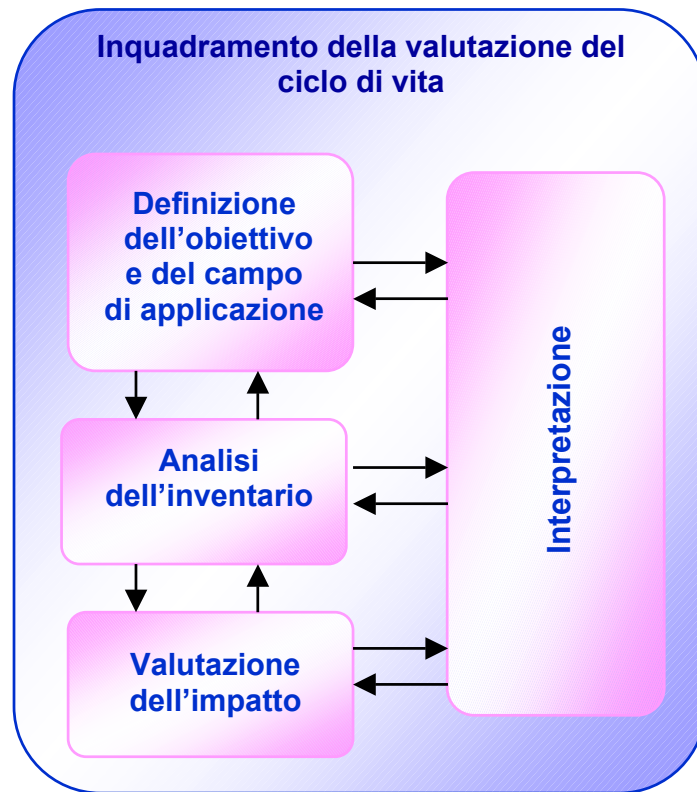
Oggettività, confrontabilità e credibilità sono le caratteristiche principali sulle quali si basano le Dichiarazioni Ambientali di Prodotto.

16.6 Life Cycle Assessment

Il Life Cycle Assessment – LCA (Valutazione del Ciclo di Vita) è uno degli strumenti fondamentali per l'attuazione della Politica Integrata di Prodotto, nonché il principale strumento operativo del “Life Cycle Thinking”: un metodo oggettivo di valutazione e quantificazione dei carichi energetici ed ambientali e degli impatti potenziali associati ad un prodotto/processo/attività lungo l'intero ciclo di vita, dall'acquisizione delle materie prime al fine vita .

La rilevanza di tale tecnica risiede principalmente nel suo approccio innovativo che consiste nel valutare tutte le fasi di un processo produttivo come correlate e dipendenti.

Figura 16.5 - Schema di funzionamento della metodologia LCA – ISO 14040



A livello internazionale la metodologia LCA è regolamentata dalle norme ISO della serie 14040 in base alle quali uno studio di valutazione del ciclo di vita prevede: la definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione dell'analisi (ISO 14041), la compilazione di un inventario degli input e degli output di un determinato sistema (ISO 14041), la valutazione del potenziale impatto ambientale correlato a tali input ed output (ISO 14042) e infine l'interpretazione dei risultati (ISO 14043). In figura 16.5 è mostrato il principio di applicazione della metodologia Life Cycle Assessment.

A livello europeo l'importanza strategica della metodologia LCA come strumento di base per l'identificazione di aspetti ambientali significativi è chiaramente espressa nel Libro Verde COM 2001/68/CE e nella COM 2003/302/CE sulla Politica Integrata dei Prodotti; tale strumento è inoltre suggerito, almeno in maniera indiretta, anche all'interno dei Regolamenti Europei: EMAS (196/2006/CE) ed Ecolabel 1980/2000/CE. L'LCA rappresenta, infatti, un supporto fondamentale per la definizione dei criteri ambientali nelle etichettature ecologiche e nelle Dichiarazione Ambientale di Prodotto.

17. BIBLIOGRAFIA

- ⁱ *BP Statistical Review of World Energy* June 2004 (<http://www.bp.com/home.do?categoryId=1>)
- ⁱⁱ *Rapporto energia ambiente 2004* ENEA (<http://www.enea.it/>)
- ⁱⁱⁱ “IEA World Energy Outlook & RE Market Policies and measures. Toward a Coherent Technology Policy”, Roberto Vigotti-ENEL, Sinergy 2005 Rimini 9 November
- ^{iv} Sito GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) (<http://www.grtn.it/ita/index.asp>)
- ^v *Aspetti tecnici ed economici della tecnologia fotovoltaica*, Salvatore Castello, ENEA
- ^{vi} National Status Report 2003, Implementation of PV systems, IEA Photovoltaic Power Station Programme
- ^{vii} IAEA International Atomic Energy Agency (<http://www.iaea.org>)
- ^{viii} Potential Health and Environmental Impacts Associated with the Manufacture and Use of Photovoltaic Cells (http://www.energy.ca.gov/pier/final_project_reports/500-04-053.html)
- ^{ix} Solar Heating and Cooling Programme (SCH), IEA (<http://www.iea.org/>)
- ^x *Wind Energy*, Volume 1, Technology, EWEA (www.ewea.org)
- ^{xi} : ENEA, *Energia eolica, aspetti tecnici, ambientali e socio-economici*
- ^{xii} “Cos’è l’energia geotermica”, Mary H. Dickson and Mario Fanelli, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR , Pisa, Italy
- ^{xiii} L. Bruzzi, V. Boragno D. KarasalihoVIC, “Combustibili puliti e qualità dell’aria urbana: il ruolo del biodiesel”
- ^{xiv} “Emissions of nitrous oxide and methane from conventional and alternative fuel motor vehicles” Timothy E. Lipman, Mark A. Delucchi, 2002
- ^{xv} RSA 2001 - Relazione sullo stato dell’ambiente - L’inquinamento atmosferico e i cambiamenti climatici (http://www2.minambiente.it/Sito/pubblicazioni/Collana_RSA/RSA_2001/Parte_b/1_inquinamento-atmosferico.pdf).
- ^{xvi} US Environmental Protection Agency – Ozone Depletion (<http://www.epa.gov/ozone/science/process.html>)
- ^{xvii} APAT - Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i servizi Tecnici; Il Protocollo di Montreal e la normativa (http://www.apat.gov.it/site/it-IT/Temi/Protezione_dell'atmosfera_a_livello_globale/Ozono_stratosferico/Protocollo_di_Montreal_e_normativa/)
- ^{xviii} APAT, Aria; (<http://www.apat.gov.it/site/it-IT/Temi/Aria>)
- ^{xix} ARPA Lombardia (http://www.arpalombardia.it/qaria/docQA_ValoriLimite.asp)
- ^{xx} US Environmental Protection Agency – Acid Rain (<http://www.epa.gov/airmarkets/acidrain/index.html>)
- ^{xxi} APAT- Inquinamento atmosferico transfrontaliero, Convenzione di Ginevra e Protocolli; (http://www.apat.gov.it/site/it-IT/Temi/Aria/Inquinamento_atmosferico_transfrontaliero/Convenzione_di_Ginevra_e_Protocolli/)

^{xxii} DM Ambiente n. 44/2004, Allegato I.

^{xxiii} Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio, RSA 2001 - L'inquinamento atmosferico e i cambiamenti climatici; (http://www2.minambiente.it/sito/temi/clima_saperne.htm) .

^{xxiv} Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio; (<http://www2.minambiente.it/sito/home.asp>).

^{xxv} Direttiva 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE, allegato I.

^{xxvi} Fonte: Ministero dell' Ambiente e Tutela del Territorio, Sintesi della Direttiva 2003/87/CE.

^{xxvii} APAT, Inquinamento acustico ed elettromagnetico

(http://www.apat.gov.it/site/it-IT/Temi/Inquinamento_acustico_ed_elettromagnetico/Campi_elettromagnetici/)

^{xxviii} Fonte APAT: http://www.apat.gov.it/site/it-IT/Temi/Mercato_verde/

Bollettino energia da fonti rinnovabili - anno 2004

<http://www.grtn.it/ita/fontirinnovabili/BollettiniEnergia/BollettinoEnergia2004.pdf>

Bollettino energia da fonti rinnovabili - anno 2004

http://www.grtn.it/ita/fontirinnovabili/BollettiniEnergia/Allegati_BollettinoEnergia2004.pdf

Bollettino energia da fonti rinnovabili - anno 2003

<http://www.grtn.it/ita/fontirinnovabili/BollettiniEnergia/BollettinoEnergia2003.pdf>

Boragno Valentina, "L'uso delle pompe di calore nella strategia dello sviluppo sostenibile: valutazione del risparmio energetico e della riduzione degli effetti ambientali per un caso di studio". Tesi di laurea in Scienze ambientali, AA. 2000-2001.

Energia e ambiente, Crati Centro per la Ricerca e le Applicazioni di Tecnologie Innovative

Energia e tutela ambientale- aspetti tecnici e normativi, L. Bruzzi, A. Soloni, ENEA - Corso di formazione e aggiornamento professionale per Energy Managers del Settore Industriale

Fonti di energia rinnovabile, Tecnologie e sfruttamento, Giancarlo Santoprete, Valerio Levi editore

Energia eolica aspetti tecnici, ambientali, socio-economici, ENEA

Le vie del vento, Tecnica, economia e prospettive del mercato dell'energia eolica, Luciano Piazzi, Roberto Bigotti, Franco Muzzio Editore

"L'eolico tecnologia e rapporto con il paesaggio", *Ecoenergie periodico di analisi energetico ambientale*, anno II, numero 6, Novembre 2003

Il sole a scuola, Aspetti tecnici ed economici della tecnologia fotovoltaica, a cura di Salvatore Castello ENEA

Il programma "solare termico" del Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio, *Ecoenergie periodico di analisi energetico ambientale*, anno II, numero 8, dicembre 2003

Provincia di Bologna (<http://www.provincia.bologna.it/provbologna/index.jsp>)

Regione Emilia Romagna (<http://www.regione.emilia-romagna.it/mobilitymanagement/>)

ENERGIA PER IL FUTURO: LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità

Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, Roma, Aprile 1999

Giancarlo Santoprete, *Fonti di energia rinnovabile, tecnologie e sfruttamento*; Valerio Levi Editore.

M. Ronchetti, A. Iacobazzi, ENEA; *Celle a combustibile, Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia*, 2002

Commissione Europea, *Energia dell'idrogeno e celle a combustibile, prospettive per il nostro futuro*.

Direttive europee e normativa nazionale

Regolamento europeo 2037/2000 – Tutela dell'ozono stratosferico

Decreto Ministero Ambiente del 3 ottobre 2001 – Regolamentazione uso degli Halon

Decreto Ministero Ambiente del 20 settembre 2002 – Misure a tutela dell'ozono stratosferico

Direttiva Quadro 96/62/CE - Qualità dell'aria ambiente

DM 2 aprile 2002 n. 60 - "Sostanze inquinanti dell'aria - valori limite di qualità dell'aria ambiente"

DPR n. 203/1988 – Emissioni in atmosfera

DLgs 21 maggio 2004, n. 171 – Limiti per alcuni inquinanti atmosferici

Direttiva 2002/3/CE - Inquinamento da ozono troposferico

DLgs 21.05.2004, n. 183 - Ozono nell'aria: attuazione Direttiva 2002/3/CE

Direttiva 2004/107/CE: Arsenico, Cadmio, Mercurio, Nickel, IPA

Decreto Ministero Ambiente 16 gennaio 2004, n. 44 – Inquinamento da COV

Direttiva 2003/87/CE - Emission Trading

Legge n. 257/92 - Norme relative alla cessazione dell'impiego dell'amianto

Decreto Ministeriale 6/9/94 – Dismissione dell'amianto

DLgs n. 22 del 5 febbraio 1997 – Decreto Ronchi sui rifiuti

Direttiva 2000/76/CE - Incenerimento dei rifiuti

Direttiva 2001/77/CE - Promozione di energia elettrica da fonti rinnovabili

DLgs n. 152/99 – Tutela delle acque ed inquinamento termico

Decreto Ministeriale n. 471/99 – Tutela del suolo

Regolamento EMAS n. 196/2006 – Eco Management and Audit Scheme

Norma UNI UN ISO 14001:2004 – Environmental Management System

Regolamento n. 1980 del 17 luglio 2000 – Ecolabel

Decreto Ministeriale n. 203/2003 – Green Public Procurement

Norme UNI EN ISO serie 14040 – Life cycle Assessment

Norme UNI EN ISO serie 14020 - Environmental Product Declaration

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu
Copertina: Cristina Lanari e Bruno Giovannetti
Stampa: Primaprint (Viterbo)
Finito di stampare nel marzo 2007